



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für  
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK  
**Bundesamt für Energie BFE**

**Bericht** (korrigierte Fassung) vom März 2026

---

# **Energiestrategie 2050**

## **Monitoring-Bericht 2025 (ausführliche Fassung)<sup>1</sup>**

---

---

<sup>1</sup> Mit Daten mehrheitlich bis 2024.

**Datum:** Dezember 2025

**Ort:** Bern

**Herausgeber:**

Bundesamt für Energie BFE  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Internet:**

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

**Korrigendum vom März 2026:**

In der ursprünglichen Berichtsversion von Dezember 2025 war in Kapitel 3.2.6 die Angabe der Leistung von PV-Anlagen im ZEV nicht korrekt und ist nun korrigiert worden. Die Leistung beträgt 770 statt 1179 Megawatt.

**Bundesamt für Energie BFE**

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Postadresse: Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern  
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · [contact@bfe.admin.ch](mailto:contact@bfe.admin.ch) · [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Wichtiges in Kürze</b> .....	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>7</b>
2.1	Rechtliche Grundlage und Zweck des Monitorings .....	8
2.2	Bezugsrahmen für das Monitoring.....	9
2.2.1	Stossrichtung der Energiestrategie 2050 .....	10
2.3	Themenfelder und Indikatoren des Monitorings .....	10
<b>3</b>	<b>Themenfeld Energieverbrauch und -produktion</b> .....	<b>12</b>
3.1	Überprüfung der Ziel- und Richtwerte gemäss Energiegesetz.....	12
3.1.1	Endenergieverbrauch pro Person und Jahr.....	13
3.1.2	Stromverbrauch pro Person und Jahr .....	14
3.1.3	Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) .....	15
3.1.4	Stromproduktion aus Wasserkraft .....	16
3.1.5	Entwicklung Import- resp. Exportüberschuss Strom im Winterhalbjahr .....	18
3.2	Vertiefende Indikatoren zum Energie- und Stromverbrauch .....	19
3.2.1	Entwicklung und Treiber des Endenergie- und Stromverbrauchs .....	19
3.2.2	Endenergieverbrauch insgesamt und nach Sektoren .....	20
3.2.3	Anteil erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch .....	22
3.2.4	Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken .....	22
3.2.5	Energie- und Stromintensität .....	25
3.2.6	PV-Anlagen im Eigenverbrauch .....	26
<b>4</b>	<b>Themenfeld Netzentwicklung</b> .....	<b>28</b>
4.1	Status und Dauer der Vorhaben im Übertragungsnetz .....	28
4.2	Erdverlegung von Leitungen.....	38
4.3	Netzinvestitionen und -abschreibungen .....	39
4.3.1	Investitionen ins Übertragungsnetz und Abschreibungen .....	39
4.3.2	Investitionen ins Verteilnetz und Abschreibungen.....	40
4.4	Entwicklung der intelligenten Netze.....	41
4.4.1	Intelligente Zähler (Smart Meter).....	41
4.4.2	Spannungsregelungsinstrumente (Transformation).....	42
4.4.3	Steuer- und Regelsysteme (Flexibilität).....	43
<b>5</b>	<b>Themenfeld Versorgungssicherheit</b> .....	<b>44</b>
5.1	Energieübergreifende Sicht .....	44
5.1.1	Diversifizierung der Energieversorgung .....	44
5.1.2	Auslandabhängigkeit .....	46
5.2	Stromversorgungssicherheit.....	47
5.2.1	System Adequacy und Winterproduktionsfähigkeit .....	47
5.2.2	Stromproduktion, Importe und Verbrauch im Jahresverlauf.....	51
5.2.3	Importkapazität .....	52
5.2.4	Belastung N-1 im Übertragungsnetz .....	53
5.2.5	Versorgungsqualität/Netzverfügbarkeit .....	54

5.3	Gasversorgungssicherheit .....	55
5.3.1	Zweistoffanlagen .....	55
5.3.2	Infrastrukturstandard .....	57
5.4	Ölversorgungssicherheit .....	59
5.4.1	Diversifikation der Transportmittel .....	59
5.4.2	Importportfolio von Rohöl .....	60
5.4.3	Importe von Rohöl und Erdölprodukten .....	61
<b>6</b>	<b>Themenfeld Ausgaben und Preise .....</b>	<b>63</b>
6.1	Endverbraucherausgaben für Energie .....	63
6.2	Energiepreise .....	65
6.2.1	Energiepreise für Industriesektoren im internationalen Vergleich .....	66
6.2.2	Stromtarife und Komponenten für Haushalte und Unternehmen .....	71
6.2.3	Entwicklung der Preise für Brenn- und Treibstoffe für Haushalte .....	73
<b>7</b>	<b>Themenfeld CO<sub>2</sub>-Emissionen .....</b>	<b>76</b>
7.1	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen pro Person und Jahr .....	76
7.2	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen insgesamt und nach Sektoren .....	77
7.3	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen Industrie und Dienstleistungen .....	79
7.4	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen der Personenwagen .....	80
7.5	Weitere Umweltauswirkungen .....	81
<b>8</b>	<b>Themenfeld Forschung und Technologie .....</b>	<b>82</b>
8.1	Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung .....	82
8.2	Forschungsaktivitäten und -programme im Bereich Energie .....	83
<b>9</b>	<b>Themenfeld Internationales Umfeld .....</b>	<b>86</b>
9.1	Entwicklung der globalen Energiemärkte .....	86
9.2	Entwicklungen in der EU .....	88
9.2.1	Neue EU-Kommission und Ausrichtung für Legislaturperiode von 2024-2029 .....	88
9.2.2	«European Green Deal» .....	88
9.2.3	Der «Competitiveness Compass» .....	89
9.2.4	REPowerEU-Roadmap .....	90
9.2.5	Mehrjähriger Finanzrahmen .....	90
9.2.6	Das «Clean Energy Package» .....	90
9.2.7	Entwicklung gegenüber den Energie- und Klimazielen .....	91
9.2.8	Umsetzung der Network Codes im Strombereich .....	91
9.2.9	Gasbinnenmarkt und Gasversorgungssicherheit .....	92
9.2.10	Entwicklungen im Bereich Wasserstoff .....	93
9.3	Internationale Klimapolitik .....	94
9.4	Internationale Zusammenarbeit der Schweiz im Energiebereich .....	95
	<b>Literatur- und Quellenverzeichnis .....</b>	<b>98</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>103</b>

# 1 Wichtiges in Kürze

Mit der Energiestrategie 2050 setzt die Schweiz den schrittweisen Umbau ihres Energiesystems um. Zentrale Pfeiler dabei sind die Verbesserung der Energieeffizienz und der Ausbau der erneuerbaren Energien. Die entsprechend neu ausgerichtete Energiegesetzgebung ist seit Anfang 2018 in Kraft und ist mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien umfassend weiterentwickelt worden. Das Bundesgesetz ist am 1. Januar 2025 teilweise in Kraft getreten, nachdem ihm das Stimmvolk am 9. Juni 2024 zugestimmt hatte. Begleitet wird die Energiestrategie durch ein detailliertes Monitoring, welches jährlich darüber berichtet, wie die Schweiz auf diesem Weg vorankommt. Der vorliegende **Monitoringbericht 2025** zeigt die Situation per Ende 2024. Die wichtigsten Ergebnisse sind:

**Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft):** Diese steigt seit 2000 an, seit 2010 hat sich das Wachstum verstärkt. 2024 lag die erneuerbare Stromproduktion bei 8301 Gigawattstunden (GWh) oder 10,9 Prozent der gesamten Netto-Elektrizitätsproduktion. 2024 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 1113 GWh, seit 2011 lag er im Durchschnitt bei 493 GWh pro Jahr. Das Wachstum ist grösstenteils auf den Ausbau der Photovoltaik (PV) zurückzuführen. Rund 72% hat PV 2024 zur neuen erneuerbaren Stromproduktion beigetragen. Seit dem Inkrafttreten des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien ist für das Jahr 2035 ein Zielwert von 35'000 GWh gesetzlich verankert. Um diesen zu erreichen, ist im Mittel ein jährlicher Zuwachs von 2427 GWh nötig (*Seite 15*).

**Stromproduktion aus Wasserkraft:** Diese ist seit 2000 kontinuierlich angestiegen. 2024 lag die mittlere Netto-Produktionserwartung bei 36'901 GWh und hat damit gegenüber dem Vorjahr um 193 GWh zugenommen. Seit 2012 hat sie im Durchschnitt um 109 GWh pro Jahr zugenommen. Der gesetzliche Zielwert für das Jahr 2035 beträgt 37'900 GWh. Um diesen zu erreichen, ist ein jährlicher Zuwachs von durchschnittlich 91 GWh nötig (*Seite 16*).

**Endenergieverbrauch pro Person und Jahr:** Dieser hat seit 2000 abgenommen. 2024 lag er 28,7 Prozent unter dem Basisjahr 2000 (witterungsbereinigt -26,9%). Der witterungsbereinigte Endenergieverbrauch pro Person muss künftig im Mittel um 2,2 Prozent pro Jahr sinken, damit der Zielwert 2035 (-43%) erreicht werden kann. Zum Vergleich: In den letzten zehn Jahren betrug der mittlere Rückgang rund 1,9 Prozent pro Jahr. Gegenüber dem Vorjahr betrug der Rückgang 1,8 Prozent (*Seite 13*).

**Stromverbrauch pro Person und Jahr:** Dieser nahm bis 2006 zu, seither ist der Trend rückläufig. 2024 lag er 12,4 Prozent unter dem Wert von 2000 (witterungsbereinigt -11,7%). Um das Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 zu erreichen, ist gemäss Energieperspektiven 2050+ mittelfristig mit einer deutlichen Zunahme der Stromnachfrage aufgrund der erforderlichen Elektrifizierung des Energiesystems zu rechnen. Darum kann der neue Zielwert im Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (-13%) nicht ohne weitere Anstrengungen erreicht werden (*Seite 14*).

**Erneuerbare Energien insgesamt:** Der erneuerbare Anteil (Strom und Wärme) am gesamten Endenergieverbrauch ist seit 2000 gestiegen, ab Mitte der 2000er-Jahre hat sich das Wachstum verstärkt. Nach einem Einbruch 2022 (25,7%) hat der Anteil 2023 (28%) und 2024 (29,9%) wieder zugenommen. Im Jahr 2000 lag der Anteil bei 17% (*Seite 22*).

**Diversifizierung und Auslandabhängigkeit:** Erdölprodukte machten 2024 fast 46 Prozent des Endenergieverbrauchs aus, Strom knapp 27 Prozent und Erdgas gut 12 Prozent. Der Anteil der Erdöltreibstoffe ist gegenüber dem Vorjahr konstant geblieben, obwohl der Absatz von Flugpetrol erneut gestiegen ist. Bei den Brennstoffen ist weiterhin eine Abnahme zu beobachten. Aktuell ist die Energieversorgung breit diversifiziert, was zur hohen Versorgungssicherheit der Schweiz beiträgt. Die zunehmende Elektrifizierung des Energiesystems wird sich künftig auch auf die Diversifizierung auswirken. Der Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (Auslandabhängigkeit) ist von 2000 bis 2006 gestiegen und anschliessend bis 2021 gesunken. 2022 war der Anteil erstmals seit 2000 wieder stark gestiegen, weil die Inlandproduktion aus Wasserkraft ausserordentlich tief war. 2024 ist die Auslandabhängigkeit mit 67,6 Prozent (2023: 71,1%) weiter zurückgegangen, allerdings bewegt sie sich weiterhin auf hohem Niveau (*ab Seite 44*).

**Stromversorgungssicherheit:** Zur Beurteilung der künftigen Versorgungslage mit Strom stützt sich das Monitoring in erster Linie auf Studien zur systemischen Versorgungssicherheit (sogenannte System

Adequacy). Das BFE hat eine System-Adequacy-Studie für den Winter 2022/23 durchgeführt, die anhand bereits getroffener oder geplanter Entscheide in der Schweiz und Europa für verschiedene Szenarien die Möglichkeit von Stromversorgungsengpässen untersuchte. Die Studie unterstreicht die möglichen Unsicherheiten und kam zum Schluss, dass Versorgungsengpässe nicht ausgeschlossen werden konnten. Die Stromversorgungssicherheit der Schweiz im Winter 2022/23 war hingegen nicht unmittelbar gefährdet. Grundsätzlich behält diese Studie auch für die folgenden Winter ihre Gültigkeit, sofern sich aus den aktuellen Entwicklungen keine neuen Stressfaktoren ergeben. Weiter hat die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) ihre SA-Studie aus dem Jahr 2023 für die Jahre 2028, 2030 und 2035 sowie die Studie zur Winterproduktionsfähigkeit aktualisiert. Auf Basis der beiden Studien empfiehlt die ElCom eine Reservekraftwerkskapazität im Umfang von mindestens 500 Megawatt (MW) für das Jahr 2030 und 700 bis 1400 MW ab 2035 (*ab Seite 47*).

**Netzentwicklung:** Dank verfahrensbeschleunigender Massnahmen sowie optimierter und gestraffter Bewilligungsverfahren sind bei Vorhaben im Stromübertragungsnetz, welche nach 2013 initiiert worden sind, kürzere Verfahrensdauern feststellbar, auch wenn die Situation herausfordernd bleibt. Im Berichtszeitraum konnten weitere Prozess- und Verfahrensschritte eingeleitet oder entschieden werden. Die Entwicklung in Richtung intelligentes Netz schreitet kontinuierlich voran. Ende 2024 lag der Anteil Smart Meter an den gesamthaft installierten Zählern bereits bei über 50 Prozent. Gegenüber 2023 ist der Anteil um fast zwölf Prozentpunkte gestiegen (*ab Seite 28*).

**Energieausgaben und -preise:** Die *EndverbraucherAusgaben für Energie* betragen in der Schweiz im Jahr 2024 rund 36,7 Mrd. Franken und lagen damit gut sechs Prozent höher als im Vorjahr. Der Anstieg der Ausgaben war vom Anstieg der Preise getrieben; so stieg der Teilindex des Landesindex der Konsumentenpreise, welcher die Energie abbildet, seit 2021 um rund 34 Prozent. Besonders stark ausgeprägt war der Anstieg bei den Ausgaben zwischen 2021 und 2024 beim Strom (75%) und Gas (26%). 2024 wurde für Strom 18,4 Mrd. Franken und für fossile Brenn- und Treibstoffe 17,3 Mrd. Franken ausgegeben. In den Energieausgaben enthalten sind Ausgaben für die Energie und den Transport sowie sämtliche Steuern und Abgaben. Beim internationalen Vergleich der *Energiepreise für Industriekunden* zeigt sich, dass *Strom- und Erdgaspreise* in der Schweiz 2024 weiterhin deutlich über dem OECD-Mittelwert liegen, wobei der Erdgaspreis 2024, gleich wie in den Nachbarländern Frankreich und Deutschland, gegenüber 2023 gesunken ist. Bei *Heizöl und Diesel* liegen die Preise ebenfalls über dem OECD-Mittelwert (*ab Seite 63*).

**CO<sub>2</sub>-Emissionen:** Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Person nehmen in der Schweiz seit dem Jahr 2000 stetig ab. 2023 lagen sie bei 3,4 Tonnen und damit 41 Prozent tiefer als im Jahr 2000 (5,8 Tonnen). Damit das langfristige Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 erreicht werden kann, müssen die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Person und Jahr stärker sinken als bisher. In einer Netto-Null-Welt, in der bis 2050 alle vermeidbaren Emissionen eliminiert werden müssen, fallen 2050 pro Person noch energiebedingte Treibhausgasemissionen von rund 0,4 Tonnen an (*ab Seite 76*).

**Forschung- und Technologie:** Seit 2005 haben die für die Energieforschung aufgewendeten öffentlichen Mittel kontinuierlich zugenommen. Vor allem ab 2014 war im Rahmen der Energiestrategie 2050 und dem Aktionsplan Koordinierte Energieforschung Schweiz eine deutliche Zunahme feststellbar. 2021 und 2022 gingen die eingesetzten öffentlichen Mittel zurück, weil das Förderprogramm Energie (SCCER) per Ende 2020 ausgelaufen war. 2023 sind die Mittel wieder gestiegen u.a. wegen der Zunahme der ausbezahlten Mittel über das Förderprogramm SWEET. 2023 betrug die Aufwendungen real knapp 406 Mio. Franken (2022: knapp 365 Mio. Fr.) (*ab Seite 82*).

**Internationales Umfeld:** Nach den Wahlen des neuen EU-Parlaments hat die neue EU-Kommission unter Leitung der Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen Ende 2024 ihre Arbeit aufgenommen. Im Zentrum ihrer künftigen Arbeit stehen unter anderem die Wettbewerbsfähigkeit und die Vertiefung der Binnenmärkte unter Weiterführung der grünen Transition. Dazu hat die Kommission Anfang 2025 den «Competitiveness Compass» vorgelegt. Weiter will die EU mit der REPower-EU-Roadmap ihre Abhängigkeit von russischen fossilen Energien ganz beenden. Der Bundesrat hat am 13. Juni 2025 die Vernehmlassung eröffnet zu den Abkommen des Pakets zur Stabilisierung und Weiterentwicklung der Beziehungen zwischen der Schweiz und der EU (*ab Seite 86*).

## 2 Einleitung

Mit der Energiestrategie 2050 setzt die Schweiz die Transformation ihres Energiesystems um. Die Energiestrategie beabsichtigt, die Energieeffizienz und den Anteil der erneuerbaren Energien zu steigern und die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen zu senken. Dies unter Beachtung einer weiterhin sicheren und wirtschaftlichen Energieversorgung. Die geltende Energiegesetzgebung, welche seit Anfang 2018 in Kraft ist, sieht zudem den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie vor, wobei der Bundesrat im August 2024 auf diesen Entscheid zurückgekommen ist (s. *weiter unten*).

Vor dem Hintergrund des Klimaziels für 2050, wonach die Schweiz ab 2050 nicht mehr Treibhausgase in die Atmosphäre ausstossen soll als durch natürliche und technische Speicher aufgenommen werden, müssen insbesondere im Verkehrs- und Wärmebereich fossile Energieträger zu einem grossen Teil durch erneuerbaren Strom ersetzt werden. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Bundesblatt, 2023a) haben Bundesrat und Parlament die Energiestrategie 2050 umfassend weiterentwickelt; das Schweizer Stimmvolk hat dem Gesetzespaket am 9. Juni 2024 zugestimmt, am 1. Januar 2025 ist ein erster Teil in Kraft getreten (Bundesrat 2024n). Das Gesetz sieht verschiedene Massnahmen vor, um die inländische erneuerbare Stromproduktion rasch und konsequent auszubauen, diese besser ins Stromsystem zu integrieren sowie die längerfristige Versorgungssicherheit zu stärken. Um den Ausbau der erneuerbaren Energien weiter zu beschleunigen, hat der Bundesrat im Juni 2023 eine Änderung des Energiegesetzes verabschiedet, den sogenannten Beschleunigungserlass (Bundesrat 2023c). In der Herbstsession 2025 haben National- und Ständerat ihre Beratung abgeschlossen und dem Beschleunigungserlass zugestimmt. Die Vorlage sieht im Wesentlichen vor, Bewilligungsverfahren und Rechtsmittelverfahren für grosse Anlagen zu straffen und den Planungsprozess für den Ausbau des Stromnetzes zu vereinfachen. Der Beschleunigungserlass ergänzt die vom Parlament verabschiedeten Vorlagen zum Wind- und Solarexpress (s. *Kasten, Seite 17*).

Die Ziele der Energiepolitik sind, wie weiter oben mit dem Klimaziel 2050 erwähnt, eng mit jenen der Klimapolitik verknüpft, da rund drei Viertel der Treibhausgasemissionen in der Schweiz durch die Nutzung fossiler Energieträger verursacht werden. Die Energieperspektiven 2050+ des Bundesamts für Energie (BFE) zeigen auf, dass die Schweiz ihre Energieversorgung bis 2050 im Einklang mit diesem Ziel umbauen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewährleisten kann (Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020). Die Energieperspektiven 2050+ bildeten eine wichtige Grundlage für die «Langfristige Klimastrategie der Schweiz» des Bundesrats aus dem Jahr 2021 zur Konkretisierung des Netto-Null-Ziels (Bundesrat, 2021a). Das am 18. Juni 2023 von der Schweizer Bevölkerung angenommene «Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit» (KIG) verankert das Netto-Null-Ziel als verbindliche Zielsetzung (Bundesblatt, 2022). Es legt zudem Zwischenziele und Richtwerte für die Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie<sup>2</sup> fest. Weiter umfasst das Gesetz, welches am 1. Januar 2025 in Kraft getreten ist, zeitlich befristete Fördermassnahmen, die die Ablösung fossiler Brennstoffe im Gebäudebereich und in der Industrie vorantreiben sollen. Bis 2030 hat sich die Schweiz international verpflichtet, ihre Treibhausgase gegenüber dem Stand von 1990 um 50 Prozent zu reduzieren. Die nationale Umsetzung dieses Ziels und die entsprechenden Massnahmen sind im revidierten CO<sub>2</sub>-Gesetz vorgesehen, dem das Parlament in der Frühlingsession 2024 zugestimmt hat und nun ebenfalls Anfang 2025 in Kraft getreten ist (Bundesblatt, 2024). Das Gesetz führt bereits bestehende Massnahmen weiter und enthält eine Reihe neuer gezielter Fördermassnahmen und Anreize, um den Ausstoss von Treibhausgasemissionen zu senken.

Die Versorgungssicherheit muss hinsichtlich der Transformation des Energiesystems mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien, der verstärkten Energieeffizienz sowie der zunehmenden Dekarbonisierung und Elektrifizierung besonders beachtet werden. Neben der langfristigen Sicht (*siehe insbesondere Kapitel 5*) ist mit dem russischen Angriff auf die Ukraine sowie den zunehmenden Spannungen im Nahen Osten die kurz- und mittelfristige Versorgungssicherheit stark in den Fokus gerückt. Bundesrat und Parlament haben seit Februar 2022 verschiedene Massnahmen ergriffen, um die Versorgungssicherheit zu

<sup>2</sup> In diesen drei Sektoren sollen die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 schrittweise wie folgt gesenkt werden: Gebäude: bis 2040 um 82% und bis 2050 um 100%; Verkehr: bis 2040 um 57% und bis 2050 um 100%; Industrie: bis 2040 um 50% und bis 2050 um 90%.

stärken (für den Gasbereich s. Kapitel 5.3). Das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien schreibt eine obligatorische Wasserkraftreserve vor: Die Betreiber von Stauseen halten von Anfang Februar bis Mitte Mai gegen Entgelt Energie zurück, die bei Bedarf abgerufen werden kann. Als weitere Bestandteile der Stromreserve sind im Gesetz Speicherbetreiber und grössere Verbraucher mit Potenzial für Lastreduktion aufgeführt (Verbrauchsreserve). Die Winterreserveverordnung regelt neben dem Einsatz der Wasserkraftreserve zudem eine ergänzende thermische Reserve bestehend aus Reservekraftwerken, Notstromgruppen und WKK-Anlagen. Dieser Teil der Stromreserve ist nun im Rahmen einer Änderung des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) auf eine gesetzliche Grundlage gestellt worden (Bundesrat, 2024j). Das Parlament hat der Vorlage in der Frühlingssession 2025 zugestimmt, am 1. Januar 2027 soll sie in Kraft treten. Die bestehende Winterreserveverordnung soll bis 2030 verlängert werden (aktuell gilt eine Befristung bis Ende 2026), damit die Verträge der bestehenden Reservekraftwerke verlängert werden können, bis die neuen Reservekraftwerke zur Verfügung stehen (Bundesrat, 2025g). Weiter hat der Bundesrat im Rahmen des Pakets Schweiz-EU auch das Stromabkommen gutgeheissen und am 13. Juni 2025 in die Vernehmlassung geschickt. Das Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU soll den Zugang der Schweiz zum europäischen Strommarkt ermöglichen, zudem soll es einen wichtigen Beitrag leisten, um Herausforderungen bei der Netzstabilität und der Versorgungssicherheit zu bewältigen (Bundesrat, 2025e).

Aufgrund der veränderten Situation auf dem Strommarkt und in der Energiepolitik (Klimaziele und Strombedarf, fossile Gaskraftwerke nur als Stromreserve, geopolitische Unsicherheiten) hat der Bundesrat am 28. August 2024 schliesslich wie eingangs erwähnt einen Richtungsentscheid zur Kernenergie gefällt: Er lehnt die Volksinitiative «Jederzeit Strom für alle (Blackout stoppen)» ab und hat einen indirekten Gegenvorschlag zur Initiative erarbeitet, der vorsieht, im Sinne der Technologieoffenheit das bestehende Neubauverbot für Kernkraftwerke aufzuheben. Am 13. August 2025 hat der Bundesrat die Botschaft zu Händen des Parlaments verabschiedet. Die parlamentarische Beratung soll noch in diesem Jahr starten (Bundesrat, 2024k+2025h).

## 2.1 Rechtliche Grundlage und Zweck des Monitorings

Der mit der Energiestrategie 2050 angestrebte Umbau des Schweizer Energiesystems ist ein langfristiges Vorhaben. Aufgrund des langen Zeithorizonts ist ein Monitoring vorgesehen. Es erlaubt, die massgeblichen Entwicklungen und Fortschritte zu beobachten, den Grad der Zielerreichung zu messen, den Nutzen und die volkswirtschaftlichen Kosten der Massnahmen zu untersuchen und bei ungewollten Entwicklungen frühzeitig und faktenbasiert steuernd einzugreifen. Rechtliche Grundlage für das Monitoring bildet die Energiegesetzgebung gemäss Art. 55ff des Energiegesetzes (EnG) und Art. 69ff der Energieverordnung (EnV). Gemäss diesen Grundlagen verfolgt das Monitoring unter anderem im Hinblick auf die heute gültigen Zielwerte für 2035 die jährliche Energieproduktion. Mit Inkrafttreten des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien rückt die Energieproduktion im Winterhalbjahr stärker in den Fokus, was eine Anpassung des Monitorings zur Folge haben wird. Relevant ist zudem Art. 74a des Kernenergiegesetzes (KEG) zur Berichterstattung über die Entwicklung der Kerntechnologie.

Das vom Bundesamt für Energie (BFE) in Zusammenarbeit mit dem Staatssekretariat für Wirtschaft (SECO) und anderen Bundesstellen betriebene Monitoring beobachtet ausgewählte Indikatoren und weiterführende quantitative und qualitative Analysen. Diese geben in regelmässigen Abständen darüber Auskunft, wie sich das Schweizer Energiesystem seit dem letzten Beobachtungszeitpunkt entwickelt hat beziehungsweise, wo die Umsetzung der Energiestrategie 2050 im Vergleich zu den gesetzlich verankerten Zielwerten steht. Das Monitoring beinhaltet zwei Hauptprodukte, einen jährlichen Monitoring-Bericht, wie er hier für das Jahr 2024 (mit Daten mehrheitlich bis 2024) vorliegt, und eine zusätzliche fünfjährige Berichterstattung.

Der jährlich aktualisierte Monitoring-Bericht enthält quantitative Indikatoren mit wichtigen energiewirtschaftlichen Kennzahlen, ergänzt mit deskriptiven Teilen. Die fünfjährige Berichterstattung des Bundesrats zu Händen des Parlaments ergänzt und vertieft die jährliche Monitoring-Berichterstattung mit weiteren Analysen. Insbesondere soll sie Bundesrat und Parlament erlauben, die Erreichung der Zielwerte gemäss Energiegesetz über einen längeren Zeitraum zu überprüfen und nötigenfalls zusätzliche Massnahmen zu be-

schliessen oder bestehende anzupassen. Die erste fünfjährige Berichterstattung<sup>3</sup> hat der Bundesrat im Dezember 2022 publiziert. Die Berichte richten sich an die Politik und die Verwaltung, an Kreise aus der Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft sowie an die interessierte Bevölkerung.

## 2.2 Bezugsrahmen für das Monitoring

Die Energiestrategie 2050 bildet mit ihren Zielsetzungen und Stossrichtungen den Bezugsrahmen für die Beobachtung und Beurteilung der schweizerischen Energiepolitik im vorgesehenen Monitoring (vgl. *Abbildung 1*). Diese sind im EnG und der zugehörigen Botschaft des Bundesrates festgehalten (Bundesrat, 2013). Basis dafür bildeten die Szenarien der Energieperspektiven 2050 (Prognos, 2012). Mit der Ausrichtung des Energiesystems auf das neue Klimaziel Netto-Null bis 2050 sind diese Werte auf Basis der Energieperspektiven 2050+ für das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien teilweise angepasst worden und am 1. Januar 2025 in Kraft getreten (Bundesrat, 2021b, Bundesblatt 2023a). Für das Monitoring relevant sind weitere Vorlagen und Politiken des Bundes, darunter das Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Strategie Stromnetze, vgl. auch Bundesrat, 2016+2019b / Bundesblatt, 2017), welches gleichzeitig mit den dazugehörigen Verordnungen seit Juni 2019 respektive Juni 2021 in Kraft ist. Weiter besteht wie eingangs erwähnt ein enger Bezug zur Klimapolitik (Bundesrat, 2019a+2021a).

Bereich	2035 gemäss Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, das per 1.1.2025 teilweise in Kraft getreten ist	2050 gemäss Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, das per 1.1.2025 teilweise in Kraft getreten ist
Durchschnittlicher Energieverbrauch pro Person und Jahr	minus 43%	minus 53%
Durchschnittlicher Stromverbrauch pro Person und Jahr	minus 13%	minus 5%
Durchschnittliche Jahresproduktion Strom aus Erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft)	mindestens 35 TWh	mindestens 45 TWh
Durchschnittliche Jahresproduktion Strom aus Wasserkraft	37,9 TWh	mindestens 39,2 TWh

**Abbildung 1:** Zielsetzungen Energiestrategie 2050 (ausgehend vom Basisjahr 2000)

<sup>3</sup> Energiestrategie 2050 – Fünfjährige Berichterstattung im Rahmen des Monitorings (Bundesrat, 2022c).

## 2.2.1 Stossrichtung der Energiestrategie 2050

Um aufzuzeigen, auf welchem Weg die Zielsetzungen erreicht werden können, definiert die Energiestrategie 2050 eine Reihe von grundsätzlichen Stossrichtungen, welche für das Monitoring ebenfalls relevant sind (Bundesrat, 2013+2019a+2021b):

- Energie- und Stromverbrauch senken;
- Anteil der erneuerbaren Energien erhöhen;
- Energieversorgung sichern;
- Um- und Ausbau der Stromnetze vorantreiben unter Beachtung der Energiespeicherung;
- Energieforschung stärken;
- Förderung freiwilliger Massnahmen;
- Vorbildfunktion des Bundes, der Kantone, der Städte und der Gemeinden vorleben;
- Internationale Zusammenarbeit weiter verstärken.

## 2.3 Themenfelder und Indikatoren des Monitorings

Aus den oben genannten Zielsetzungen, Zielwerten und Stossrichtungen leiten sich die 7 Themenfelder und 44 Indikatoren sowie deskriptive Teile ab, welche im jährlichen Monitoring verfolgt werden. Diese Beobachtungen sollen alle fünf Jahre in einer zusätzlichen Berichterstattung mit weiteren Analysen ergänzt und vertieft werden.

### **Methodische Anmerkungen**

Das jährliche Monitoring der Energiestrategie 2050 umfasst im Sinne eines Gesamtüberblicks (nicht auf Massnahmenebene) ein breites Spektrum an Themen und ausgewählten Indikatoren in den Bereichen Gesamtenergie und Strom, Netzentwicklung, Versorgungssicherheit, Energieausgaben und -preise, energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen und beschreibt Entwicklungen im internationalen Umfeld sowie in der Forschung und Technologie. Publiziert werden jeweils eine ausführliche Fassung des jährlichen Monitoring-Berichts (wie er hier vorliegt) sowie eine Kurzfassung, welche die wichtigsten Indikatoren und Ergebnisse zusammenfasst. Beide Versionen sind auf [www.energiemonitoring.ch](http://www.energiemonitoring.ch) aufgeschaltet. Das jährliche Monitoring stützt sich im Wesentlichen auf bereits vorhandene und publizierte Daten und Berichte und nutzt gezielt Synergien zu bestehenden Monitoring-Systemen des Bundes. Als Ausgangsjahr für die Indikatoren gilt in der Regel das Jahr 2000. Bei einigen Indikatoren ist eine längere Zeitreihe sinnvoll, bei anderen wird eine kürzere Zeitspanne angezeigt, weil erst seit jüngerer Zeit Daten verfügbar sind. Im jährlichen Monitoring können nicht alle relevanten Fragestellungen in Form von jährlich aktualisierbaren Indikatoren beobachtet und analysiert werden. Dafür sind entweder vertiefende Untersuchungen über einen längeren Zeithorizont nötig oder die jährliche Datenerhebung wäre zu aufwändig, respektive die Datengrundlagen fehlen. Das jährliche Monitoring weist daher naturgemäss Lücken auf. Es versteht sich jedoch als System, das regelmässig überarbeitet und weiterentwickelt werden soll. Im Weiteren stellt die jährliche Berichterstattung eine energiewirtschaftliche und energiestatistische Auslegeordnung dar und verzichtet auf weitergehende Schlussfolgerungen. Mit der fünfjährigen Berichterstattung des Bundesrats zu Händen des Parlaments besteht derweil ein Gefäss, welches einerseits vertiefende Untersuchungen aufnehmen kann. Diese werden koordiniert mit laufenden Grundlagenarbeiten des BFE (z.B. Energieperspektiven, Evaluationen). Andererseits ermöglicht die fünfjährige Berichterstattung eine energiepolitische Standortbestimmung und kann Handlungsempfehlungen abgeben.

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

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

**Abbildung 2:** Themenfelder und Indikatoren jährlicher Monitoring-Bericht (ausführliche Fassung)

## 3 Themenfeld Energieverbrauch und -produktion

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

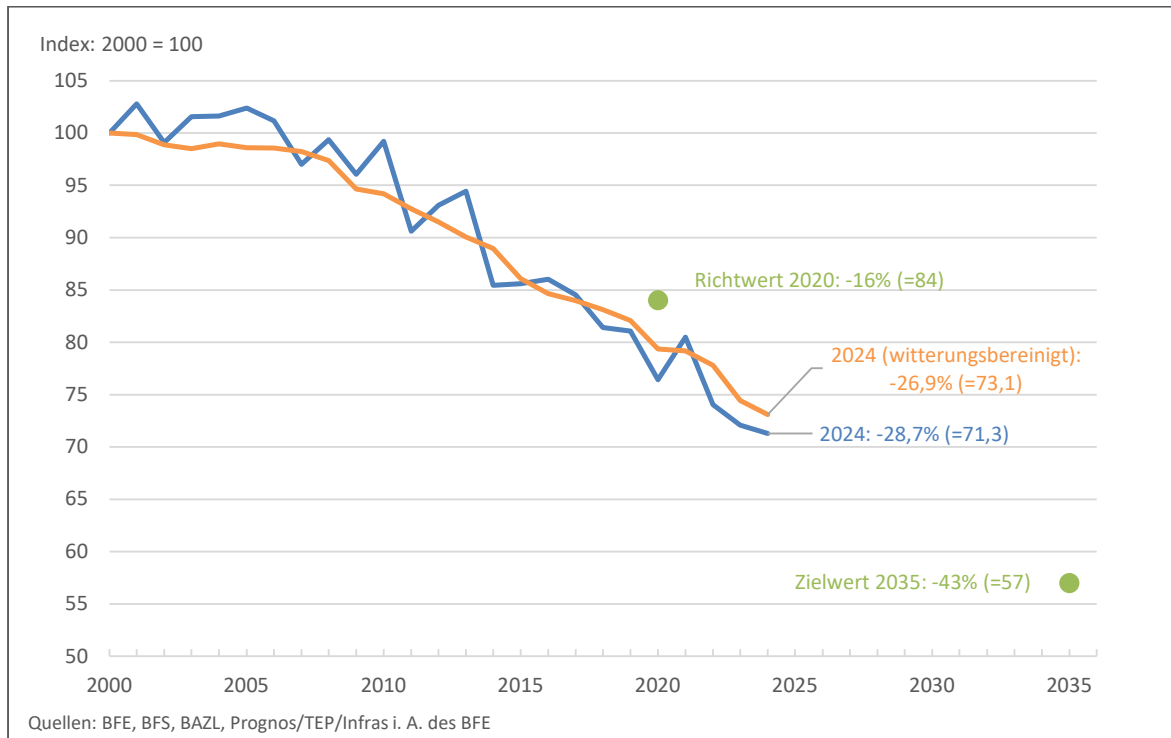
### 3.1 Überprüfung der Ziel- und Richtwerte gemäss Energiegesetz

Das geltende Energiegesetz (EnG) schreibt ausgehend vom Basisjahr 2000 relative Energie- und Stromverbrauchszielwerte für die Jahre 2020 und 2035 fest. Für die Ableitung dieser Zielwerte dienten die Energieperspektiven 2050+ (Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020) als Grundlage. Dort wurde im Verkehrssektor der Treibstoffverbrauch für den internationalen Flugverkehr nicht berücksichtigt. Neben der tatsächlichen Entwicklung seit 2000 wird im Monitoring zusätzlich der witterungsbereinigte Verlauf angegeben, denn insbesondere der jährliche Verbrauch von Energie für Raumwärme ist stark von der Witterung abhängig<sup>4</sup>. Mit dem korrigierten Verbrauchswert lässt sich im Berichtsjahr eine von der Witterung unabhängige Aussage über den Verbrauch ableiten. Die Pro-Kopf-Betrachtung erlaubt eine von der Bevölkerungsentwicklung unabhängige Betrachtung der Verbrauchsentwicklung. Im Gegensatz zu den relativen Zielwerten beim Energie- und Stromverbrauch sind beim Ausbau der erneuerbaren Energien absolute Zielwerte vorgegeben (s. *Abbildung 1*). Die nachfolgenden Grafiken nehmen nur noch Bezug auf die neuen Zielwerte gemäss Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, auch wenn das Gesetz im Jahr 2024 – dem Berichtsjahr – noch nicht in Kraft war. Seit dem 1. Januar 2025 schreibt das EnG zudem einen Nettoimportwert für Strom im Winterhalbjahr (Oktober-März) fest. Dieser Indikator wird im vorliegenden Monitoringbericht erstmals betrachtet.

---

<sup>4</sup> Der witterungsabhängige Energieverbrauch für Raumwärme wird je Energieträger mit dem so genannten Gradtag-Strahlungsverfahren witterungsbereinigt (Prognos, 2015). Der Anteil Raumwärme am Endenergieverbrauch je Energieträger basiert auf den Analysen des schweizerischen Energieverbrauchs nach Verwendungszwecken. Die jährlichen Witterungsbereinigungsfaktoren beziehen sich auf das Mittel aller Gebäudetypen und sind auf das Jahr 2000 normiert.

### 3.1.1 Endenergieverbrauch pro Person und Jahr

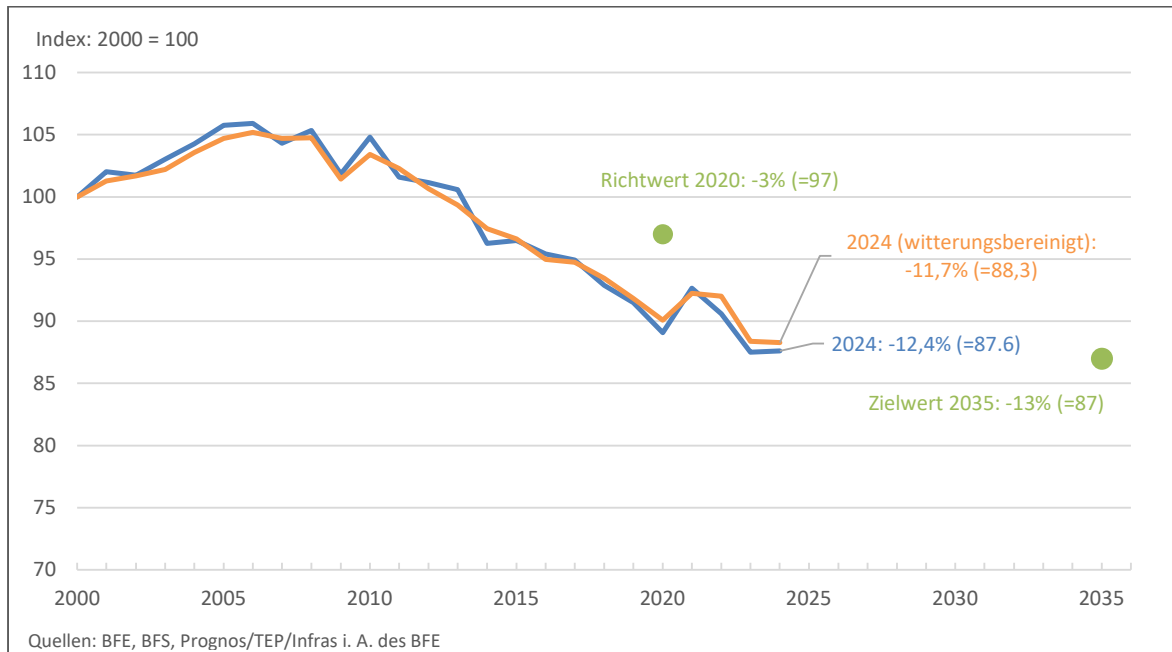


**Abbildung 3:** Entwicklung des Endenergieverbrauchs<sup>5</sup> pro Person und Jahr seit 2000 (indexiert)

Der Endenergieverbrauch pro Person hat seit 2000 abgenommen, wie *Abbildung 3* zeigt. Die Abnahme folgt daraus, dass der absolute Endenergieverbrauch zwischen 2000 und 2024 um 8,4 Prozent abgenommen hat (um -10,6% ohne den internationalen Luftverkehr), während die Bevölkerung in diesem Zeitraum um 25,4 Prozent zugenommen hat. Die angestrebte Senkung des Endenergieverbrauchs pro Person gegenüber dem Basisjahr 2000 beträgt gemäss dem am 1.1.2025 in Kraft getretenen Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien 43 Prozent bis 2035. 2024 lag der Endenergieverbrauch pro Person bei 77,8 Gigajoule (21,6 MWh) und damit 28,7 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 26,9 Prozent. Der witterungsbereinigte Endenergieverbrauch pro Person muss künftig im Mittel um 2,2 Prozent pro Jahr sinken, damit der Zielwert für 2035 erreicht werden kann. Der mittlere Rückgang betrug in den letzten 10 Jahren rund 1,9 Prozent pro Jahr. Der absolute Endenergieverbrauch hat im Jahr 2024 gegenüber dem Vorjahr um 1 Prozent zugenommen. Dieser Anstieg ist vorwiegend auf die Verbrauchszunahme des internationalen Luftverkehrs und die leicht kühlere Witterung zurückzuführen. Der absolute Endenergieverbrauch hat über die gesamte Betrachtungsperiode 2000 bis 2024 abgenommen, da die verbrauchsmindernden Effekte die verbrauchstreibenden Effekte überkompensiert haben. Verbrauchstreibend wirkten hauptsächlich Mengeneffekte; dazu werden alle «reinen» Wachstumseffekte gezählt wie die Wirtschaftsleistung insgesamt (exkl. Struktureffekte), Bevölkerung, Energiebezugsflächen und Motorfahrzeugbestand. Zu den verbrauchsmindernden Effekten gehören insbesondere politische Massnahmen und der technologische Fortschritt. Zusätzlich verbrauchsmindernd wirkten sich zwischen 2000 und 2024 Substitutionseffekte aus, welche durch den Wechsel zwischen Energieträgern entstehen. Dazu gehören der Ersatz von Heizöl durch Erdgas und zunehmend durch Fernwärme, Umgebungswärme, Holz und Strom sowie die Substitution von Benzin durch Diesel und in den letzten Jahren ebenfalls zunehmend durch Strom (Quellen: BFE, 2025a / BFS, 2025a / BAZL, 2025 / Bundesblatt, 2023a / Prognos/TEP/Infras, 2025a+b).

<sup>5</sup> Ohne internationalen Flugverkehr

## 3.1.2 Stromverbrauch pro Person und Jahr

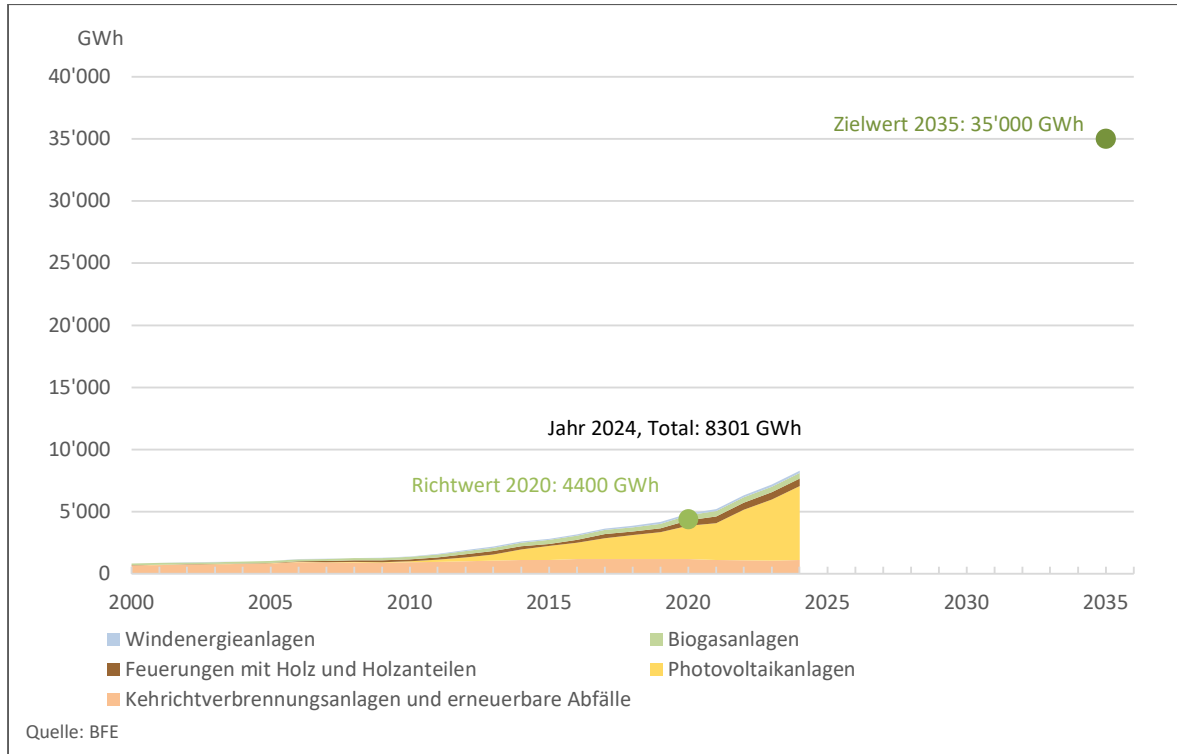


**Abbildung 4:** Entwicklung des Stromverbrauchs pro Person und Jahr seit 2000 (indexiert)

Zwischen 2000 und 2006 nahm der Stromverbrauch pro Person 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 4* zeigt. Der absolute Stromkonsum hat zwischen 2006 und 2024 um 0,5 Prozent abgenommen, während die Bevölkerung im gleichen Zeitraum um 20,3 Prozent gestiegen ist. Der starke Rückgang des Pro-Kopf-Verbrauchs im Jahr 2009 ist auf die deutliche wirtschaftliche Abkühlung zurückzuführen, derjenige im Jahr 2020 auf die Auswirkungen der Covid-19-Pandemie. Die angestrebte Reduktion des Stromverbrauchs pro Person gegenüber dem Basisjahr 2000 beträgt gemäss Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien 13 Prozent bis 2035. 2024 lag der Pro-Kopf-Stromverbrauch bei 23,0 Gigajoule (6386 kWh) und damit 12,4 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 11,7 Prozent (*vgl. orange Kurve*). Der mittlere witterungsbereinigte Rückgang betrug in den letzten 10 Jahren rund 1 Prozent pro Jahr. Um das Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 zu erreichen, ist gemäss Energieperspektiven 2050+ auf Grund der Elektrifizierung des Energiesystems mittelfristig mit einer deutlichen Zunahme der Stromnachfrage zu rechnen, was die Zielerreichung künftig erschwert (Elektromobilität, Wärmepumpen, Elektrolyseure zur Wasserstoffherzeugung, Grosswärmepumpen, langfristig Negativemissionstechnologien und Systeme zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung). Deshalb kann der Zielwert für 2035 (-13%) nicht ohne weitere Anstrengungen erreicht werden. 2024 hat der absolute Stromverbrauch gegenüber dem Vorjahr um 1,4 Prozent zugenommen. Über die gesamte Betrachtungsperiode 2000-2024 ist der Stromverbrauch um 9,8 Prozent gestiegen. Verbrauchstreibend wirkten hauptsächlich Mengeneffekte und zunehmend Substitutionseffekte durch die Elektrifizierung des Energiesystems (Ersatz von fossilen Heizungen mit Wärmepumpen und konventionell betriebenen Verbrennern mit Elektrofahrzeugen). Diese verbrauchstreibenden Faktoren konnten durch die technologische Entwicklung (bauliche Massnahmen der Wärmedämmung sowie der Einsatz effizienterer Heizanlagen, Elektrogeräte, Beleuchtungen, Maschinen usw.) sowie energiepolitische Instrumente und politische Massnahmen (z.B. politische Vorgaben und die freiwilligen Massnahmen von EnergieSchweiz) nicht kompensiert werden (Quellen: BFE, 2025a / BFS, 2025a / Bundesblatt, 2023a / Prognos/TEP/Infras, 2025a+b / Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020).

### 3.1.3 Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft)

Auf der Produktionsseite steht mit dem künftigen stufenweisen Wegfall der Kernkraftwerkkapazitäten die Nutzung der erneuerbaren Energien zur Stromproduktion im Zentrum. Neben einer Steigerung der Energieeffizienz sieht die Energiestrategie 2050 deshalb vor, die neuen erneuerbaren Energien auszubauen und gleichzeitig die ökologischen Anforderungen zu berücksichtigen. Die in absoluten Zahlen gesetzlich verankerten Zielwerte (EnG Art. 2, Abs. 1) beziehen sich auf die inländische Produktion, was dem Wirkungsbe- reich der Instrumente des Gesetzes entspricht.



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

Die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen ist seit dem Jahr 2000 angestiegen, wie *Abbildung 5* zeigt. Ab 2010 hat sich die Zunahme verstärkt. 2024 betrug die Produktion 8301 Gigawattstunden (GWh), das entspricht 10,9 Prozent der gesamten Netto-Elektrizitätsproduktion (exkl. Verbrauch Speicherpumpen). Im Basisjahr 2010 lag die erneuerbare Stromproduktion bei 1402 GWh. 2024 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 1113 GWh, seit 2011 lag er im Durchschnitt bei 492,7 GWh pro Jahr. 2035 beträgt der Zielwert gemäss Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien 35'000 GWh. Um diesen zu erreichen, ist im Mittel ein Nettozuwachs von 2427 GWh pro Jahr erforderlich. Die Aufteilung nach Technologien zeigt, dass der Ausbau nicht bei allen erneuerbaren Stromproduktionsarten im gleichen Tempo erfolgt: Seit 2010 hat die Photovoltaik (PV) absolut gesehen am stärksten zugelegt. Rund 71,8 Prozent trägt sie heute zur neuen erneuerbaren Stromproduktion (ohne Wasserkraft) bei. Deutlich geringer fiel das Wachstum bei den anderen Technologien aus: Stromproduktion aus Kehrlichtverbrennungsanlagen und erneuerbaren Abfällen (Anteil 2024: 13,2%), aus Feuerungen mit Holz und Holzanteilen (Anteil 2024: 7,5%), aus Biogas (Anteil 2024: 5,4%), Windenergie (Anteil 2024: 2,1%). Bis jetzt wurde noch keine Geothermie-Anlage für die Stromproduktion realisiert (Quellen: BFE, 2025a / Bundesblatt, 2023a).

### **Erleichterte Baubewilligung und Einmalvergütung für Photovoltaik-Grossanlagen**

Ende September 2022 beschloss das Parlament Änderungen des Energiegesetzes (dringliche Massnahmen zur kurzfristigen Bereitstellung einer sicheren Stromversorgung im Winter, Solaroffensive). Dies mit dem Ziel, den Zubau der Photovoltaik positiv zu beeinflussen und das Erneuerbaren-Ziel zu unterstützen. Photovoltaik-Grossanlagen mit einer Jahresproduktion von mindestens 10 GWh und einem spezifischen Winterertrag von 500 kWh pro kW installierte Leistung profitieren neu von einer erleichterten Bewilligung sowie von einer Förderung mit einer Einmalvergütung von bis zu 60% der Investitionskosten. Diese Erleichterungen gelten, bis diese neuen PV-Grossanlagen schweizweit eine jährliche Gesamtproduktion von maximal 2 TWh erlauben. Zur Umsetzung der Solaroffensive hat der Bundesrat per Mitte März 2023 u.a. konkretisiert, dass sich die Schwelle der 2 TWh nach der erwarteten Produktion der rechtskräftig bewilligten Projekte bestimmt. Die Kantone melden dem BFE dabei laufend die geplanten Projekte und deren Stand von der öffentlichen Auflage bis zur Inbetriebnahme. Das BFE führt eine öffentlich zugängliche und laufend aktualisierte Liste mit diesen Informationen<sup>6</sup>. Mitte Oktober 2025 waren ein Projekt mit einer Leistung von 10,8 MW teilweise in Betrieb, fünf Projekte mit einer Leistung von 52,9 MW rechtskräftig bewilligt, sechs Projekte mit einer Leistung von 57,3 MW erstinstanzlich bewilligt und 15 weitere Projekte mit einer Leistung von 272,9 MW öffentlich aufgelegt. Werden alle 27 Anlagen auf der Liste wie projektiert realisiert, kann mit einer zusätzlichen jährlichen Produktion von rund 603 GWh gerechnet werden (Quelle: Bundesrat, 2023b).

### **Erleichterte Bewilligungsverfahren für Windenergieanlagen (Windexpress)**

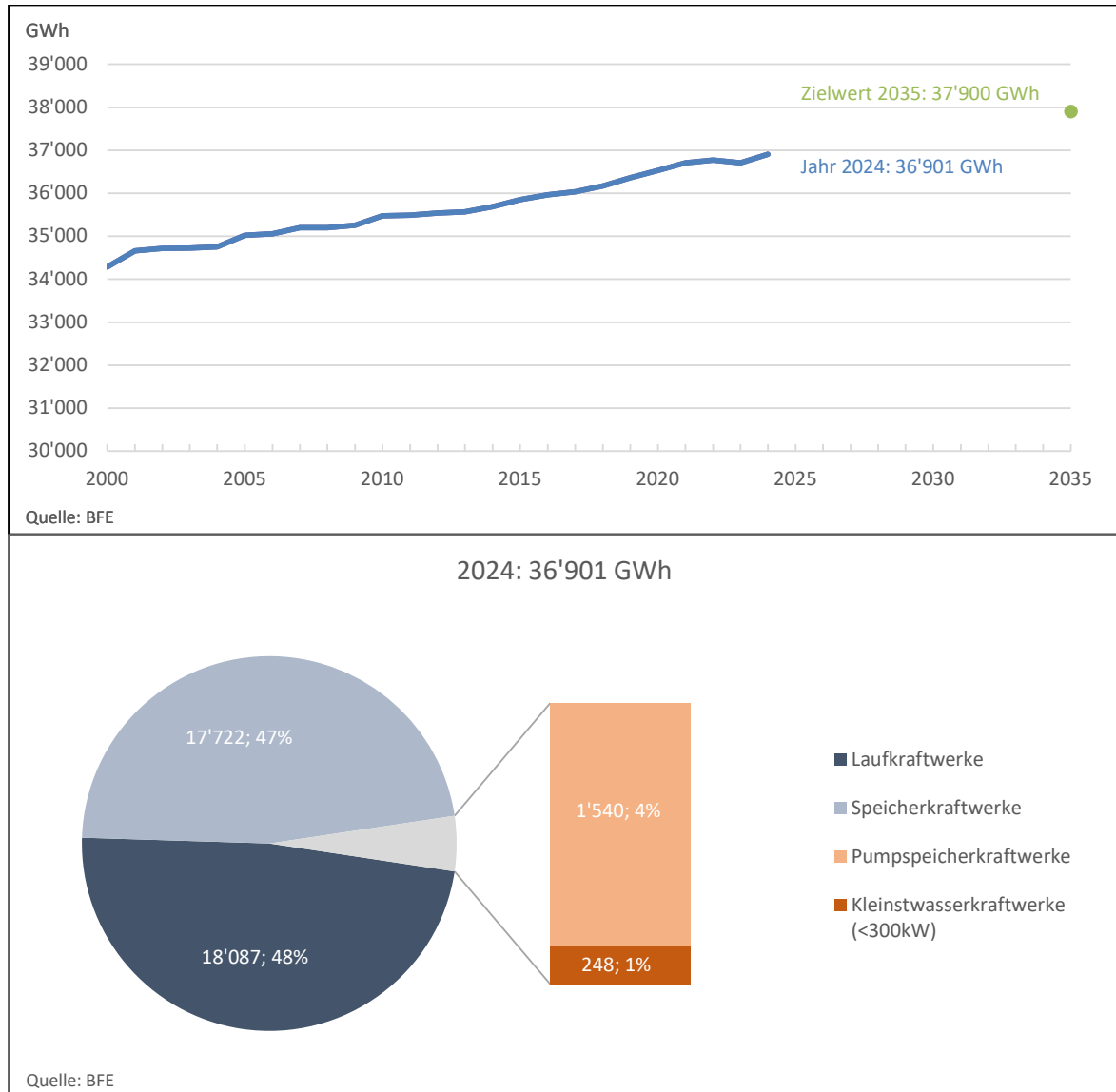
In der Sommersession 2023 hatte das Parlament das Bundesgesetz über die Beschleunigung der Bewilligungsverfahren für Windenergieanlagen (sogenannter Windexpress resp. neuer Artikel 71c des Energiegesetzes) angenommen. Das Gesetz sieht vor, dass die Bewilligungsverfahren für Windenergieanlagen von nationalem Interesse, die über einen rechtskräftigen Nutzungsplan verfügen, beschleunigt werden. Zuständig für die Erteilung der Baubewilligung für solche Anlagen sind die Kantone. Der Rechtsweg gegen die Baubewilligung ist auf eine kantonale Instanz beschränkt, und Beschwerden ans Bundesgericht sind nur bei Rechtsfragen von grundsätzlicher Bedeutung zulässig. Diese besonderen Bestimmungen nach Artikel 71c des Energiegesetzes gelten nur so lange, bis eine zusätzliche Leistung von 600 MW Windenergie zugebaut ist. Die Kantone sind verpflichtet, die Anlagen, welche unter Artikel 71c EnG fallen, dem Bundesamt für Energie zu melden. Dieses überprüft die Einhaltung der Zubauschwelle von 600 MW und publiziert dazu eine öffentlich zugängliche und regelmässig aktualisierte Liste. Bis Mitte Oktober 2025 hatte noch kein Kanton dem BFE Projekte für diese Liste gemeldet (Quellen: Bundesblatt, 2023b / Bundesrat, 2023a).

## 3.1.4 Stromproduktion aus Wasserkraft

Die Wasserkraft trägt den Grossteil zur Schweizer Stromversorgung bei und soll gemäss dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien noch stärker ausgebaut werden. 2035 soll die durchschnittliche Produktion gemäss Zielwert im Energiegesetz im Jahr 2035 bei 37'900 GWh liegen. Bei Pumpspeicherkraftwerken ist nur die Produktion aufgrund natürlicher Zuflüsse in diesen Zahlen enthalten. Beim Ausbau der Stromproduktion aus Wasserkraft stützen sich die Energiestrategie 2050 sowie das aktuelle Energiegesetz auf eine mittlere Nettoproduktionserwartung<sup>7</sup> auf Basis der Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA). Dies, weil damit jährliche klimatische oder marktbedingte Schwankungen geglättet sind.

<sup>6</sup> Das BFE hat eine interaktive Karte publiziert, die zeigt, wo in der Schweiz PV-Anlagen nach Art. 71 Energiegesetz geplant werden: [Photovoltaik Grossanlagen nach Art. 71a EnG in der Schweiz \(admin.ch\)](#). Die Karte basiert auf Meldungen der Kantone und wird laufend aktualisiert.

<sup>7</sup> Mittlere Nettoproduktionserwartung zuzüglich Produktionserwartung aus Kleinstkraftwerken <300kW (gemäss Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz, WASTA). Exklusive mittlerer Energiebedarf sämtlicher Zubringerpumpen (für die Zubringerpumpen ist ein Wirkungsgrad von 83% unterstellt) und exklusive Strombedarf für den Umwälzbetrieb. [Hinweis](#): Basisjahr, Zeitreihe und Grafik wurden aufgrund einer ausserordentlichen Korrektur der WASTA nachträglich angepasst (vgl. Medienmitteilung BFE vom 5. Mai 2022).



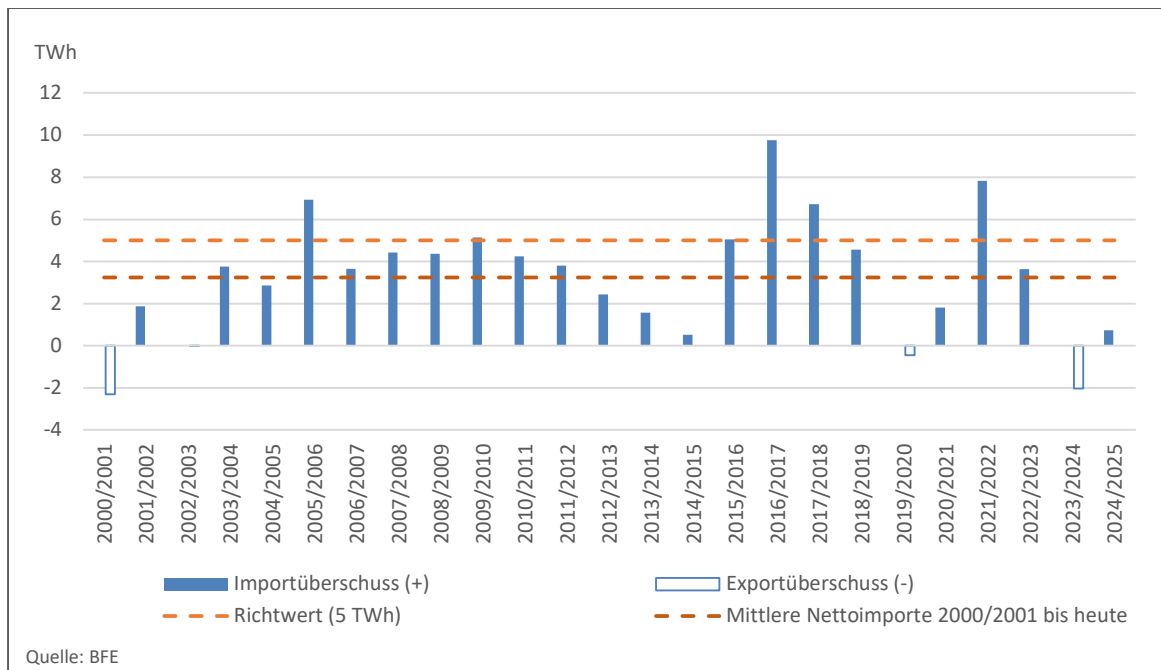
**Abbildung 6:** Entwicklung der mittleren Produktionserwartung von Strom aus Wasserkraft (in GWh) seit 2000 sowie Aufschlüsselung nach Kraftwerktyp im Berichtsjahr

Abbildung 6 zeigt, dass die Stromproduktion aus Wasserkraft seit 2000 praktisch kontinuierlich angestiegen ist, was primär auf den Zubau neuer Anlagen sowie auf Erweiterungen und Optimierungen bestehender Anlagen zurückzuführen ist. 2024 (Stand 31.12.2024) lag die mittlere Produktionserwartung bei 36'901 GWh. Im Basisjahr 2011 (Stand 31.12.2011) betrug diese 35'488 GWh. Um den Zielwert gemäss Energiegesetz zu erreichen, wird zwischen 2011 und 2035 ein Nettozuwachs von 2412 GWh angestrebt. Davon waren im Berichtsjahr 58,6 Prozent erreicht. 2024 hat die mittlere Produktionserwartung gegenüber dem Vorjahr um 193 GWh zugenommen. Verantwortlich dafür waren unter anderem diverse Datenaktualisierungen von Kraftwerkkomplexen wie auch die hohen Zuflüsse im vergangenen Jahr. Seit 2012 hat die mittlere Produktionserwartung im Durchschnitt um 109 GWh pro Jahr zugenommen. Um den Richtwert im Jahr 2035 zu erreichen, ist im Mittel jährlich ein Nettozuwachs von 91 GWh notwendig. Die untere Grafik zeigt die Aufteilung der mittleren Produktionserwartung nach Kraftwerktyp (Kreisdiagramm) im Berichtsjahr. Diese Anteile sind seit dem Jahr 2000 mehr oder weniger konstant geblieben (Quellen: BFE, 2025b+f).

### Zubauziel Stromproduktion im Winter

Zur Stärkung der Versorgungssicherheit im Winter soll gemäss Bundesgesetz für eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien bis 2040 ein Zubau von Kraftwerken zur Erzeugung von erneuerbarer Energie von mindestens 6 TWh realisiert und unterstützt werden. Davon müssen mindestens 2 TWh im Winter sicher abrufbar sein. Der Ausbau setzt prioritär bei der grossen Speicherwasserkraft und alpinen Solaranlagen an, wobei erstere im Fokus stehen, um die 2 TWh zu erreichen. Im Rahmen eines runden Tisches unter dem Vorsitz der damaligen UVEK-Vorsteherin Simonetta Sommaruga identifizierten Vertreterinnen und Vertretern von Naturschutzorganisationen, der Energiewirtschaft sowie der Kantone eine Liste mit 15 Speicherwasserkraft-Projekten, mit denen 2 TWh Winterspeicherkapazität zugebaut werden können und gleichzeitig der Eingriff in die Natur und Landschaft möglichst klein gehalten werden kann. Die Liste mit den 15 Speicherwasserkraftwerken sowie das Wasserkraftwerk Chlus sind im Stromversorgungsgesetz, das am 1. Januar 2025 in Kraft getreten ist, verankert. Im Rahmen des Monitoringberichts wird der Zubau unter Betrachtung der Entwicklung der 16 Projekte verfolgt. Für das Projekt Chlus wurde im Juni 2025 die Konzession erteilt, welche mittlerweile rechtskräftig ist. Der Konzessionsentscheid des Kantons Bern für das Projekt Trift wurde angefochten und ist beim kantonalen Verwaltungsgericht hängig. Aqua Viva, eine der beiden Beschwerdeführerinnen, hat ihre Beschwerde im Juli zurückgezogen, die zweite Beschwerdeführerin hält an der Beschwerde fest. Das Projekt Grimsel lag 2024 öffentlich auf, gegen das Auflageprojekt ging mindestens eine Einsprache ein. Auf Basis einer Umfrage bei den Projektträgern der 16 Projekte schätzt das BFE den bis 2040 realistischen Ausbau auf rund 1,1 TWh statt der angestrebten 2 TWh ein. Bis Ende Jahr wird das UVEK dem Bundesrat Vorschläge zum weiteren Vorgehen vorlegen (Quellen: UVEK, 2021 / Bundesblatt, 2023a / Bundesrat, 2025a).

### 3.1.5 Entwicklung Import- resp. Exportüberschuss Strom im Winterhalbjahr



**Abbildung 7:** Entwicklung Import- resp. Exportüberschuss Strom im Winterhalbjahr (Oktober bis März) sowie die mittlere Nettoimportmenge seit 2000/2001

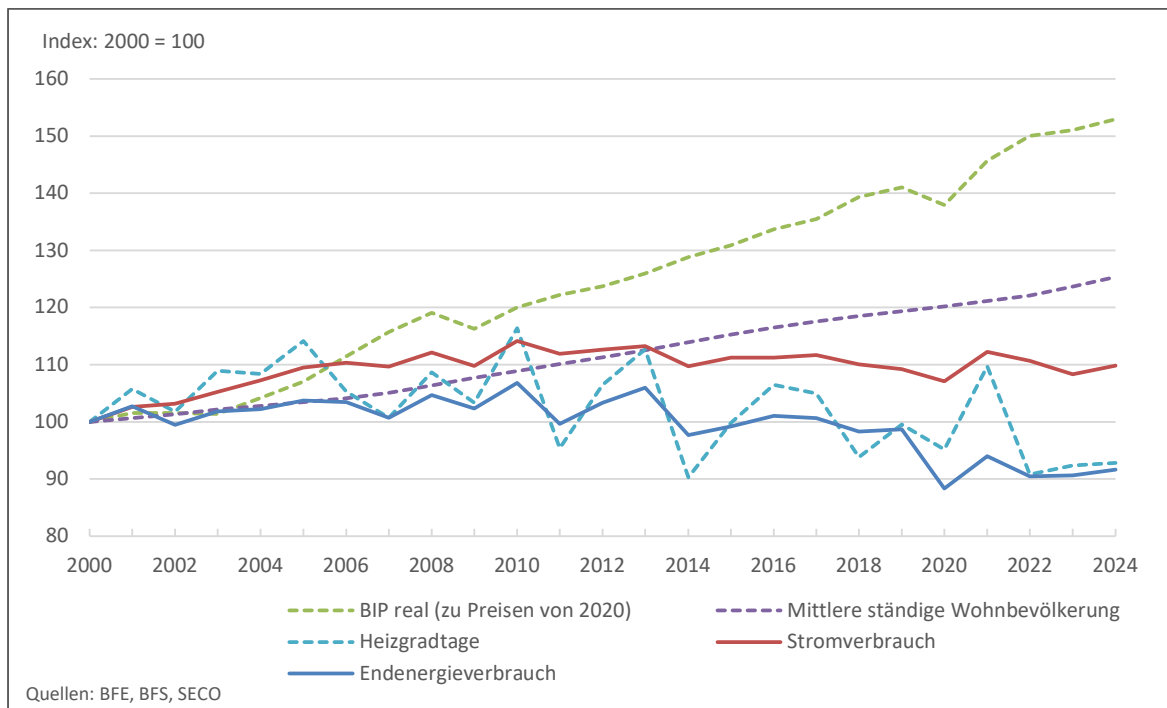
Gemäss Art. 2 des Energiegesetzes soll der Stromimport im hydrologischen Winterhalbjahr (1. Oktober bis 31. März) netto den Richtwert von 5 TWh nicht überschreiten. Seit 2000/2001 wurden netto im Mittel 3,2 TWh Strom pro Winterhalbjahr importiert. Wie *Abbildung 7* zeigt, wurde in sechs Winterhalbjahren netto mehr als 5 TWh Strom importiert, wobei 2016/2017 mit 9,7 TWh sowie 2021/2022 mit 7,8 TWh be-

sonders hervorstechen. Die Gründe dafür sind vielfältig: witterungsbedingte Einschränkungen der Wasserkraftproduktion (tiefere Temperaturen und Niederschläge führen zu weniger Zufluss in den Speicherseen), Stillstände oder reduzierte Leistung in inländischen Kraftwerken (beispielsweise Revisionen von Kernkraftwerken), geopolitische Entwicklungen und deren Auswirkungen auf Energiepreise und Versorgungslage sowie Marktpreis- und Handelsstrategien. Im Winter 2024/2025 wurden netto 0,7 TWh Strom importiert, im Vorwinter 2023/2024 2 TWh netto exportiert (BFE, 2025g).

## 3.2 Vertiefende Indikatoren zum Energie- und Stromverbrauch

Neben den Pro-Kopf-Werten liefert die Gesamtbetrachtung des Energie- und Stromverbrauchs wichtige Kontextinformationen über die Einflussfaktoren des Verbrauchs sowie über den sukzessiven Umbau des Schweizer Energiesystems, wie es in der Energiestrategie 2050 aufgezeigt wird. Im Gegensatz zu den obigen Verbrauchsindikatoren sind die nachfolgenden Indikatoren im Sinne einer Gesamtsicht grundsätzlich gemäss der Gesamtenergiestatistik abgegrenzt (inkl. internationalem Flugverkehr, nicht witterungsbereinigt). Wo nötig ist der Treibstoffverbrauch des internationalen Luftverkehrs neu separat ausgewiesen. Im Weiteren werden PV-Anlagen im Eigenverbrauch näher beleuchtet.

### 3.2.1 Entwicklung und Treiber des Endenergie- und Stromverbrauchs

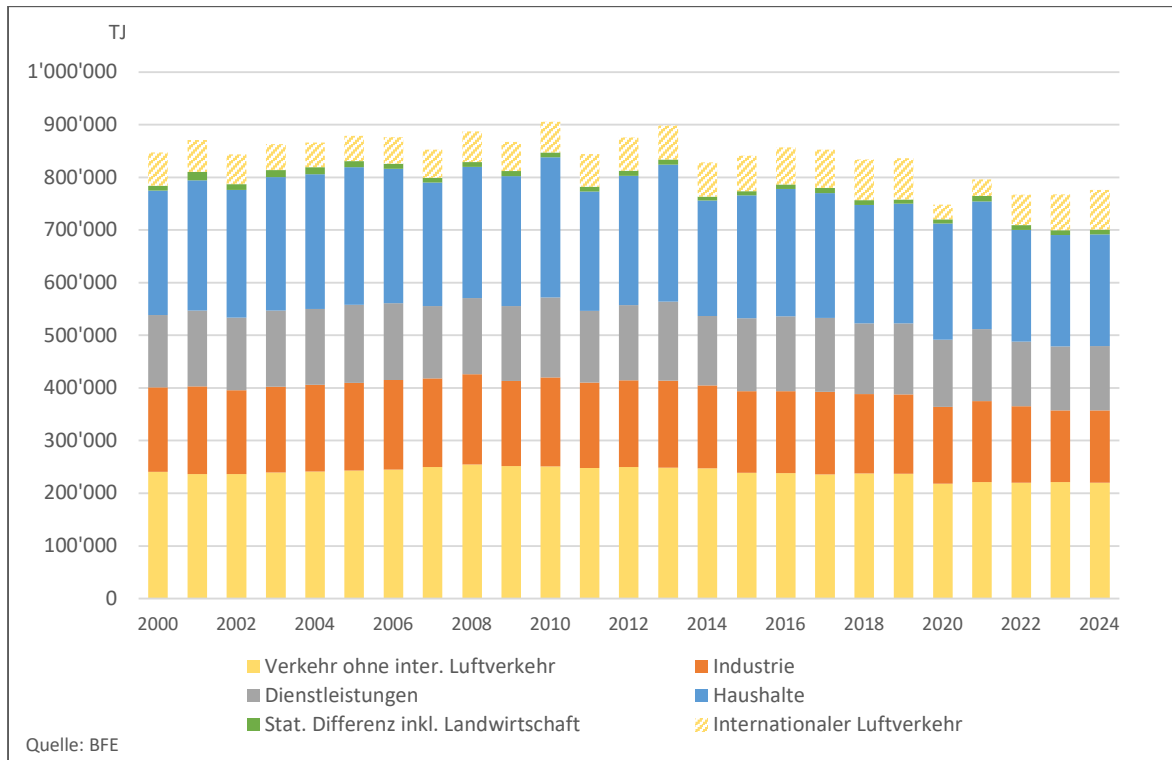


**Abbildung 8:** Entwicklung des Endenergie- und Stromverbrauchs sowie wichtiger Einflussfaktoren (indexiert)

Abbildung 8 zeigt die Entwicklung des Endenergie- und Stromverbrauchs sowie wichtiger Einflussfaktoren (Bevölkerungswachstum, BIP und Witterung/Heizgradtage) seit dem Jahr 2000. Kurzfristig hat die Witterung einen grossen Einfluss auf den Energieverbrauch, langfristig sind u.a. BIP und Bevölkerungswachstum bestimmend für die Verbrauchsentwicklung. Über die gesamte Zeitperiode hatten auch weitere nicht in der Grafik dargestellte Faktoren einen Einfluss auf die Verbrauchsentwicklung. Dazu gehören u.a. etwa der technologische Fortschritt und politische Massnahmen zur Reduktion des Energieverbrauchs, aber auch Substitutionseffekte, die durch den Wechsel zwischen den Energieträgern für denselben Verwendungszweck entstehen (z.B. den Wechsel von fossilen Treibstoffen zu Strom im Verkehr oder von Heizöl zu Erdgas, Fernwärme, Umgebungswärme, Holz und Strom zu Heizzwecken). Beim Energieverbrauch ist seit Mitte der 2010er Jahre ein rückläufiger Trend festzustellen; der Stromverbrauch ist bis Ende der 2000er-

Jahre angestiegen, seither zeichnet sich eine Stabilisierung ab. Dies, obwohl Bevölkerung und BIP von 2000 bis 2023 deutlich gewachsen sind. Der Rückgang des BIP im Jahr 2009 ist auf die wirtschaftliche Abkühlung infolge der damaligen Finanz- und Wirtschaftskrise zurückzuführen, derjenige im 2020 auf die Auswirkungen der Covid-19-Pandemie. 2011, 2014 und 2022 ist ein starker Rückgang der Heizgradtage ersichtlich, was sich dämpfend auf den Energie- und Stromverbrauch auswirkte. Der deutliche Rückgang des Endverbrauchs in 2020 ist hauptsächlich auf die Covid-19-Pandemie zurückzuführen (Quelle: BFE, 2025a).

### 3.2.2 Endenergieverbrauch insgesamt und nach Sektoren



**Abbildung 9:** Entwicklung des Endenergieverbrauchs (in TJ) total und nach Sektoren (Verbrauchergruppen)

Gemäss Schweizerischer Gesamtenergiestatistik lag der Endenergieverbrauch der Schweiz im Jahr 2024 bei 776'220 Terajoule (TJ). Gegenüber 2023 ist der Endenergieverbrauch um 1 Prozent angestiegen. Hauptgrund dafür ist der deutliche Verbrauchsanstieg des internationalen Luftverkehrs sowie die im Vergleich zum Vorjahr leicht kühlere Witterung. Gegenüber 2000 hat der Endenergieverbrauch um 8,4 Prozent abgenommen (2000: 847'790 TJ), obwohl die Bevölkerung um rund 25,4 Prozent gewachsen ist. Bei der Betrachtung nach Sektoren veranschaulicht *Abbildung 9*, dass der **Verkehr** die grösste Verbrauchergruppe darstellt. 2024 betrug der Anteil 38,1 Prozent (2000: 35,9%), wovon 9,7 Prozentpunkte auf den internationalen Luftverkehr entfallen (2000: 7,5 Prozentpunkte). Der Anteil des **Industriesektors** am gesamten Endenergieverbrauch beläuft sich 2024 auf 17,7 Prozent (2000: 19,0%), derjenige des **Dienstleistungssektors** auf 15,7 Prozent (2000: 16,2%). Der Anteil der **Haushalte** am gesamten Endenergieverbrauch beläuft sich auf 27,4 Prozent (2000: 27,9%).

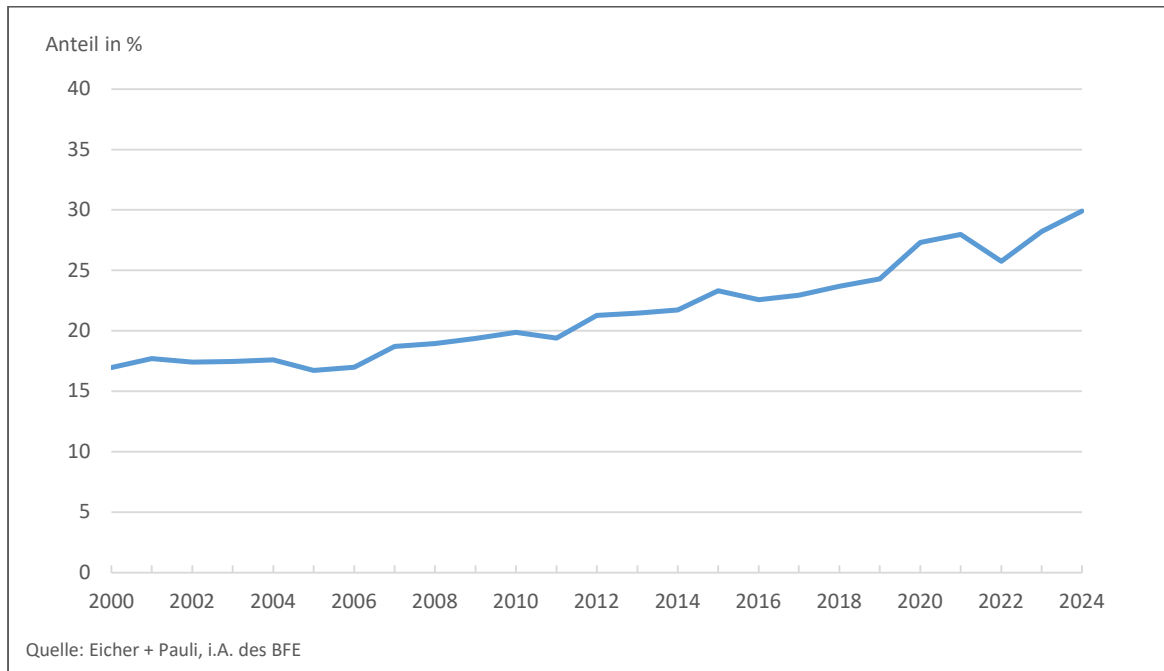
Im Jahr 2024 hat die Anzahl Heizgradtage, ein wichtiger Indikator für den Energieverbrauch, gegenüber dem Vorjahr um 0,5 Prozent zugenommen. Die leicht kühlere Witterung führte zu einem Verbrauchsanstieg bei den privaten Haushalten (+1550 TJ, +0,7%) und im Dienstleistungssektor (+670 TJ, +0,6%). Das sind diejenigen Sektoren, deren Energieverbrauch kurzfristig stark von der Witterung abhängig ist. Der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors hat gegenüber 2023 deutlich zugenommen (+5110 TJ, +1,8%). Hauptverantwortlich dafür ist der deutlich gestiegene Flugtreibstoffverbrauch im internationalen Luftverkehr (+6544 TJ, +9,5%). Dieser lag im Jahr 2024 jedoch weiterhin unter dem Niveau von 2019 (2024: 75'443 TJ, 2019: 78'196 TJ). Eine Zunahme des Endenergieverbrauchs zeigt sich auch im Industriesektor (+700 TJ,

+0,5%). Gegenüber 2000 hat der Endenergieverbrauch in allen Sektoren abgenommen (Haushalte: -23'770 TJ, -10,1%; Industrie: -23'530 TJ, -14,6%; Dienstleistungen: -15'300 TJ, -11,2%; Verkehr: -8760 TJ, -2,9%). Im Verkehrssektor sind zwei gegenläufige Trends zu beobachten: Während der Verbrauch im Verkehrssektor ohne internationalen Luftverkehr gegenüber 2000 deutlich um 20'200 TJ (-8,4%) gesunken ist, ist der Verbrauch des internationalen Luftverkehrs im gleichen Zeitraum um +11'717 TJ (+18,4%) angestiegen.

**Langfristig** sind in allen Sektoren die Mengeneffekte der stärkste verbrauchstreibende Faktor. Den grössten Einfluss haben die Mengeneffekte auf den Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Verkehrs. In beiden Sektoren ist seit 2000 ein deutlicher Anstieg der Treiber zu verzeichnen: Bevölkerung (+25,4%), Energiebezugsflächen in Wohnungen (+37,2%), Motorfahrzeugbestand (+41,9%). Die technische Entwicklung und politische Massnahmen zur Reduktion des Energieverbrauchs wirkten in allen Sektoren den Mengeneffekten entgegen. Substitutionseffekte wirkten in allen Sektoren ebenfalls vermindern auf den Energieverbrauch. Im Vergleich zur Wirkung der technischen Entwicklung und Politik war diese Reduktionswirkung geringer. Von Bedeutung war dabei im Haushalts-, Industrie- und Dienstleistungssektor der Trend weg von Erdölbrennstoffen hin zu Fernwärme, Holz, Umgebungswärme und zunehmend Strom. Ebenfalls relevant bis 2020 war die Substitution von Erdölbrennstoffen durch Erdgas. Im Verlauf der Jahre hat sich diese Entwicklung abgeschwächt und etwa seit 2020 ist auch Erdgas ein «Substitutionsverlierer». Im Sektor Verkehr war bis 2016 eine Substitution von Benzin mit Diesel feststellbar. Die verbrauchsärmeren Dieselmotoren bewirkten eine Verbrauchsreduktion gegenüber den benzinbetriebenen Ottomotoren. In der Folge des Abgaskandals endete diese Entwicklung. Auch die Bedeutung der Substitution von Benzin und Diesel mit biogenen Treibstoffen (hauptsächlich Biodiesel) hat sich in den letzten Jahren abgeschwächt. Seit etwa 2020 gewinnen Elektromotoren zunehmend an Bedeutung. Diese sind im Vergleich zu Verbrennungsmotoren deutlich energieeffizienter. Neben technischen Entwicklungen, politischen Massnahmen und Substitutionseffekten hatten auch Struktureffekte (vor allem im Industriesektor: unterschiedliches Wachstum der einzelnen Branchen; Kapazitätseffekte durch die Auslastung von Anlagen und die variable Belegung der Produktions- und Büroflächen) sowie die Klimaveränderung langfristig eine reduzierende Wirkung auf das Verbrauchsniveau.

**Über alle Sektoren betrachtet** wurde der gestiegene Energiebedarf aufgrund der Zunahme der Mengeneffekte durch die technische Entwicklung und politische Massnahmen sowie durch Substitutionseffekte in allen Sektoren mehr als kompensiert. Deshalb hat der Endenergieverbrauch gegenüber 2000 abgenommen, trotz einer deutlichen Zunahme von Bevölkerung, BIP, Motorfahrzeugbestand und Energiebezugsflächen (Quellen: BFE, 2025a / Prognos/TEP/Infras, 2025a+b).

### 3.2.3 Anteil erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch

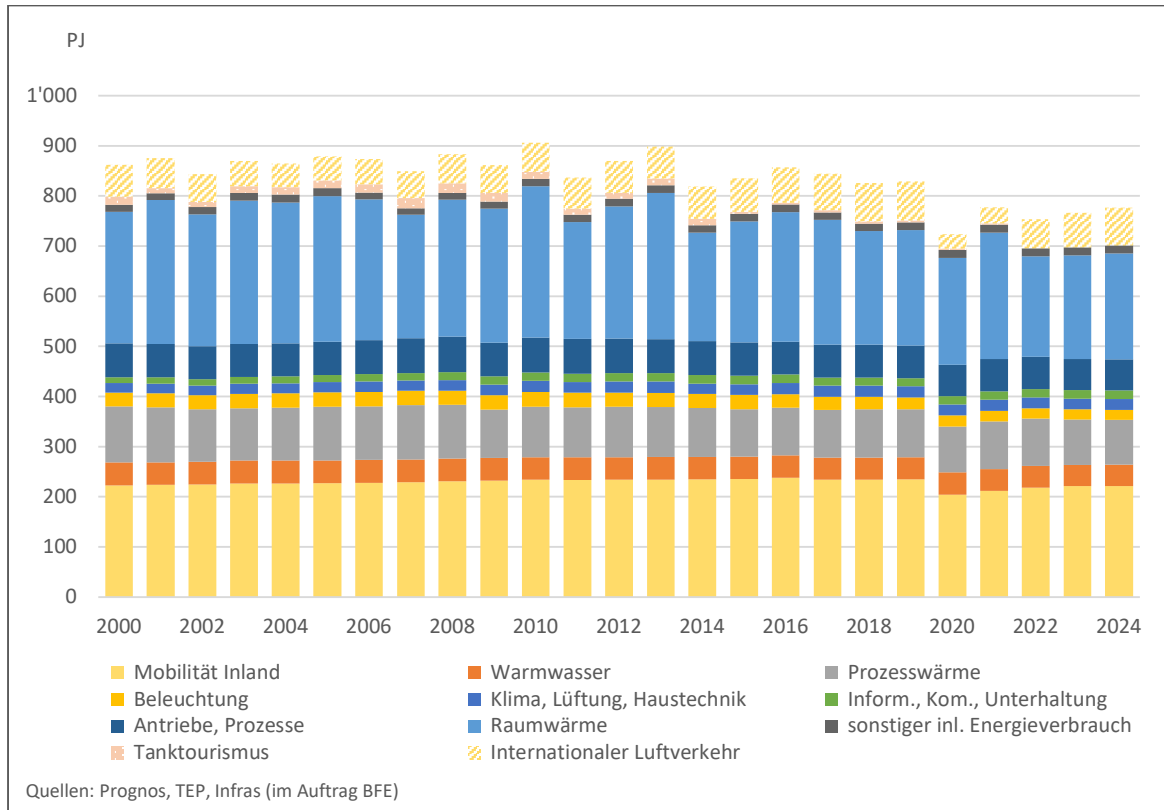


**Abbildung 10:** Anteil erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch (in %)

Der Gesamtenergieverbrauch soll künftig zu einem wesentlichen Teil aus erneuerbaren Energien gedeckt werden können. *Abbildung 10* zeigt, dass der erneuerbare Anteil am gesamten Endenergieverbrauch seit 2000 kontinuierlich gestiegen ist. Ab Mitte der 2000er-Jahre hat sich das Wachstum verstärkt. Der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Endenergieverbrauch lag 2024 insgesamt bei 29,9 Prozent (2023: 28,0 Prozent; 2000: 17 Prozent) (Quelle: Eicher + Pauli, 2025).

### 3.2.4 Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken

Die Analyse des Energieverbrauchs nach Verwendungszwecken veranschaulicht, wie sich der Gesamtverbrauch auf die wesentlichsten Verwendungszwecke wie Beleuchten, Heizen, Kochen, Transportieren usw. verteilt. Diese sind meist in mehreren Sektoren relevant. Berücksichtigt werden einerseits Verwendungszwecke, die einen grossen Anteil am Gesamtverbrauch haben, wie Raum- und Prozesswärme, Mobilität, Prozesse und Antriebe. Andererseits sind weitere Bereiche relevant, die im gesellschaftlichen Fokus stehen, wie Beleuchtung sowie Information, Kommunikation und Unterhaltung. Die Analyse des Energieverbrauchs nach Verwendungszwecken stützt sich auf modellbasierte Analysen, welche den inländischen Energieverbrauch abdecken. Im Unterschied zum Endenergieverbrauch gemäss Gesamtenergiestatistik sind der internationale Luftverkehr und der Tanktourismus im inländischen Endenergieverbrauch nicht enthalten. Während der Tanktourismus in den Zielwerten gemäss Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien berücksichtigt ist, wird der internationale Luftverkehr ausgeklammert. Im Sinne einer Gesamtsicht sind diese beiden Bereiche hier separat ausgewiesen.



**Abbildung 11:** Entwicklung des (modellierten) Endenergieverbrauchs nach Verwendungszwecken

Abbildung 11 zeigt, dass der inländische Endenergieverbrauch 2024 gegenüber 2023 leicht zugenommen hat (0,5%). Dies ist hauptsächlich auf den gestiegenen Energiebedarf für Raumwärme (2,3%) zurückzuführen. Zugenommen haben auch der Bedarf für Warmwasser (0,6%), Klima, Lüftung und Haustechnik (0,7%), Information, Kommunikation und Unterhaltung (0,1%) und der sonstige inländische Energieverbrauch<sup>8</sup> (0,4%). Die Verbräuche für Beleuchtung (-1,8%), Prozesswärme (-0,8%) sowie Antriebe und Prozesse (-0,7%) waren gegenüber dem Vorjahr sinkend. Der Verbrauch der inländischen Mobilität hat sich gegenüber dem Vorjahr nicht verändert. Der gesamte (modellierte) Endenergieverbrauch hat stärker zugenommen als der inländische Endenergieverbrauch (1,3%), was auf die deutliche Zunahme des Verbrauchs im internationalen Luftverkehr zurückzuführen ist (+9,0%). Gegenüber 2000 hat der inländische Endenergieverbrauch um 10,3 Prozent abgenommen, der gesamte (modellierte) Endenergieverbrauch um 10,1 Prozent. Dieser Rückgang ist zu einem grossen Teil auf den gesunkenen Verbrauch für Raumwärme (-19,5%; witterungsbereinigt -12,6%) und Prozesswärme (-19,6%) zurückzuführen. Ebenfalls abgenommen gegenüber 2000 haben die Verbräuche für Warmwasser (-7,0%), Beleuchtung (-27,9%), inländische Mobilität (-0,7%), Antriebe und Prozesse (-8,3%) und Tanktourismus (-111,8%). Zugenommen haben die Verbräuche für Information, Kommunikation und Unterhaltung (+41,2%), für Klima, Lüftung und Haustechnik (+16,2%) sowie der Verbrauch des internationalen Luftverkehrs (+18,0%) und die sonstigen Verbräuche (+18,0%). Der gesamte Endenergieverbrauch wird im Jahr 2024 dominiert durch die Verwendungszwecke Raumwärme (Anteil 27,3%) und Mobilität Inland (28,5%). Von grösserer Bedeutung waren auch die Prozesswärme (11,6%), die Antriebe und Prozesse (8,0%) und der internationale Luftverkehr (9,7%). Im Zeitraum 2000 bis 2024 ist der Anteil der Raumwärme (-3,2 Prozentpunkte), der Prozesswärme (-1,4 Prozentpunkte) und des Tanktourismus (-2,1 Prozentpunkte) am Endenergieverbrauch gesunken, jener der inländischen Mobilität (+2,7 Prozentpunkte) und des internationalen Luftverkehrs (+2,3%) gestiegen. Die Anteile der übrigen Verwendungszwecke haben sich gegenüber 2000 nur wenig verändert (Quelle: Prognos/TEP/Infrac, 2025b).

<sup>8</sup> Alle Verbräuche, die keinem genannten Verwendungszweck zugeordnet werden können, werden unter der Kategorie «Sonstige» berücksichtigt. Darunter fallen beispielsweise diverse elektrische Haushaltgeräte, Schneekanonen sowie Teile der Verkehrsinfrastruktur (Bahninfrastruktur, Tunnels).

### Elektromobilität und Wärmepumpenanlagen

Die Elektromobilität und Wärmepumpen nehmen eine Schlüsselrolle bei der Transformation des Energiesystems in Richtung Netto-Null-Treibhausgasemissionen ein. Gemäss Energieperspektiven 2050+ wird Strom zum zentralen Energieträger für Wärme (Gebäude) und Mobilität. Die Anzahl der Wärmepumpenanlagen in der Schweiz hat sich seit dem Jahr 2000 versiebenfacht (2000: 66'622 Anlagen, 2024: 469'815 Anlagen), der Elektrizitätsverbrauch zur Wärmeproduktion hat sich hingegen nur um Faktor 4,4 erhöht. Dies deutet auf eine starke Effizienzsteigerung der Anlagen hin. In 2024 betrug der Elektrizitätsverbrauch 2803 GWh (2000: 632 GWh), was einem Anteil von 4,9 Prozent am gesamten Elektrizitätsverbrauch der Schweiz entspricht (57'512 GWh). Der Anstieg des Elektrizitätsverbrauchs der Wärmepumpenanlagen gegenüber dem vergangenen Jahr ist hauptsächlich auf die gestiegene Anzahl der Anlagen zurückzuführen.

In den letzten Jahren gewinnt auch die Elektromobilität im Strassenverkehr energetisch an Bedeutung. 2024 waren 6,3% des gesamten Personenwagenbestandes Steckerfahrzeuge, also entweder rein elektrisch betrieben (4,2%; 2023: 3,3%) oder Plug-in-Hybride (2,1%; 2023: 1,6%). Auch bei den leichten Nutzfahrzeugen (2024: 2,3%, 2023: 1,8%) und schweren Sachtransportfahrzeugen (2024: 1,8%, 2023: 1,1%) stieg der Anteil der Steckerfahrzeuge am Bestand an. In 2024 belief sich der Verbrauch der Elektromobilität im Strassenverkehr auf 877 GWh, was einem Anteil von 1,5 Prozent am gesamten schweizerischen Stromverbrauch entspricht. In 2024 entfielen damit insgesamt 3680 GWh Strom auf Elektromobilität und Wärmepumpenanlagen, was einem Anteil von 6,4 Prozent des gesamten schweizerischen Stromverbrauchs entspricht (Quellen: BFE, 2025a / BFE, 2025e).

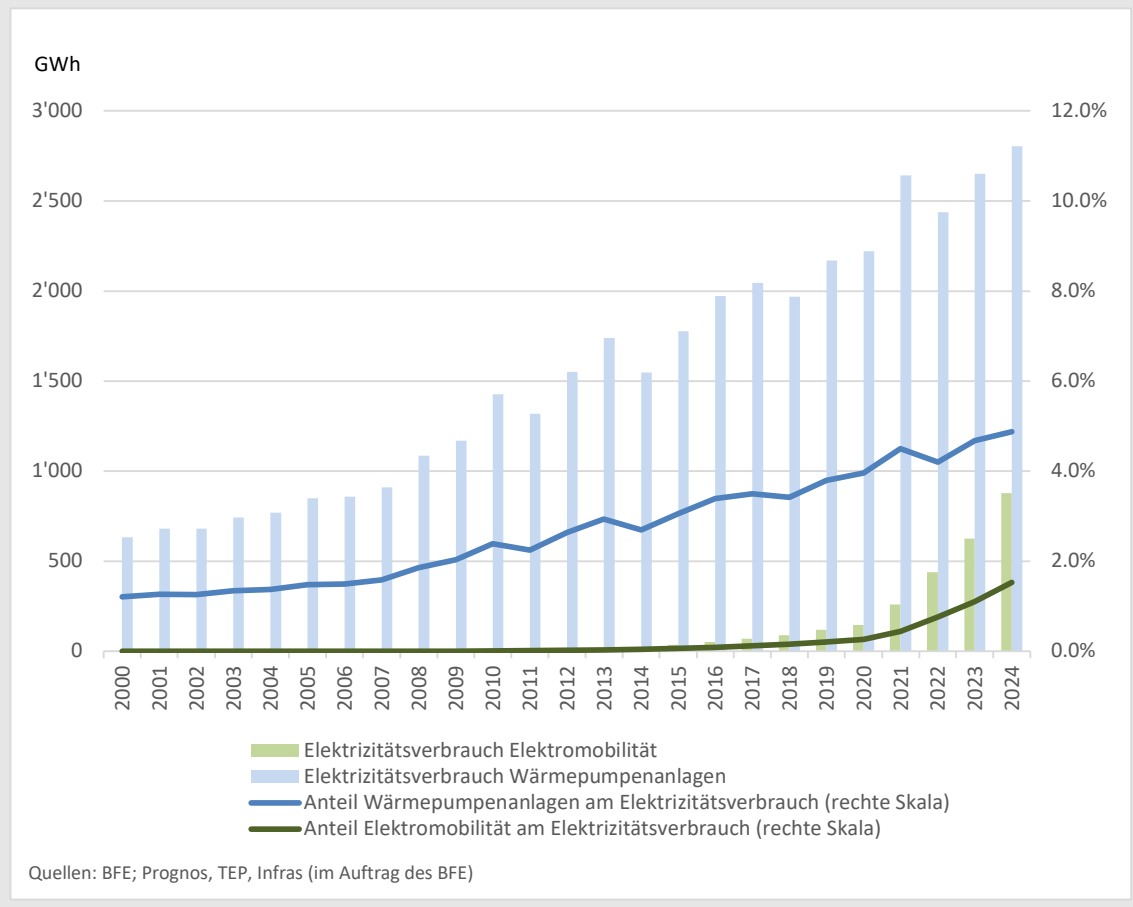
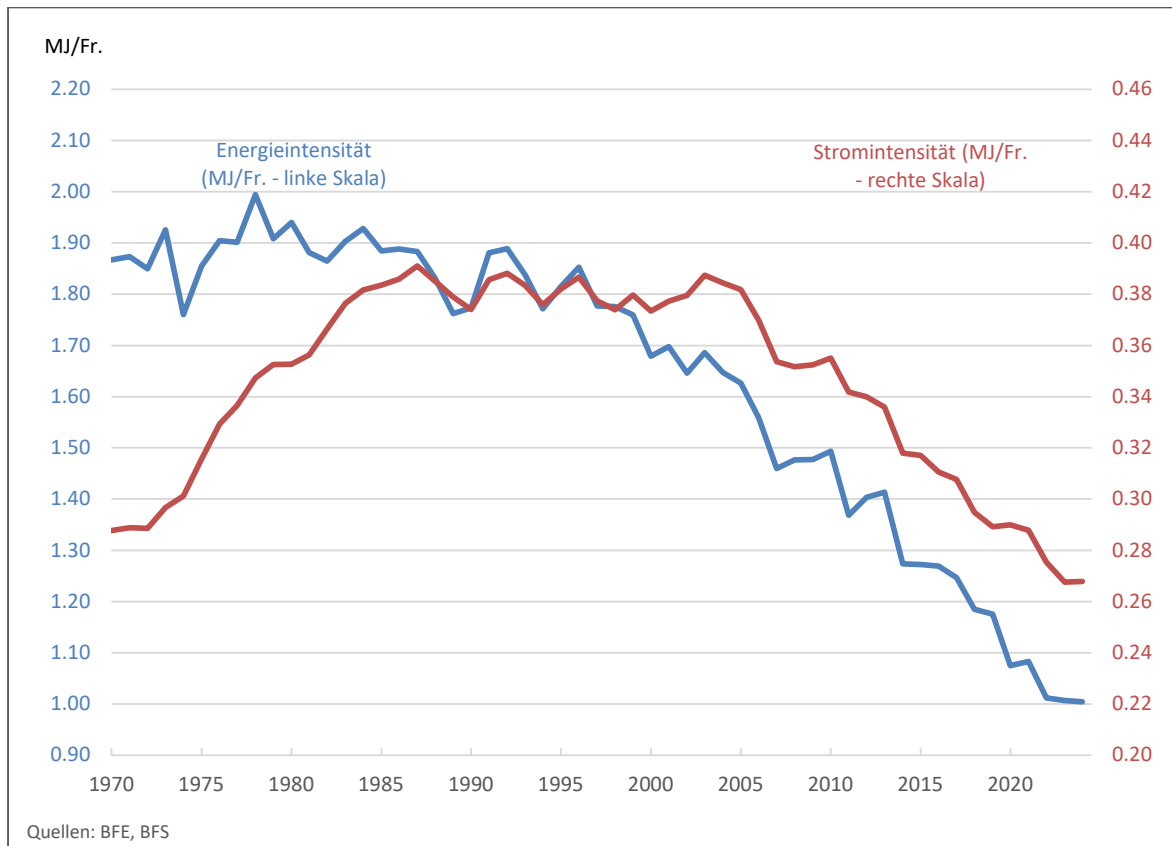


Abbildung 12: Elektrizitätsverbrauch von Elektromobilität und Wärmepumpen

### 3.2.5 Energie- und Stromintensität

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



**Abbildung 13:** Entwicklung der Energie- bzw. Stromintensität als Verhältnis von Endenergie- und Stromverbrauch zum realen BIP<sup>9</sup> (in MJ/Franken)

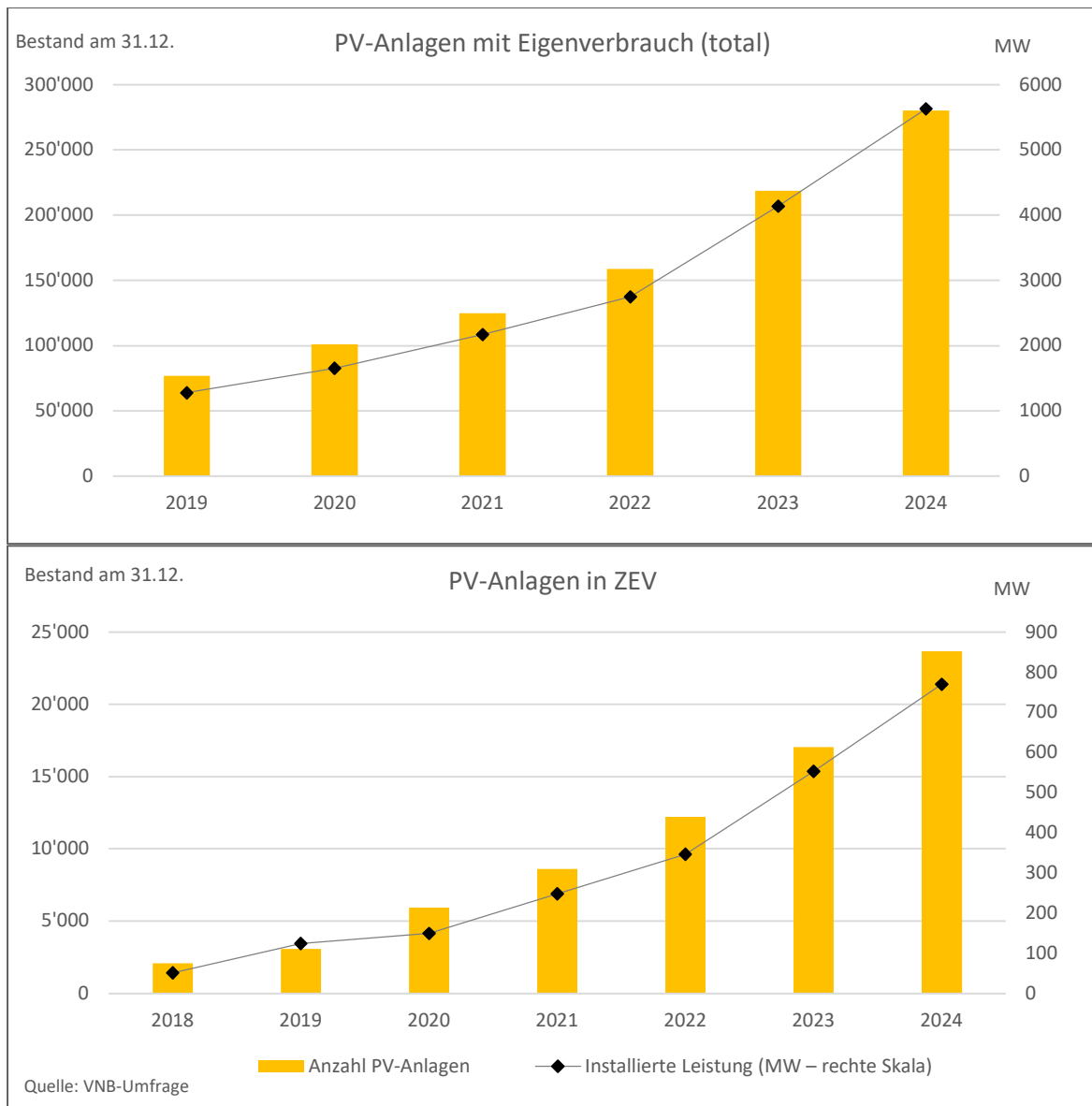
Abbildung 13 zeigt die Entwicklung der Energie- bzw. Stromintensität im Langfristvergleich. Die Energieintensität (blaue Kurve, linke Skala) stieg bis Ende der 1970er-Jahre auf 1,99 MJ/Fr. und nimmt seither kontinuierlich ab (2024: 1,00 MJ/Fr., 2000: 1,68 MJ/Fr.). Die Stromintensität (rote Kurve, rechte Skala), welche insgesamt deutlich tiefer ist als die Energieintensität, stieg ab 1970 bis Ende der 1980er-Jahre auf 0,39 MJ/Fr. und blieb danach bis Mitte der 2000er-Jahre stabil auf diesem Niveau. Seither zeigt sich auch hier eine deutliche Abnahme (2024: 0,27 MJ/Fr., 2000: 0,37 MJ/Fr.) (Quellen: BFE, 2025a / BFS, 2025b)<sup>10</sup>.

<sup>9</sup> BIP real zu Preisen von 2020 (Stand: Juli 2024).

<sup>10</sup> Studien zu anderen Ländern zeigen, dass die sinkende Energieintensität stark von einer verbesserten Energieeffizienz innerhalb der Sektoren herrührt, und nicht nur vom Strukturwandel (Voigt et al., 2014). Noailly und Wurlod (2016) schätzen zudem für den Zeitraum 1975-2005 mit einer Stichprobe von 18 OECD-Ländern (inkl. Schweiz), welche Faktoren die Verbesserung der Energieeffizienz innerhalb der Sektoren erklären. Sie weisen eine Hälfte der Verbesserungen dem technologischen Fortschritt zu, die andere Hälfte stammt von Substitutionseffekten zu anderen Produktionsfaktoren.

### 3.2.6 PV-Anlagen im Eigenverbrauch

Der Eigenverbrauch von Strom ermöglicht Einsparungen der Energiebezugskosten und bildet damit einen Anreiz, selbst Energie zu produzieren. Dem Eigenverbrauch kommt deshalb im Rahmen der Energiestrategie 2050 eine wichtige Bedeutung zu, indem er ein Treiber für den Ausbau und die Dezentralisierung der Stromversorgung darstellt. Ein hohes Potenzial, die produzierte Energie dezentral zu nutzen, weisen so genannte Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) auf: Sie ermöglichen es, dass mehrere Verbraucher in einer gewissen räumlichen Nähe zur Erzeugungsanlage den vor Ort produzierten Strom gemeinsam nutzen können. Intelligente Steuer- und Regelsysteme können hier eingesetzt werden, um so etwa den Verbrauch aktiv gemäss dem Dargebot der elektrischen Energie anzupassen (vgl. *Kapitel 4.4.3*). Bei Anlagen im Eigenverbrauch stehen Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) im Vordergrund; das Monitoring publiziert deshalb Indikatoren zu dieser Stromproduktionstechnologie. Die Daten basieren auf einer Umfrage des BFE bei den Verteilnetzbetreibern (VNB).



**Abbildung 14:** PV-Anlagen im Eigenverbrauch (Quelle: VNB-Umfrage)<sup>11</sup>

<sup>11</sup> Daten können nicht vollständig plausibilisiert werden.

*Abbildung 14: PV-Anlagen im Eigenverbrauch (Quelle: VNB-Umfrage) zeigt PV-Anlagen, welche für den Eigenverbrauch eingesetzt wurden; einerseits Einzelanlagen inklusive Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) und andererseits ausschliesslich ZEV. Ende 2024 stieg die Anzahl aller PV-Anlagen im Eigenverbrauch inklusive ZEV gemäss den Umfrageergebnissen gegenüber dem Vorjahr um 27 Prozent auf insgesamt 280'000 Anlagen (das sind rund 91% aller PV-Anlagen). Die installierte Leistung<sup>12</sup> stieg um 26 Prozent auf rund 5630 MW. Diese Anlagen speisten nach den Angaben insgesamt 2'670'000 (2023: 2'070'000) MWh Strom ins Verteilnetz ein. Die Anzahl der Anlagen, welche in einem ZEV organisiert sind, stieg auf 23'650; die installierte Leistung erhöhte sich auf 770 MW. Diese ZEV speisten rund 333'000 (2023: 255'000) MWh ins Verteilnetz ein. Wenn ZEV einen Jahresverbrauch von mehr als 100'000 kWh erreichen, haben sie freien Marktzugang. 2024 haben 197 (2023: 235) solche ZEV mit PV-Anlagen ihren Strom am Markt beschafft (Quelle: VNB, 2025).*

Für kleine Erzeugungsanlagen <30 kVA ist keine Produktionsmessung vorgeschrieben. Der spezifische Eigenverbrauch kann nicht exakt beziffert werden, da nur die nicht selbst verbrauchte, sondern gegen Entgelt ins Netz eingespeiste Energie erhoben wird. Mit der installierten Leistung und der Überschussenergie kann jedoch bei PV-Anlagen der durchschnittliche Eigenverbrauch geschätzt werden. Eine PV-Anlage erzeugte im Jahr 2024 etwa 820 kWh pro installierte kWp Leistung, wobei diese Werte je nach Ausrichtung und Region sehr unterschiedlich sein können. **So geschätzt betrug im Jahr 2024 der PV-Eigenverbrauch (alle PV-Anlagen, inkl. kleine Anlagen und ZEV, DC-Leistung) rund 2,19 TWh. Das sind etwa 3,8 Prozent des Gesamtstromverbrauchs der Schweiz von 57,5 TWh im Jahr 2024. Der durchschnittliche Eigenverbrauchsgrad bei PV-Anlagen lag bei rund 45 Prozent, d.h. fast die Hälfte des Stroms wird insgesamt direkt vor Ort verbraucht, der Rest wird ins Verteilnetz eingespeist** (Quellen: VNB, 2025 / BFE, 2025c+h / Swissolar, 2025 / Berechnungen BFE).

<sup>12</sup> Leistung des Wechselrichters (AC-Leistung). Entspricht 80 bis 90% der Modulleistung (DC-Leistung).

## 4 Themenfeld Netzentwicklung

Die Transformation des Energie- und Stromsystems in der Schweiz und in Europa als Folge der Dekarbonisierung und Dezentralisierung der Stromversorgung sowie der Digitalisierung stellen neue Anforderungen an die Energienetze. Als Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch ist insbesondere die Entwicklung der Stromnetze von zentraler Bedeutung, auf welche das Monitoring aktuell fokussiert; dies mit den Indikatoren Status und Dauer der Netzhvorhaben im Übertragungsnetz, Erdverlegung von Leitungen, Investitionen und Abschreibungen sowie zur Entwicklung des intelligenten Netzes. Rechtliche Grundlage bildet das Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Strategie Stromnetze)<sup>13</sup> als Teil der Energiestrategie 2050, welches seit 2019 in Kraft ist und aktuell weiterentwickelt wird, um die Verfahren für den Aus- und Umbau der Stromnetze weiter zu beschleunigen (Bundesblatt 2025 / Bundesrat, 2024d+2025i). Als Ausgangspunkt für die Netzplanung publiziert das BFE im Weiteren periodisch einen sogenannten energiewirtschaftlichen Szenariorahmen, welcher für die Netzbetreiber eine politisch abgestützte Grundlage darstellt, um daraus den nötigen Netzausbaubedarf abzuleiten und ihre eigene Mehrjahresplanung zu erarbeiten oder zu aktualisieren (Bundesrat 2022a). Mit dem Strategischen Netz 2040 hat Swissgrid im Berichtsjahr ihre langfristige Netzplanung (Strategisches Netz 2025) aktualisiert<sup>14</sup>.

In der Schweiz versorgen derzeit rund 610 Netzbetreiber die Endverbraucherinnen und Endverbraucher mit Elektrizität. Das Stromnetz besteht dabei aus Leitungen, Unterwerken und Transformatorenstationen. Es wird mit einer Frequenz von 50 Hertz (Hz) und mit unterschiedlichen Spannungen betrieben. Folgende Spannungsebenen (Netzebenen) werden unterschieden:

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

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

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

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

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

### 4.1 Status und Dauer der Vorhaben im Übertragungsnetz

Das Monitoring fokussiert mit diesem Indikator auf den Status und die Dauer von wichtigen Leitungsvorhaben des Strom-Übertragungsnetzes, welche die nationale Netzgesellschaft Swissgrid in ihrer strategischen Netzplanung 2025 und 2040 identifiziert hat, sich in einem entsprechenden Sachplan- oder Plangenehmigungsverfahren befinden respektive in der Realisierungsphase oder bereits in Betrieb sind. Teilweise handelt es sich auch um weitere, von Dritten initiierten Projekte. Vorhaben, welche erst als Projektidee vorliegen, also noch nicht in einem eigentlichen Vor- oder Bauprojekt und sich damit noch in einer sehr frühen Planungsphase befinden, werden erst aufgenommen, sobald die Planungen konkreter werden. Auch reine Sanierungsprojekte von Leitungen sind nicht im Monitoring enthalten. Zudem bildet dieses nur Leitungsprojekte ab, weil insbesondere diese aufgrund der teilweise zeitaufwändigen Verfahrensdauern energiewirtschaftlich und gesellschaftlich besonders relevant sind. Nicht enthalten sind bei diesem Indikator deshalb weitere wichtige Netzkomponenten des Übertragungsnetzes wie regelbare Transformatoren (sogenannte Phasenschiebertransformatoren), mit denen die Steuerbarkeit der Stromflüsse im Netz verbessert wird. Diese durchlaufen jedoch in der Regel keine zeitaufwändigen Planungs- und Bewilligungsverfahren.

<sup>13</sup> vgl. [www.netzentwicklung.ch](http://www.netzentwicklung.ch)

<sup>14</sup> vgl. [www.swissgrid.ch/netz-der-zukunft](http://www.swissgrid.ch/netz-der-zukunft)

### **Ablauf und Phasen eines Netzvorhabens des Übertragungsnetzes**

*Vorprojekt:* Als Grundlage für das Sachplanverfahren erarbeitet die nationale Netzgesellschaft Swissgrid ein Vorprojekt mit den wichtigsten Eckpunkten des Netzvorhabens und stellt sicher, dass die Anliegen der betroffenen Kantone möglichst früh in die Planung einbezogen werden. Die Vorprojektphase beginnt im Monitoring vereinfacht mit dem Start des Projekts und geht mit der Einreichung des Gesuchs um Aufnahme in den Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) in die nächste Phase.

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

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

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

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

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Vorhaben, deren Planung schon relativ konkret ist respektive welche sich bereits in einem Verfahren befinden und deren Fortschritte der Bund verfolgt. Dieses Monitoring ermöglicht insbesondere Aussagen über die Dauer der verschiedenen Projektphasen vom Vorprojekt bis zur Inbetriebnahme. Dadurch sollen mittel- und langfristig auch Rückschlüsse hinsichtlich der Wirksamkeit der Beschleunigungsmassnahmen gezogen werden können.

Netzvorhaben	Beschreibung und Hauptzweck	Aktueller Status <sup>15</sup>	Gepl. Inbetriebnahme <sup>16</sup>
<b>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>	in Betrieb	2022 abgeschlossen und in Betrieb
<b>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>	BVGer	2029
<b>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>	in Betrieb	2022 abgeschlossen und in Betrieb
<b>Chippis-Lavorgo</b> CL_1 Chippis-Mörel (Rhonetalleitung) CL_2 Mörel-Ulrichen (Gommerleitung) CL_3 Chippis-Stalden CL_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 Versorgungseinganges</li> </ul>	CL_1 PGV BFE CL_2 Realisierung (Mörel-Ernen) / in Betrieb (Ernen-Ulrichen) CL_3 Realisierung (Agarn-Stalden) / PGV BFE (Chippis-Agarn) CL_4 PGV BFE	2032
<b>Beznau-Mettlen</b> BM_1 Beznau-Birr BM_2 Birr-Niederwil BM_3 Niederwil-Obfelden BM_4 Mettlen-Obfelden	<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>	BM_1 in Betrieb BM_2 Bauprojekt BM_3 Bauprojekt BM_4 PGV ESTI	2033
<b>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>	in Betrieb	2023 abgeschlossen und in Betrieb
<b>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>Mettlen-Ulrichen</b> MU_1 Mettlen-Innertkirchen MU_2 Innertkirchen-Ulrichen (Grimselleitung)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verstärkung für eine künftig vorgesehene Spannungserhöhung der bestehenden 220-kV-Leitung auf rund 88 km auf 380 kV</li> <li>• Wichtig für Anbindung neuer Pumpspeicherkraftwerke ans 380-kV-Netz und damit Abtransport der Energie in übrige Schweiz</li> </ul>	MU_1 SÜL MU_2 Vorprojekt/Bauprojekt <sup>17</sup>	2040
<b>All'Acqua-Vallemaggia-Magadino</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Neue 220-kV-Leitung durch das Maggialtal</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 Maggialtals erzeugten Energie</li> <li>• Dadurch künftig grössere Versorgungssicherheit im südlichen Alpenraum – heute muss Produktion der Kraftwerke gedrosselt werden</li> </ul>	Bauprojekt	2035
<b>Flumenthal-Froloo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ersatz bestehende rund 33 km lange 145-kV-Verteilnetzeleitung durch neue 220-kV-Höchstspannungsleitung, als Teil des strategischen Netzes</li> <li>• Neue Leitung erhöht Versorgungssicherheit im Grossraum Basel und der ganzen Schweiz</li> </ul>	SÜL	2036

<sup>15</sup> Stand 15.10.2025<sup>16</sup> Gemäss Planung Swissgrid<sup>17</sup> Vorhaben MU\_2 Innertkirchen-Ulrichen (Grimselleitung) wird bei Swissgrid als «Vorprojekt» behandelt, solange es mehrere Varianten gibt (mit/ohne Bündelung Bahnprojekt Grimselbahn). Im Monitoring ES2050 wird das Projekt als «Bauprojekt» bezeichnet, weil der SÜL-Korridorentscheid für die Stromleitung grundsätzlich gefallen ist.

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Projekt soll Siedlungsgebiete zwischen Flumenthal und Therwil entlasten – neue Leitung wird mit möglichst weiter Distanz zu Siedlungsgebieten geplant</li> <li>• Nach Inbetriebnahme wird bestehende Verteilnetzleitung komplett zurückgebaut</li> </ul>		
<b>Anschluss Nant de Drance</b> NdD_1 Le Verney/Rosel-Bâtiatz NdD_2 Bâtiatz-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 strategischen Netzes im Startnetz von Swissgrid</li> <li>• Beitrag zur Integration der neuen erneuerbaren Energien</li> </ul>	NdD_1 in Betrieb NdD_2 in Betrieb NdD_3 in Betrieb	2022 abgeschlossen und in Betrieb
<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	2025
<b>Bickigen-Mettlen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es wird der Ersatz der bestehenden Leitung durch eine neue 220-kV-Leitung geplant; die Spannung wird nicht erhöht</li> <li>• Diese Planung und Ausführung erfolgt im Rahmen eines Sachplanverfahrens (Sachplan Übertragungsleitung, SÜL) und beinhaltet auch die Prüfung einer räumlichen Verlegung der Leitung</li> </ul>	SÜL	2034
<b>Obfelden-Samstagern</b> OS_1 Schweikrüti (Mast 46)-Kilchberg OS_2 Kilchberg-Wollishofen (Frohalp) OS_3 Wollishofen (Frohalp)-Waldegg OS_4 Obfelden-Waldegg	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ausbau bzw. Ersatz der bestehenden 150-kV-Leitungen zwischen dem Unterwerk Obfelden, dem geplanten Unterwerk Waldegg und dem Unterwerk Samstagern durch eine 380-/220-kV-Leitung.</li> <li>• Verbesserung der Energieversorgung der Verbraucherzentren Stadt Zürich und der Region Thalwil</li> </ul>	OS_1 Realisierung OS_2 Bauprojekt OS_3 Bauprojekt OS_4 Bauprojekt	2033
<b>Gryнау-Siebnen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ersatz bestehende 220-kV-Leitung durch neue 380-kV-Leitung (Schliessen der Lücke im 380-kV-Netz)</li> <li>• Verbesserung Versorgungssicherheit in Region Zürichsee/Linthebene sowie Erhöhung Importkapazität aus dem Norden</li> </ul>	PGV BFE	2028
<b>Amsteg-Mettlen</b> AM_1 Abschnitt Lauerz AM_2 Eyschachen bei Altdorf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• AM_1: Swissgrid verlegt die Leitung aus dem Rutschgebiet oberhalb Lauerz (SZ)</li> <li>• AM_2: Swissgrid und SBB verlegen die Hochspannungsleitungen im Umer Talboden. Damit werden die Siedlungsgebiete in Attinghausen und der Entwicklungsschwerpunkt Werkmatt Uri entlastet.</li> </ul>	AM_1 Bauprojekt AM_2 in Betrieb	2040
<b>Airolo-Mettlen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bündelung von Infrastruktur in zweiter Röhre des Gotthardstrassentunnels</li> <li>• Verkabelung bestehende 220-kV-Leitung Airolo-Mettlen im Bereich Gotthard auf einer Länge von 18 Kilometern geplant.</li> <li>• Wichtiger Bestandteil der Nord-Süd-Verbindung für die Stromversorgung in der Schweiz und in Europa.</li> <li>• Rückbau der bestehenden Freileitung auf einer Länge von 23 Kilometern mit mehr als 70 Masten, die derzeit über den Gotthardpass und durch die Schöllenen Schlucht im Kanton Uri verläuft</li> </ul>	Bauprojekt	2030
<b>Marmorera-Tinzen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Höchstspannungsleitung zwischen Marmorera und Tinzen in der Region Albula (GR) entspricht nicht mehr dem heutigen Stand der Technik und muss ersetzt werden (Spannung 220 kV wie heute).</li> <li>• Die Leitung spielt eine wichtige Rolle beim Abtransport der Energie aus den Bergeller Wasserkraftwerken bis in die Verbraucherzentren im Mittelland.</li> </ul>	Bauprojekt	2032
<b>Lavorgo-Magadino</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sanierung und Kapazitätserhöhung der 380-kV-Leitung zwischen Lavorgo und Magadino</li> <li>• Umfasst den Ersatz der bestehenden Leitung und weitere Massnahmen in den bestehenden bzw. neuen Unterwerken</li> </ul>	SÜL	2033

**Abbildung 15:** Übersicht Netzvorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2025)

Für die oben aufgelisteten Netzvorhaben ist in *Abbildung 16* 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 einer Gerichtsentscheidung bestimmte Projektphasen nochmals durchlaufen werden müssen, wird die Gesamtdauer der einzelnen Projektphasen so dargestellt, als wären sie einmalig und linear durchlaufen worden.

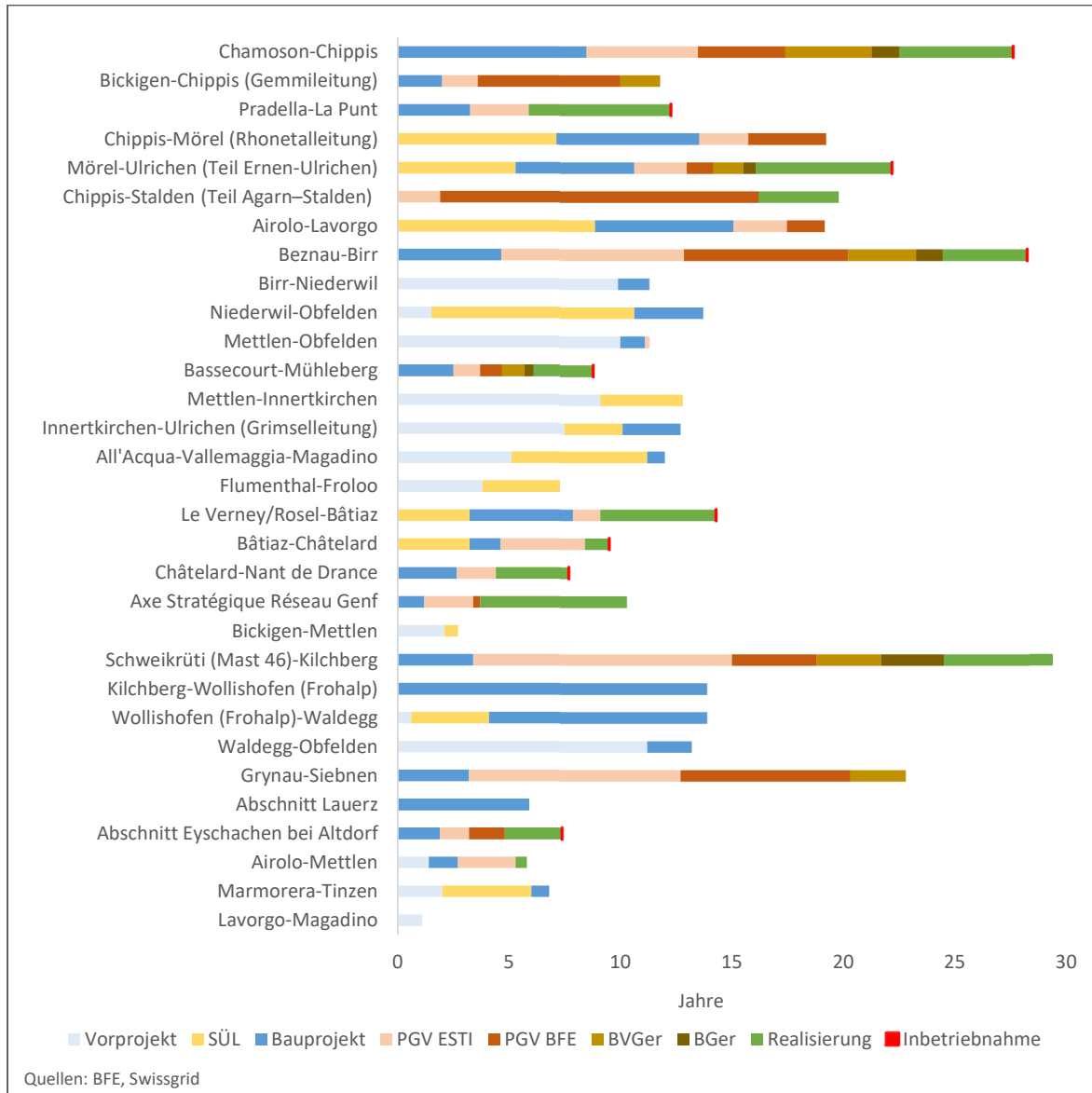


Abbildung 16: Kumulierte Dauer der Projektphasen Netzvorhaben auf Netzebene 1 per 15. Oktober 2024 in Jahren<sup>18</sup>

**Kurzbeschreibung der Planungs- und Realisierungsetappen einzelner Netzvorhaben (Stand: 15. Oktober 2025):**

**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 dem Urteil vom 1. September 2017 wies das

<sup>18</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 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.

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, nach vier Jahren Bauzeit hat Swissgrid die Leitung Ende September 2022 in Betrieb genommen. Teilweise noch offen ist der im Zusammenhang mit den Vorhaben verfügte Rückbau von Leitungen Dritter, was auf den Betrieb der Leitung Chamoson-Chippis jedoch keine Auswirkungen hat.

### **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. Dieses erteilte im Februar 2022 die Plangenehmigung. Gegen diese Verfügung gingen jedoch verschiedene Beschwerden beim Bundesverwaltungsgericht ein. Das Gericht hiess die Beschwerden Mitte Dezember 2023 teilweise gut und überwies das Plangenehmigungsdossier zur Neubeurteilung im Sinne der Erwägungen ans BFE zurück. Im Verfahren waren weitere Abklärungen hinsichtlich einer möglichen Reduktion des sogenannten Coronalärms (durch kleinste Entladungen unter Hochspannungsleitungen) sowie bezüglich der Thematik der nichtionisierenden Strahlung zu treffen. Das BFE hat daraufhin im September 2025 die Plangenehmigung erteilt, welche jedoch angefochten wurde. Die Realisierung des Vorhabens verzögert sich durch das Beschwerdeverfahren und die Rückweisung ans BFE um voraussichtlich weitere zwei Jahre bis 2029.

### **Pradella-La Punt**

Im Rahmen der Netzverstärkung wurde auf der bestehenden rund 50 Kilometer langen Leitung zwischen Pradella und La Punt durchgehend ein zweiter 380-kV-Stromkreis aufgelegt. Dieser ersetzt die auf der bestehenden Freileitung zwischen Zernez und Pradella aufgelegte 220-kV-Energieableitung aus dem Kraftwerk Ova Spin. Die Energie aus dem Kraftwerk Ova Spin wird über ein 110-kV-Talnetz abgeführt. Für das Vorhaben Pradella-La Punt war wegen geringer Raumwirksamkeit kein SÜL-Verfahren erforderlich. Bauprojekts- und PGV-Phase dauerten je rund drei Jahre. Mitte 2016 ging das Vorhaben in die Realisierung und Swissgrid nahm die Leitung im November 2022 in Betrieb.

### **Chippis-Lavorgo**

Die Inbetriebnahme für das gesamte Netzvorhaben Chippis-Lavorgo ist für das Jahr 2032 geplant. Das Vorhaben besteht aus mehreren Teilprojekten, bei denen sich der Stand wie folgt präsentiert:

#### *Chippis-Mörel (Rhonetalleitung)*

Der Neubau der Leitung durchlief ein rund siebenjähriges SÜL-Verfahren und befand sich knapp sechseinhalb Jahre im Bauprojekt; Ende März 2019 startete das PGV beim ESTI. Im Juni 2021 überwies das ESTI das Verfahren ans BFE. Im Rahmen des PGV prüft das BFE auf Antrag des Kantons Wallis und aufgrund einer neuen Verkabelungsstudie nochmals sachplanerische Fragestellungen im Abschnitt Agarn-Mörel. Aufgrund der Erkenntnisse aus diesen Fragestellungen musste das BFE bei der Swissgrid ergänzende Unterlagen und Studien hinsichtlich einer allfälligen Verkabelung der Leitung im Abschnitt Chippis-Agarn (Pfywald) einfordern.

#### *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 dem Entscheid vom 23. Dezember 2016 die Freileitungsvariante und wies sämtliche Einsprachen ab. Gegen diesen Entscheid gingen Beschwerden beim Bundesverwaltungsgericht ein, welches die Freileitungsvariante mit Urteil vom 26. März 2019 bestätigte. Dieses Urteil blieb unangefochten und die Plangenehmigung wurde rechtskräftig. Die Bauarbeiten sind im Gange.

### *Chippis-Stalden*

Für den Strangnachzug auf der Teilstrecke Agarn-Stalden lief ein mehrjähriges Plangenehmigungsverfahren beim BFE, welches im Frühling 2022 rechtskräftig abgeschlossen werden konnte. Es handelt sich dabei um ein altrechtliches Verfahren, welches noch ohne Sachplaneintrag eingeleitet werden konnte. Für die Teilstrecke Chippis-Agarn wurde im Jahr 2012 im Sachplanverfahren zur Leitung Chippis-Mörel (Rhonetalleitung) allerdings festgesetzt, dass diese Teilstrecke parallel zur Rhonetalleitung durch den Pfywald geführt werden muss. Dementsprechend wurde das Plangenehmigungsgesuch für den Neubau dieser Teilstrecke zusammen mit dem Plangenehmigungsgesuch für die Rhonetalleitung Ende März 2019 beim ESTI eingereicht. Im Juni 2021 überwies das ESTI das Verfahren ans BFE. Somit befindet sich auch die Teilstrecke Chippis-Agarn im PGV beim BFE (s. 4.1. *Chippis-Mörel*).

### *Airola-Lavorgo*

Der Neubau der Leitung durchlief ein fast neunjähriges SÜL-Verfahren und befand sich über vier Jahre im Bauprojekt. Ende April 2020 reichte Swissgrid das Dossier zur Plangenehmigung beim ESTI ein, welches es Mitte September 2022 ans BFE überwies. Das BFE sistierte das laufende Plangenehmigungsverfahren zwischenzeitlich, weil diverse Unterlagen überarbeitet werden mussten. Von Mitte März 2024 bis Mitte Januar 2025 war das Vorhaben wiederum sistiert. Swissgrid hat im Dezember 2024 und Januar 2025 einen Teil der verlangten Unterlagen geliefert. Das BFE hat eine neue Frist für die Ergänzung bzw. Vervollständigung der Unterlagen gesetzt, die mehrfach verlängert wurde. Anschliessend wird das BFE entscheiden, ob das Vorhaben nochmals öffentlich aufgelegt werden muss.

### **Beznau-Mettlen**

Die Inbetriebnahme des gesamten Netzvorhabens Beznau-Mettlen ist für 2033 vorgesehen. Das Vorhaben besteht aus mehreren Teilprojekten, bei denen sich der Stand wie folgt präsentiert:

#### *Beznau-Birr*

Die Leitung mit der Teilverkabelung Riniken «Gäbihubel» wurde bereits vor der Erarbeitung des SÜL initiiert und durchlief jahrelange Planungs- und Bewilligungsphasen. 2016 wurde ein wichtiger Meilenstein erreicht: Die Plangenehmigung des BFE wurde rechtskräftig und mit ihr die Realisierung initiiert. Die Bauarbeiten für die Kabeltrasse konnten entgegen der ursprünglichen Planung erst im August 2018 in Angriff genommen werden. Sie schritten indes zügig voran und am 19. Mai 2020 konnte Swissgrid die Leitung in Betrieb nehmen, inklusive der erwähnten Teilverkabelung, wo erstmals ein längeres Teilstück einer 380-kV-Höchstspannungsleitung in den Boden verlegt wurde.

#### *Birr-Niederwil*

Das Vorprojekt für den Leitungsabschnitt wurde im September 2022 abgeschlossen. Das Vorhaben befindet sich derzeit im Bauprojekt, ein SÜL-Verfahren war nicht erforderlich.

#### *Niederwil-Obfelden*

Die Spannungserhöhung durchlief eine rund anderthalbjährige Vorprojektphase und befand sich mehrere Jahre im SÜL-Verfahren; 2016 erfolgte mit der Festsetzung des Planungsgebiets ein wichtiger Zwischenschritt, Ende August 2022 setzte der Bundesrat den Planungskorridor fest. Das PGV wird aktuell vom ESTI vorgeprüft.

#### *Mettlen-Obfelden*

Der Leitungsabschnitt befand sich mehrere Jahre in der Vorprojektphase. Diese wurde zwischenzeitlich ausgesetzt, um den Bundesratsentscheid zum Planungskorridor sowie Übertragungstechnologie abzuwarten (s. 5.3). Im Juni 2024 entschied das BFE, dass auf ein SÜL-Verfahren verzichtet werden kann, da das Vorhaben zur Erhöhung der Betriebsspannung von 220 auf 380 kV keine erheblichen Auswirkungen auf Raum und Umwelt hat. Swissgrid hat Ende Juli 2025 das Dossier zur Plangenehmigung beim ESTI eingereicht.

### **Bassecourt-Mühleberg**

Die Höchstspannungsleitung Bassecourt-Mühleberg wurde bereits 1978 durch das ESTI für eine Betriebsspannung von 380 kV bewilligt, jedoch wird sie bis heute nur mit einer Spannung von 220 kV betrieben. Für die nun vorgesehene Spannungserhöhung war wegen der geringen räumlichen Auswirkungen des Vorhabens gegenüber der bestehenden Situation kein SÜL-Verfahren nötig. Nach einer rund zweieinhalbjährigen Bauprojektphase reichte Swissgrid das PGV-Dossier am 30. Juni 2017 beim ESTI ein. Gegen das Projekt gingen mehrere Einsprachen ein. Am 24. August 2018 überwies das ESTI das Dossier ans BFE, welches am 22. August 2019 die Plangenehmigung erteilte. Dieser Entscheid wurde von verschiedenen Beschwerdeführern ans Bundesverwaltungsgericht weitergezogen. Mit Urteil vom September 2020 wies das Bundesverwaltungsgericht die Beschwerden ab, soweit es darauf eintrat. Der Entscheid wurde ans Bundesgericht weitergezogen. Mit dem Urteil vom 23. März 2021 wies dieses die Beschwerden ab und die Realisierung wurde eingeleitet, am 21. November 2023 ging die Leitung mit einer Spannung von 380 kV in Betrieb.

### **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.

### **Mettlen-Ulrichen**

Die Inbetriebnahme des gesamten Netzvorhabens ist aktuell für 2040 vorgesehen. Es ist in zwei Teilabschnitte gegliedert, bei denen sich der Stand wie folgt präsentiert:

#### *Mettlen-Innertkirchen*

Der Leitungsabschnitt befand sich seit mehreren Jahren im Vorprojekt. Ende Juni 2020 beantragte Swissgrid beim BFE die Durchführung eines SÜL-Verfahrens für eine neue Leitungseinführung in das Unterwerk in Innertkirchen. Dieses wurde jedoch Anfang Juni 2021 auf Antrag der Gesuchstellerin abgeschrieben, weil die Leitungsführung in das SÜL-Verfahren für die gesamte Leitung integriert werden sollte. Das SÜL-Verfahren für die Gesamtstrecke startete Ende Juni 2021. Mitte November 2022 teilte das BFE das Planungsgebiet mit. Im Mai 2023 reichte Swissgrid dem BFE die Unterlagen für die 2. Phase des SÜL-Verfahrens zur Festsetzung des Planungskorridors ein, welche seither am Laufen ist.

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

Die Verstärkung der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Innertkirchen und Ulrichen (Grimselleitung) ist ein Schlüsselement in der strategischen Netzplanung 2025. Für den Leitungsabschnitt beantragte Swissgrid Anfang Juli 2020 die Durchführung eines SÜL-Verfahrens. Der Bundesrat hat im Februar 2022 zwei mögliche Planungskorridore festgesetzt: Im Falle der rechtzeitigen Sicherung der Finanzierung des Projekts Grimselbahn wird die Leitung mit dem Bahnprojekt gebündelt und in einem parallel zum Bahntunnel verlaufenden Kabelstollen errichtet; andernfalls wird die Leitung in einem Kabelstollen zwischen Innertkirchen und Oberwald verlegt. In beiden Fällen wird die Leitung zwischen Oberwald und Ulrichen als Freileitung realisiert.

### **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. Aufgrund der Länge des Vorhabens wurde dieses für die Durchführung des Sachplanverfahrens in drei Teilstrecken aufgeteilt, damit es in überschaubaren Etappen durchgeführt werden kann. Am 20. Dezember 2024 setzte der Bundesrat den Planungskorridor für das gesamte Leitungsvorhaben fest; damit konnte Swissgrid das Bauprojekt, welches die konkrete Leitungsführung festlegt, in die Wege leiten. Die Inbetriebnahme der neuen 220-kV-Leitung ist für 2035 vorgesehen.

### Flumenthal-Froloo

Das Vorprojekt für die neue 220-kV-Übertragungsleitung zwischen Flumenthal (SO) und Froloo (Gemeinde Therwil, BL) startete 2018, Anfang April 2022 reichte Swissgrid dem BFE das Gesuch zum Start des Sachplanverfahrens ein. Die Inbetriebnahme ist Ende 2036 vorgesehen.

### Weitere ausgewählte Projekte

Der **Anschluss des Pumpspeicherkraftwerks Nant de Drance** ans Höchstspannungsnetz trägt zur Integration der neuen erneuerbaren Energien bei und ist daher aus Sicht der Energiestrategie 2050 wichtig. Das Vorhaben besteht aus drei Teilprojekten. Die ersten beiden Teilprojekte durchliefen ein rund dreijähriges SÜL-Verfahren, es folgten Bauprojekte (knapp fünf respektive eineinhalb Jahre) und PGV (gut ein Jahr respektive knapp vier Jahre). Das dritte Teilprojekt durchlief relativ zügige Bauprojekts- und PGV-Phasen von zweieinhalb respektive knapp zwei Jahren (ein SÜL-Verfahren war nicht notwendig). 2017 und 2018 konnten die Freileitung *Châtelard-La Bâtiâz (NdD\_2)* und die unterirdische Kabelleitung *Châtelard-Nant de Drance (NdD\_3)* innerhalb der Kaverne als Verbindung zwischen dem Kraftwerk Nant de Drance und dem Unterwerk Châtelard fertiggestellt und in Betrieb genommen werden. Beim dritten und letzten Abschnitt, der unterirdische Verbindung zwischen *Le Verney/Rosel-Bâtiâz (NdD\_1)*, schloss Swissgrid die Tunnelarbeiten im Sommer 2021 ab und nahm die Leitung Anfang April 2022 in Betrieb; damit ist das Kraftwerk Nant de Drance definitiv ans Höchstspannungsnetz angeschlossen und seit Anfang Juli 2022 in Betrieb. Bereits 2019 hatte Swissgrid das Kraftwerk provisorisch angeschlossen, indem als Übergangslösung die Spannung einer der beiden bestehenden Freileitungen La Bâtiâz-Rosel von 220 auf 380 Kilovolt erhöht wurde.

Der Kanton Genf, der Flughafen Genf sowie eine private Investorengruppe planen im Raum des Flughafens mehrere städtebauliche Entwicklungsprojekte unter dem Namen **Axe Stratégique Réseaux (ASR)**. Um dieses städtebauliche Projekt zu realisieren, wird die bestehende 220-kV-Leitung im Rahmen des Autobahnausbaus sowie des Wärme-/Kälteprojektes der SIG (Services Industriels de Genève) auf 4,5 km entlang der Autobahn und des Flughafens Genève verkabelt. Der Kanton Genf und die Investoren finanzieren das Projekt. Die Plangenehmigung konnte Ende März 2019, zweieinhalb Jahre nach Eingabe des Plangenehmigungsgesuches beim ESTI, durch das BFE erteilt werden (ein SÜL-Verfahren war nicht notwendig). Der erste Strang (Fortaille-Verbois 1) ist in Betrieb. Der zweite Strang (Fortaille-Verbois 2) sollte noch im Jahr 2025 in Betrieb gehen.

Die bestehende 220-Kilovolt-Leitung zwischen den Unterwerken **Bickigen (BE) und Mettlen (LU)** hat das Ende ihrer Lebensdauer erreicht. Swissgrid erneuert diese Transportachse im Schweizer Übertragungsnetz. Die Spannung wird nicht erhöht. Ende März 2025 hat Swissgrid das Gesuch zum Start des Sachplanverfahrens beim BFE eingereicht, welches auch die Prüfung einer räumlichen Verlegung der Leitung beinhaltet. Die Realisierung ist bis 2034 geplant.

Das Projekt **Obfelden-Samstagern** sieht die Verstärkung der bestehenden Leitungen von 150 kV auf 380/220 kV vor. Zudem soll der Bahnstrom mit 132 kV teilweise auf derselben Leitung gebündelt werden. Das Vorhaben ist in verschiedene Abschnitte unterteilt: Beim Abschnitt *Wollishofen (Frohalm)-Waldegg* setzte der Bundesrat Ende 2015 nach einem dreieinhalbjährigen SÜL-Verfahren den Planungskorridor für eine Kabelleitung fest, das Bauprojekt ist ausgearbeitet. Der Abschnitt *Kilchberg-Wollishofen (Frohalm)* ist sachplanbefreit und die Linienführung wird ausgearbeitet. Nachdem das Bundesgericht beim Abschnitt *Schweikrüti (Mast 46)-Kilchberg* das Plangenehmigungsdossier ans BFE zurückgewiesen hatte, verfügte dieses den Bau einer Freileitung. Gegen diese Verfügung wurden beim Bundesverwaltungsgericht Beschwerden eingereicht. Diese wurden im Februar 2020 abgewiesen und eine Freileitung verfügt. Gegen

diesen Entscheid gingen beim Bundesgericht Beschwerden ein, welche es jedoch im November 2020 abwies. Damit konnte die Realisierung eingeleitet werden, die Bauarbeiten sind im Oktober 2023 abgeschlossen worden. Der Abschnitt wurde vorerst nur mit einer Spannung von 150 kV in Betrieb genommen, die Spannungsumstellung auf 220 kV soll später folgen. Die Leitung *Waldegg-Obfelden* ist eine bestehende mit 150 kV betriebene Leitung, für die im September 2016 der Nachweis der Einhaltung der Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung (NISV) für den Betrieb mit 220/380 kV erbracht wurde (ESTI). In Abstimmung mit dem Bau des Unterwerkes Waldegg will Swissgrid zu gegebener Zeit beim ESTI das Gesuch um Spannungserhöhung von 2x150 kV auf 2x220 kV einreichen. Der Abschnitt *Siebnen-Samstagern* war seit 2014 im PGV BFE: Es ging in diesem Verfahren allerdings ausschliesslich um den Erwerb von Durchleitungsrechten. Aufgrund des Rückzugs des Plangenehmigungsgesuchs hat das BFE das Verfahren im Juni 2023 abgeschlossen; der Rechtserwerb wird aufgrund der per Januar 2021 erfolgten Anpassung des Enteignungsrechts im Rahmen eines selbständigen Enteignungsverfahrens abgewickelt; die weiteren Schritte sind in Abklärung. Die Realisierung des Gesamtprojekts ist per 2033 vorgesehen.

Zwischen **Gryнау und Siebnen** wird die bestehende 220-kV-Freileitung durch eine neue 380-kV-Leitung ersetzt. Das Vorhaben wurde bereits vor der Erarbeitung des SÜL initiiert und durchlief ein knapp zehnjähriges PGV beim ESTI, welches das Dossier im Oktober 2006 ans BFE überwies. Dieses verfügte gut zwei Jahre später die Plangenehmigung, welche ans Bundesverwaltungsgericht weitergezogen wurde. Das Gericht wies das Verfahren ans BFE zurück und forderte eine Studie zur Erdverlegung der Leitung und eine anschliessende Neubeurteilung des Vorhabens. Auf Antrag von Swissgrid sistierte das BFE das Verfahren mehrmals. Das BFE bearbeitet derzeit das mit einer Projektänderung aktualisierte Plangenehmigungsdossier. Die Realisierung ist bis 2028 vorgesehen.

Im Urner Talboden verlegen Swissgrid und die SBB Hochspannungsleitungen. Ende 2001 hat die damalige Eigentümerin Alpiq ein Plangenehmigungsgesuch zur Totalsanierung des Teilabschnittes Ingenbohl-Mettlen der 380-kV-Leitung **Amsteg-Mettlen** eingereicht. Mittlerweile ist ein Grossteil der Leitung saniert, zuletzt konnte im Frühling 2008 der Abschnitt *Eyschachen bei Altdorf* in Betrieb genommen werden. Noch hängig ist der Abschnitt *Lauerz*, der sich momentan im Bauprojekt befindet. Auf SÜL-Verfahren konnte verzichtet werden, weil die raumplanerischen Auswirkungen bereits im Rahmen des SÜL-Verzichtsge- suchs respektive auf kantonaler und kommunaler Ebene behandelt werden konnten. Die Auflagen aus dem SÜL-Verzicht werden weiter ausgearbeitet. Die Realisierung ist bis 2040 geplant.

Swissgrid plant im Rahmen der Ersatzplanung, die 220-kV-Freileitung **Airolo-Mettlen** zu erneuern. Unter dem Aspekt der Bündelung von Infrastruktur ist in der zweiten Röhre des Gotthardstrassentunnels ein separater Werkleitungskanal unter der Fahrbahn (Pannestreifen) vorgesehen. Swissgrid integriert darin die Leitung auf einer Länge von 18 Kilometern. Damit entsteht die längste verkabelte Höchstspannungsleitung der Schweiz. Das Vorhaben befand sich ab Mai 2021 im Bauprojekt, im September 2022 reichte Swissgrid das Baugesuch beim ESTI ein, welches im April 2025 die Plangenehmigung erteilte. Auf ein SÜL-Verfahren konnte verzichtet werden, weil die Leitung in eine bereits bestehende Infrastruktur integriert wird: Das BFE ist zum Schluss gekommen, dass einerseits die gesetzlichen Kriterien für den Verzicht auf ein solches Verfahren erfüllt sind und andererseits ein Sachplanverfahren keinen Mehrwert bringen würde. Die neue Leitung ist nach Swissgrid-Angaben voraussichtlich 2030 betriebsbereit. Die Verkabelung ermöglicht den Rückbau der bestehenden Freileitung auf einer Länge von 23 Kilometern mit mehr als 70 Masten, welche derzeit über den Gotthardpass und durch die Schöllenschlucht im Kanton Uri verläuft. Damit wird die Alpenlandschaft entlastet.

Swissgrid hat im Dezember 2020 zwei unterschiedliche Planungskorridore für den Ersatz der bestehenden Höchstspannungsleitung zwischen **Marmorera und Tinzen** (GR) eingereicht. Das SÜL-Verfahren verzögerte sich insbesondere aufgrund umfangreicher zusätzlicher Abklärungen zu einer möglichen Verkabelung der Leitung in einem Wasserstollen des Kraftwerks Tinzong; die Freileitung erwies sich jedoch als die geeignetste Variante. Am 20. Dezember 2024 setzte der Bundesrat den entsprechenden Planungskorridor fest. Für dieses kleinräumige Vorhaben kommt aufgrund der Struktur des Tals mit seinen flankierenden Gebirgsketten einzig der bezeichnete Raum für eine sinnvolle Leitungsführung in Frage.

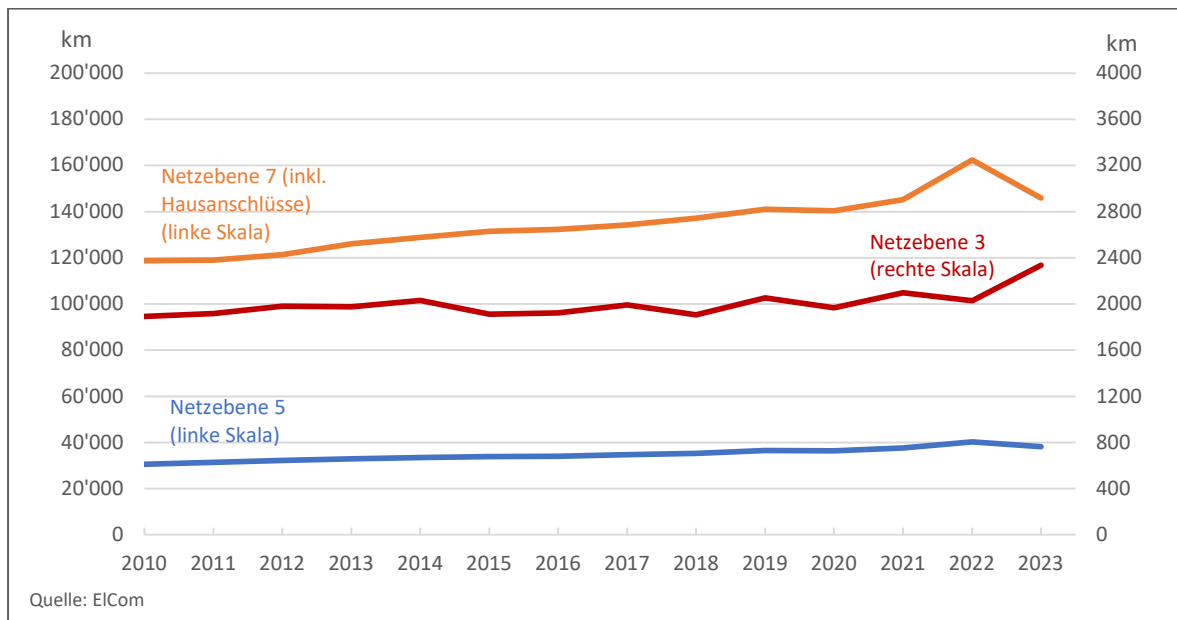
Auf eine formelle Festsetzung eines Planungsgebiets durch den Bundesrat konnte deshalb verzichtet werden. Die Realisierung ist bis 2032 geplant.

Zwischen **Lavorgo und Magadino** ist die Sanierung und eine Kapazitätserhöhung der 380-kV-Leitung geplant. Das Vorhaben umfasst den Ersatz der bestehenden Leitung und weitere Massnahmen in den bestehenden bzw. neuen Unterwerken. Das Gesuch für ein SÜL-Verfahren ist Anfang Oktober 2025 beim BFE eingetroffen.

(Quellen: BFE/Swissgrid, 2025 / Swissgrid, 2015+2025b).

## 4.2 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>19</sup> entschieden werden. Wie oben erwähnt (s. Kapitel 4.1) will der Bundesrat den Um- und Ausbau der Stromnetze weiter beschleunigen. Er hat dazu die Botschaft zu einer Revision des Elektrizitätsgesetzes am 21. Mai 2025 zuhanden des Parlaments verabschiedet. Gemäss Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Strategie Stromnetze) sollen Leitungen des Verteilnetzes (Netzebenen 3, 5 und 7) verkabelt werden, sofern ein bestimmter Kostenfaktor nicht überschritten wird (Mehrkostenfaktor). Das Monitoring beobachtet deshalb in erster Linie die Entwicklung der Verkabelung auf der Verteilnetzebene. Dies gibt auch einen Hinweis auf die Wirkung des Mehrkostenfaktors.



**Abbildung 17:** Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km)

Verkabelungen im Verteilnetz haben seit 2010 auf allen Netzebenen, wenn auch in unterschiedlichem Ausmass, zugenommen, wie *Abbildung 17* zeigt. Allgemein gilt, dass bei den unteren Netzebenen der Bestand an verkabelten Leitungen höher ist; insbesondere Netzebene 7 ist heute schon nahezu vollständig verkabelt. Die Gründe für die Sprünge nach oben 2022 resp. nach unten 2023 sind unklar<sup>20</sup>. Auch auf

<sup>19</sup> vgl. BFE-Bewertungsschema Übertragungsleitungen: [Freileitung oder Kabel \(admin.ch\)](#).

<sup>20</sup> Die Angaben zu den Anlagen des Schweizer Stromnetzes beruhen auf Selbstdeklaration der Netzbetreiber gegenüber der ElCom. Sprünge zwischen den Jahren sind unter Umständen auf Deklarations- bzw. Masseinheitenfehler zurückzuführen.

Netzebene 5 ist die Verkabelung fortgeschritten, insbesondere in städtischen Gebieten. Eine nur geringe Zunahme des Bestands an Kabelleitungen, und dies auf deutlich tieferem Niveau als bei den anderen Netzebenen, ist dagegen auf Netzebene 3 zu beobachten (vgl. rote Kurve in obiger Grafik mit unterschiedlicher Skala). Der Trend zur Verkabelung ist dort noch wenig ausgeprägt. Zudem zeigten sich immer wieder (letztmals zwischen 2021 und 2022) rückläufige Entwicklungen, die Gründe dafür sind unklar. Die drei Verteilnetzebenen (Freileitungen und Kabel, inkl. Hausanschlüssen) haben eine Gesamtlänge von rund 207'425 Kilometern, wovon rund 90 Prozent verkabelt sind. Kaum verkabelt sind bislang Leitungen des Übertragungsnetzes (Netzebene 1), welches eine Länge von gut 6700 Kilometern aufweist. Bei der Leitung «Beznau-Birr» (s. oben) mit der Teilverkabelung am «Gäbihubel» bei Bözberg/Riniken wurde erstmals ein längeres Teilstück (rund 1,3 Kilometer) einer 380-kV-Höchstspannungsleitung in den Boden verlegt und in Betrieb genommen. Im Rahmen des Anschlussprojekts des Pumpspeicherkraftwerks Nant de Drance wurde der Leitungsabschnitt «Bâtiaz-Le Vernay» ebenfalls in den Boden verlegt. Die neue 2 x 380-kV-Kabelleitung ersetzte die bestehende 220-kV-Freileitung, die das Rohental auf einer Länge von 1,2 Kilometern durchquerte. Seit Anfang April 2022 ist dieser Abschnitt in Betrieb (siehe Kapitel 4.1). Ein weiteres Verkabelungsprojekt einer Übertragungsleitung ist die Verkabelung der bestehenden 220-kV-Leitung für das ASR-Vorhaben im Kanton Genf auf einer Länge von 4,5 Kilometern. Im Weiteren soll künftig die 220-kV-Höchstspannungsleitung Airolo-Mettlen auf einer Länge von rund 18 Kilometern zwischen Airolo und Göschenen unterirdisch im Gotthard-Strassentunnel geführt werden (Quellen: EICom, 2025a / BFE/Swissgrid, 2025).

### 4.3 Netzinvestitionen und -abschreibungen

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

#### 4.3.1 Investitionen ins Übertragungsnetz und Abschreibungen

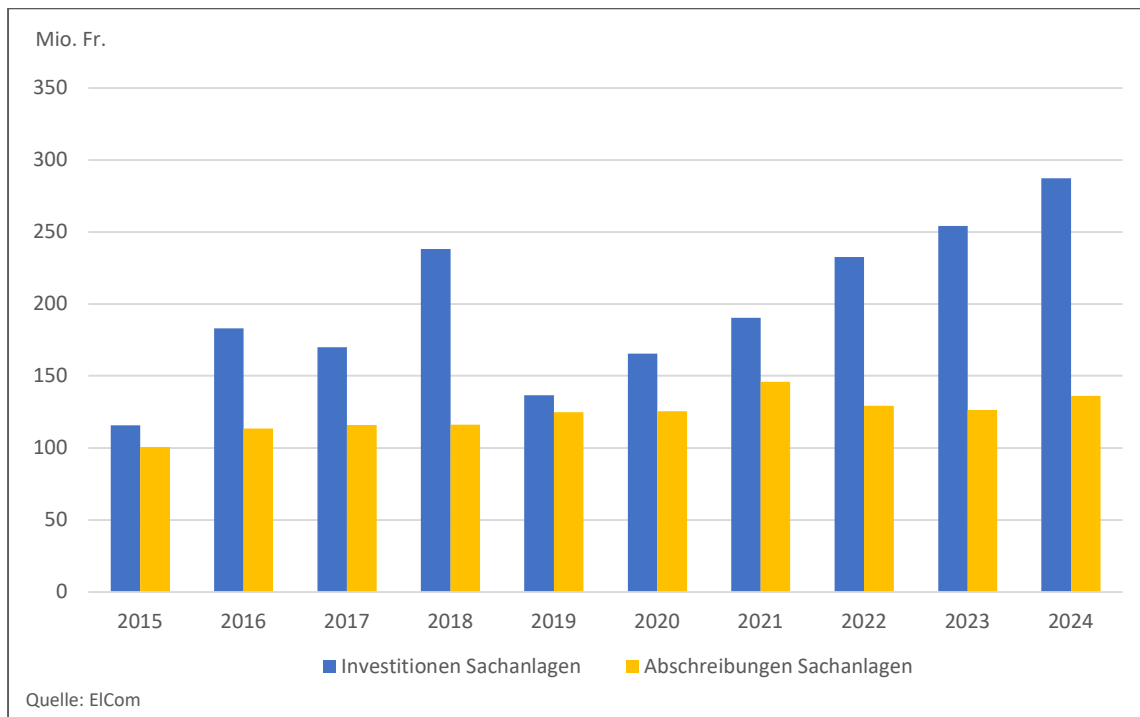
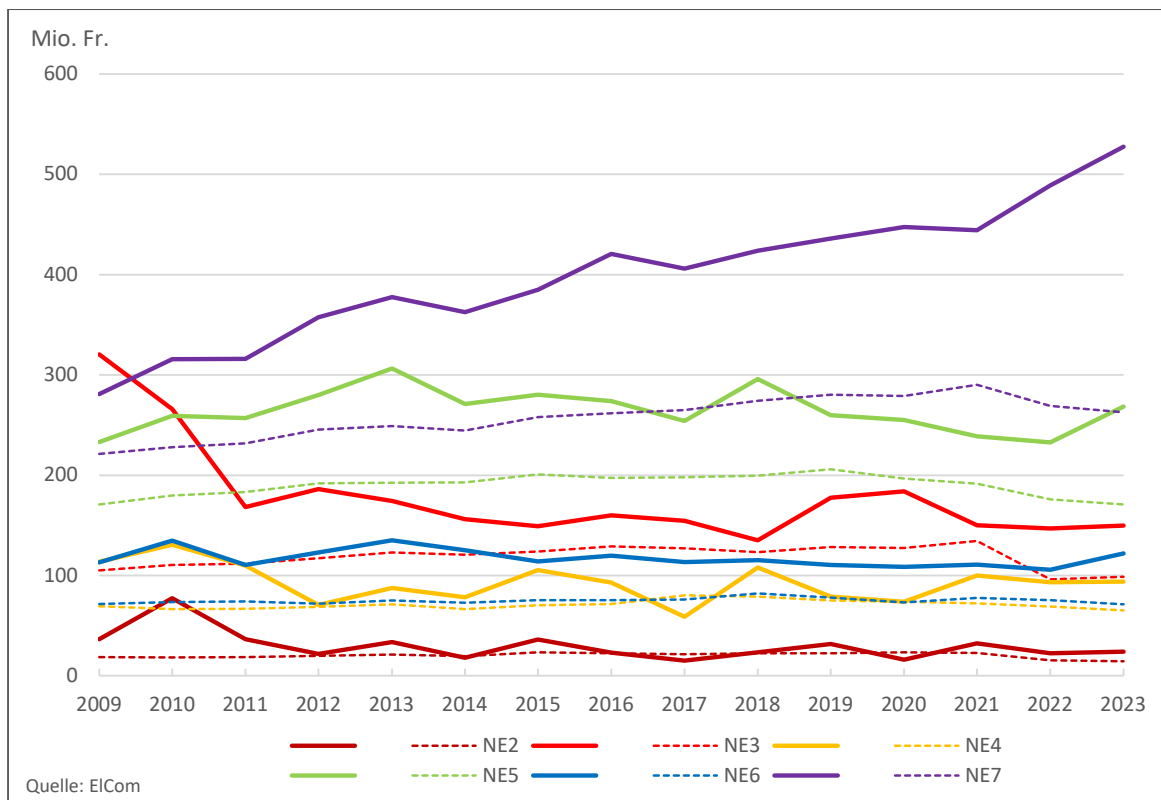


Abbildung 18: Investitionen und Abschreibungen von Sachanlagen im Übertragungsnetz

Abbildung 18 zeigt die Investitionen in Sachanlagen sowie die Abschreibungen von Sachanlagen des Übertragungsnetzes. Zwischen 2015 und 2024 schwankten die Investitionen in das Übertragungsnetz zwischen 116 Mio. und 287 Mio. Franken pro Jahr. Demgegenüber standen Abschreibungen in der Höhe von 101 Mio. bis 146 Mio. Franken pro Jahr. Zwischen 2015 und 2018 sind die Investitionen mit einer leichten Abnahme 2017 gestiegen. Die geringeren Investitionen 2019 sind auf eine Anpassung bei der mittelfristigen Investitionsplanung und auf Verzögerungen von Projekten zurückzuführen. Ab 2020 sind die Investitionen wieder gestiegen. Die Höhe der jährlichen Netzinvestitionen hängt teilweise stark davon ab, ob Netzerweiterungsprojekte durch Einsprachen verzögert werden. Die jährlichen Netzinvestitionen waren in den vergangenen Jahren im Verhältnis zu den Abschreibungen gleichwertig oder haben sie übertroffen. In diesen Zahlen sind neben den Investitionen in Netzanlagen auch solche in Systeme, in Transaktions- und Organisationsprojekte sowie in Betriebsinvestitionen (z.B. IT-Hardware) enthalten (Quelle: Swissgrid, 2025a).

#### 4.3.2 Investitionen ins Verteilnetz und Abschreibungen



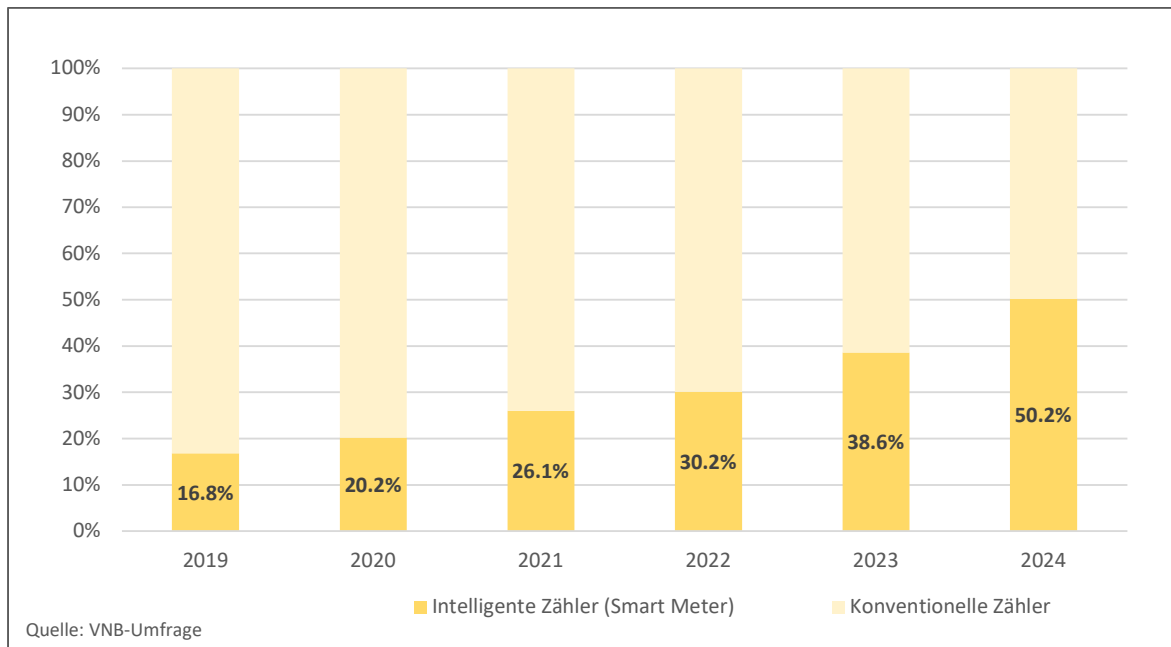
**Abbildung 19:** Investitionen (durchgezogen) und Abschreibungen (gestrichelt) für die Netzebenen 2 bis 7 (in Mio. Fr.)

Abbildung 19 zeigt, dass die **Investitionen** (nominal) in die Netzebene 7 zwischen 2009 und 2023 (bei Verteilnetzbetreibern mit einer Ausspeisung >100 GWh) gestiegen sind. Bei den anderen Netzebenen sind die Investitionen im gleichen Zeitraum relativ konstant oder leicht gesunken, allerdings mit teilweise starken jährlichen Schwankungen. Die **Abschreibungen** bei den Netzebenen 7 und 5 sinken, während sie bei den anderen Netzebenen in etwa konstant geblieben sind. Die Abschreibungen liegen bei der Betrachtung pro Netzebene (mit Ausnahme der Netzebenen 2 in verschiedenen Jahren und 4 im Jahr 2017) unter den Investitionen. Bei der Gesamtbetrachtung über alle Netzebenen (inkl. Verteilnetzbetreiber <100 GWh Ausspeisung) investierten die Netzbetreiber im Zeitraum von 2019 bis 2023 zwischen 1,4 und 1,6 Mrd. Franken. Die Abschreibungen lagen in diesem Zeitraum zwischen 942 und 976 Mio. Franken. Der Investitionsüberschuss in diesem Zeitraum lag im Durchschnitt bei rund 0,6 Mio. Franken. Da gleichzeitig die Versorgungsqualität der Schweizer Stromnetze in der Schweiz (vgl. Kapitel 5.2.5) sehr hoch ist, auch im internationalen Vergleich, erachtet die EICom die Investitionstätigkeit ins Verteilnetz weiterhin als ausreichend (Quellen: EICom, 2025a+c).

## 4.4 Entwicklung der intelligenten Netze

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

### 4.4.1 Intelligente Zähler (Smart Meter)

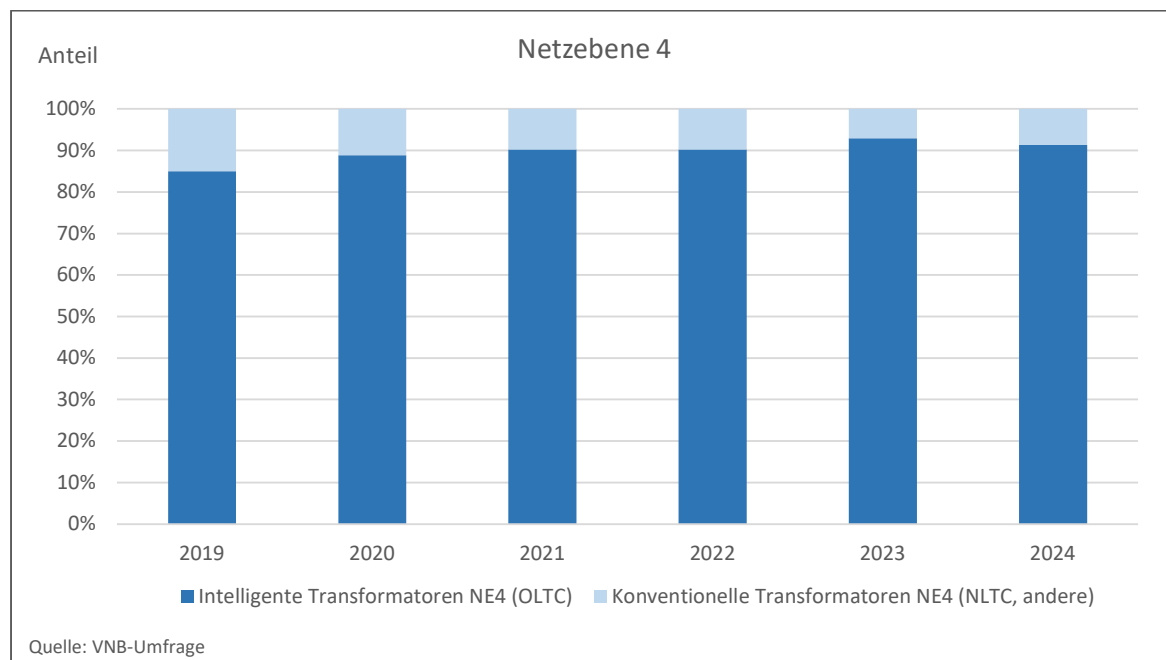


**Abbildung 20:** Anteil Smart Meter im Vergleich zu konventionellen Zählern<sup>21</sup>

Intelligente Zähler (Smart Meter) sind eine zentrale Komponente intelligenter Netze. Ihre Einführung wird als ein erster wichtiger Schritt in Richtung Smart-Grids gesehen. Entsprechend legt die Stromversorgungsverordnung (StromVV) technische Mindestanforderungen fest und schreibt die Einführung solcher Systeme vor: Mit einer Übergangsfrist von 10 Jahren ab Inkraftsetzung der StromVV per Anfang 2018 (also bis Ende 2027) müssen demnach 80 Prozent aller Messeinrichtungen in einem Netzgebiet den Anforderungen entsprechen, die restlichen 20 Prozent dürfen bis zum Ende ihrer Funktionstauglichkeit im Einsatz stehen. Im Jahr 2024 waren nach Angaben der Verteilnetzbetreiber schweizweit 2'940'000 Smart Meter installiert und werden als solche betrieben, das ist ein Anteil von über 50 Prozent, wie *Abbildung 20* zeigt. Dieser Anteil ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen (Quelle: VNB, 2025).

<sup>21</sup> Daten gemäss Umfrage bei den Verteilnetzbetreibern, Plausibilisierung nicht vollständig möglich.

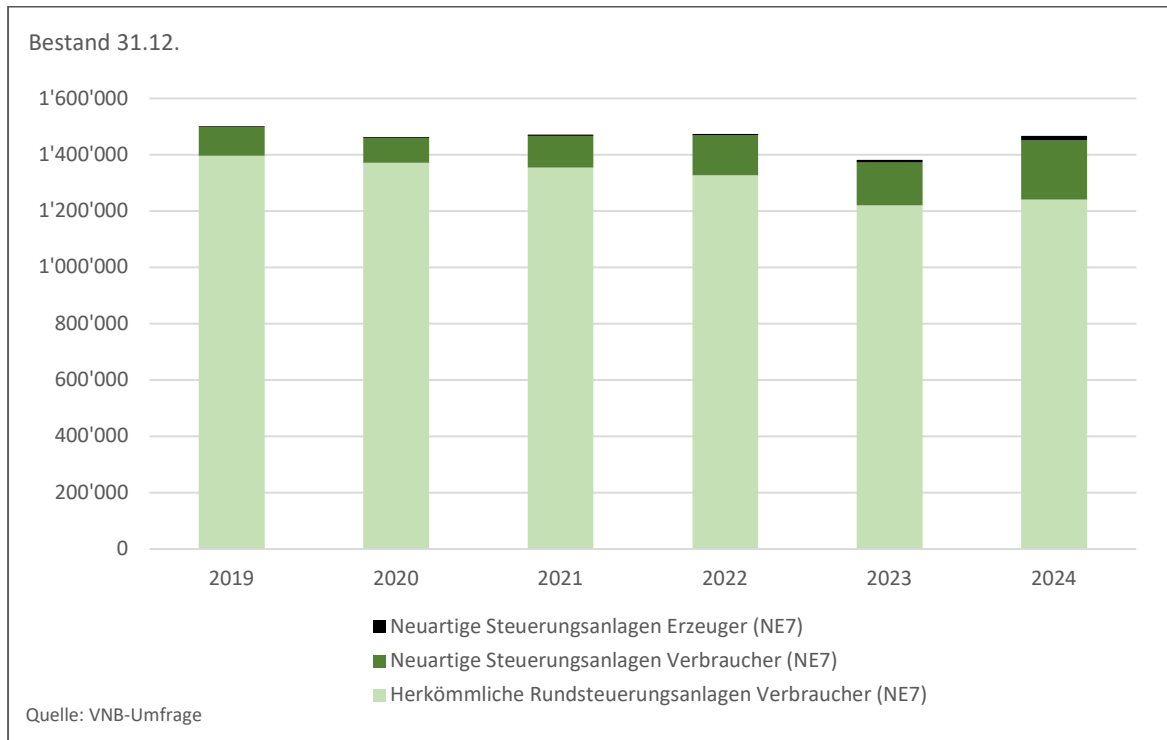
#### 4.4.2 Spannungsregelungsinstrumente (Transformation)



**Abbildung 21:** Entwicklung von Transformatoren mit Spannungsregelung unter Last

Die intelligente Transformation der elektrischen Spannung aus dem Mittelspannungsnetz auf die niederen Spannungsebenen ist eine wichtige Komponente des Smart-Grids. Im Fokus stehen Laststufenschalter, welche unter Last das Übersetzungsverhältnis verändern und so die Spannung im Verteilnetz regeln können (sog. On Load Tap Changer OLTC). Darunter fallen auch sogenannte regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT). Solche Komponenten ermöglichen beispielsweise eine verstärkte Einspeisung von Solarstrom, ohne dass die Netzspannung dadurch unzulässig ansteigt oder abfällt. Mit der zunehmenden Dezentralisierung der Stromproduktion ist der Einsatz solcher Systeme insbesondere auf den Netzebenen 4 und 6 interessant. Gemäss den Ergebnissen der Umfrage bei den Verteilnetzbetreibern sind auf Netzebene 4 solche intelligenten Komponenten schon sehr verbreitet (91 Prozent), wie *Abbildung 21* zeigt. Auf Netzebene 6 spielen sie eine untergeordnete Rolle, im Jahr 2024 waren ca. 150 intelligente Transformatoren gegenüber rund 60'000 herkömmlichen Transformatoren im Einsatz. Auf Netzebene 6 dominieren also noch herkömmliche Transformatoren ohne Stufenschalter und solche ohne Spannungsregelung unter Last, sog. No Load Tap Changer NLTC (Quelle: VNB, 2025).

#### 4.4.3 Steuer- und Regelsysteme (Flexibilität)



**Abbildung 22:** Steuer- und Regelsysteme auf der untersten Netzebene (Quelle: VNB-Umfrage)

Der Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen bei Endverbraucherinnen und Erzeugern ist ein weiteres zentrales Merkmal von intelligenten Netzen. Dem Markt und dem Netz wird so genannte Flexibilität zugeführt, die zum Ausgleich der Fluktuationen der erneuerbaren Energien notwendig ist. Unter netzdienlichem Einsatz der Flexibilität wird die Steuerung der Einspeisung von elektrischer Energie und des Verbrauchs durch den Netzbetreiber verstanden. Das Monitoring beobachtet auf der Lastseite solche neuartigen netzdienlich eingesetzten Steuerungsanlagen bei Stromverbrauchern und die herkömmlichen Rundsteuerungsanlagen sowie auf der Produktionsseite neuartige netzdienlich eingesetzte Steuerungsanlagen bei Stromerzeugern auf der untersten Netzebene 7. Diese Anlagen können vom Netzbetreiber selbst gesteuert werden. Seit 2019 hat nach Angaben der Verteilnetzbetreiber auf Seiten der Stromverbraucher der Einsatz herkömmlicher Rundsteuerungsanlagen etwas abgenommen, wie *Abbildung 22* zeigt. Auf Seiten der Stromerzeuger haben die neuartigen Steuerungsanlagen auf tiefem Niveau seit 2019 kontinuierlich zugenommen (von gut 3300 auf rund 16'000 im Jahr 2024) (Quelle: VNB, 2025).

## 5 Themenfeld Versorgungssicherheit

Bei der Transformation des Energiesystems mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien, der verstärkten Energieeffizienz sowie der zunehmenden Dekarbonisierung und Elektrifizierung ist die Versorgungssicherheit besonders zu beachten. Die Energiestrategie 2050 beabsichtigt, die bereits bisher hohe Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten. Die Versorgungssicherheit ist auch im Energieartikel der Bundesverfassung und im Energiegesetz verankert. Bei der Beurteilung der Versorgungssicherheit liegt der Fokus des Monitorings auf den für die Schweiz mengenmässig bedeutendsten Energieträgern Strom, Erdöl und Erdgas. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass die Schweiz die Energieversorgung längerfristig dekarbonisieren muss, um ihre Klimaziele zu erreichen. Die Versorgungssicherheit hängt grundsätzlich vom Gesamtsystem ab, was bei der Strom-, Gas- und Ölversorgung über die Schweizer Landesgrenzen hinausgeht. Relevant für die Versorgungssicherheit sind ausserdem die Energieeffizienz, der Ausbau der inländischen erneuerbaren Energien, die Energieinfrastrukturen und die Energiepreise. Diese Aspekte werden in den entsprechenden Themenfeldern behandelt.

### 5.1 Energieübergreifende Sicht

#### 5.1.1 Diversifizierung der Energieversorgung

Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit spielt die Diversifizierung der Energieversorgung eine wichtige Rolle: Sie reduziert die Abhängigkeit von einzelnen Energieträgern und verringert dadurch die Verletzlichkeit des Gesamtsystems bei vollständigen oder partiellen Versorgungsunterbrüchen eines Energieträgers. Das Monitoring verfolgt deshalb, wie sich die Diversifizierung der Schweizer Energieversorgung entwickelt. Beobachtet werden dabei zwei Unterindikatoren: Auf der Verbrauchsseite ist dies die Aufteilung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern. Produktionsseitig wird der Strombereich genauer beleuchtet mit der Stromproduktion nach Stromproduktionsarten. Jährliche Schwankungen können auch durch die Witterung oder die Wirtschaftslage bedingt sein.

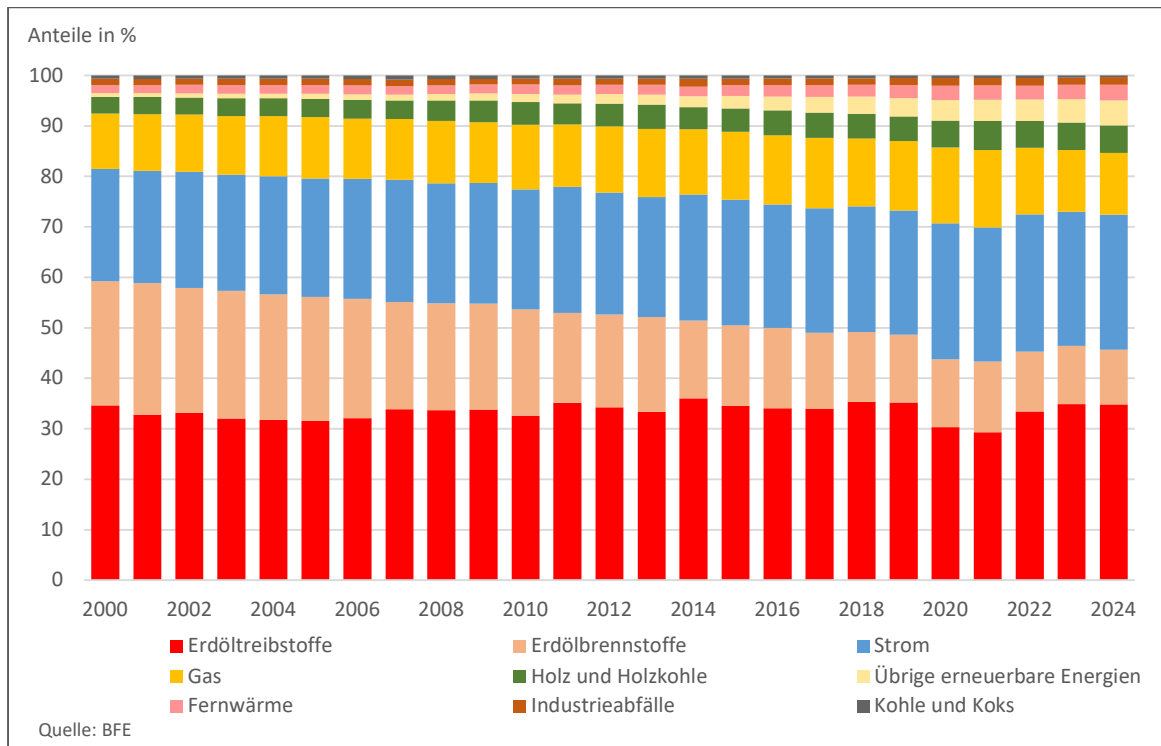
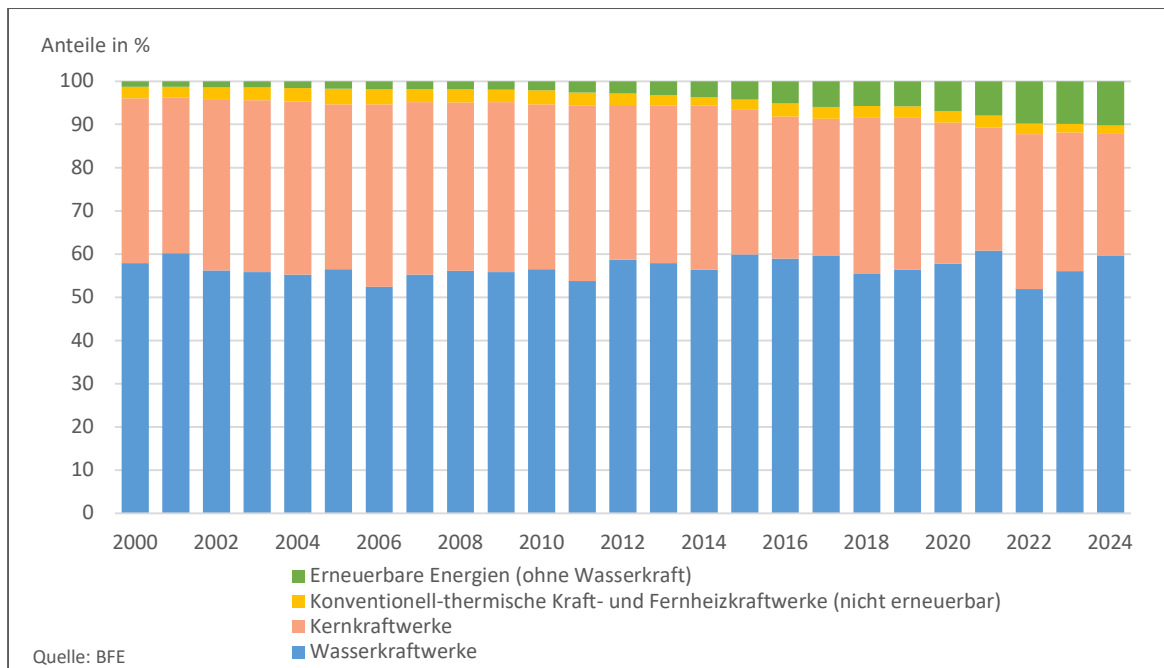


Abbildung 23: Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch

Abbildung 23 zeigt, dass Erdölprodukte (Brenn- und Treibstoffe, inkl. Flugtreibstoffe für den internationalen Flugverkehr) 2024 fast 46 Prozent des Endenergieverbrauchs ausmachten. Strom machte etwa 27 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs aus und Gas rund 12 Prozent. Nach einem Rückgang infolge der Covid-19-Pandemie hat sich der Anteil der Erdöltreibstoffe stabilisiert und liegt etwa auf gleichem Niveau wie im Jahr 2000. Trotz der leicht kühleren Witterung ist der Anteil der Brennstoffe Öl (-0,7 Prozentpunkte im Jahresvergleich) gesunken, der Anteil von Gas ist gleichgeblieben. Dabei dürften Substitutionseffekte eine Rolle gespielt haben. Längerfristig (zwischen 2000 und 2024) ist der Anteil der Erdölbrennstoffe um 13 Prozentpunkte zurückgegangen – bedingt durch den Ersatz von Heizungsanlagen und Effizienzsteigerungen im Gebäudebereich. Aus diesem Grund haben die Anteile von allen anderen Energieträgern (ausser Kohle) zugenommen: Erdgas (+1,3 Prozentpunkte), Strom (+4,4 Prozentpunkte), Holz und Holzkohle (+2,1 Prozentpunkte), sowie von den übrigen erneuerbaren Energien (+4,2 Prozentpunkte) und Fernwärme (+1,6 Prozentpunkte). Insgesamt ist die Energieversorgung breit diversifiziert, was zur guten Versorgungssicherheit der Schweiz beiträgt (Quelle: BFE, 2025a).



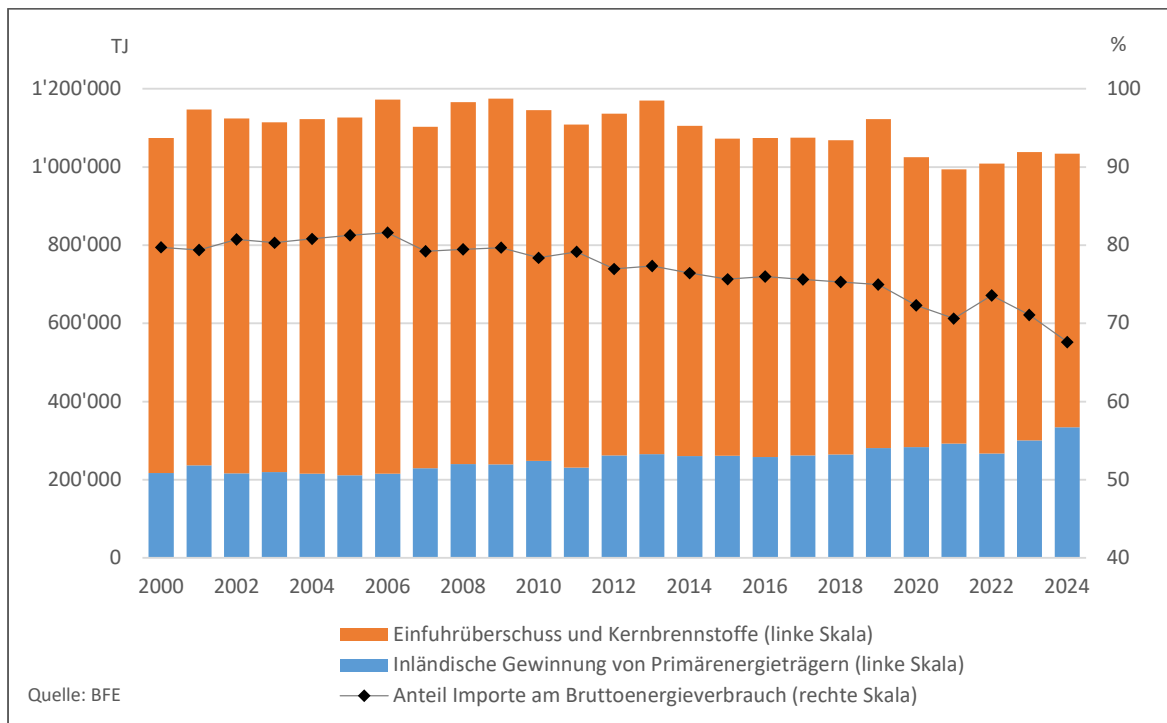
**Abbildung 24:** Diversifizierung Stromproduktion: Anteile nach Stromproduktionsarten

Die Entwicklung der Anteile produzierter Elektrizität nach den verschiedenen Stromproduktionsarten ist in *Abbildung 24* dargestellt. Die Grafik zeigt, dass der in der Schweiz produzierte Strom (Landeserzeugung) zu einem überwiegenden Teil aus Wasserkraft- (rund 60%) und Kernkraftwerken (über 28%) stammt. Die jeweiligen Anteile der Wasserkraft und der konventionell-thermischen Kraftwerke sind zwischen 2000 und 2024 relativ konstant geblieben, auch wenn sich jährliche Schwankungen ergeben. Der Anteil der erneuerbaren Energien steigt stetig, wohingegen der Anteil der Kernkraftwerke tendenziell sinkt. 2024 wurde absolut das bisher höchste Produktionsergebnis der Wasserkraftanlagen registriert, wodurch der Anteil der Wasserkraft um 3,6 Prozentpunkte gestiegen ist. Dies führte zu einem geringeren Anteil der Stromproduktion aus Kernkraftwerken (-3,7 Prozentpunkte) sowie konstanten Anteile aus neuen erneuerbaren Energien (+0,4 Prozent) und konventionell-thermischen Kraftwerken (-0,2 Prozent) – obschon die absolute Produktion aus erneuerbaren Energien gestiegen ist. Dies führt tendenziell zu einer breiteren Diversifizierung. Der Schweizer Stromproduktionsmix (hoher Anteil an verlässlicher und teilweise flexibler Wasserkraft, langfristige Lagermöglichkeit von Kernbrennstoffen und Bandstrom aus Kernkraft, steigende inländische Stromproduktion durch neue erneuerbare Energien) wirkt sich grundsätzlich günstig auf die Stromversorgungssicherheit aus. Die inländische Stromproduktion ist nicht mit dem Liefermix zu ver-

wechseln: Beim Liefermix geht es um die Herkunft des konsumierten Stroms, er enthält also auch Stromimporte. Beim Produktionsmix ist zu beachten, dass Strom nicht ausschliesslich im Inland konsumiert, sondern auch exportiert wird (Quelle: BFE, 2025a+c).

### 5.1.2 Auslandabhängigkeit

Die Energieversorgung der Schweiz ist geprägt durch eine hohe Auslandabhängigkeit. Diese kann durch den Ausbau der inländischen erneuerbaren Energien und einer verbesserten Energieeffizienz verringert werden. Die Schweiz bleibt jedoch Teil des weltweiten Energiemarkts, eine Energieautarkie wird nicht angestrebt. Die Energiestrategie 2050 soll aber dazu beitragen, die derzeit hohe Auslandabhängigkeit insgesamt zu reduzieren. Zur Analyse der Auslandabhängigkeit betrachtet das Monitoring in Anlehnung an das MONET-Indikatorensystem für nachhaltige Entwicklung, wie sich die Bruttoenergieimporte (Einfuhrüberschuss an Energieträgern und Kernbrennstoffen<sup>22</sup>) entwickeln und gleichzeitig, wie viel Energie inländisch produziert wird. Dieser Indikator weist auf das Verhältnis zwischen inländisch produzierter und importierter Energie hin und somit auf die Abhängigkeit der Schweiz von Energieimporten.



**Abbildung 25:** Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (in %)

Abbildung 25 zeigt, dass zwischen 2000 und 2006 der Einfuhrüberschuss tendenziell angestiegen, danach mit gelegentlichen starken Schwankungen gesunken ist. Gleichzeitig ist die inländische Produktion seit 2000 in der Tendenz gestiegen. Nach der langanhaltenden Trockenheit im Jahr 2022, die zu einer starken Abnahme der Wasserkraftproduktion führte, hat die Inlandproduktion seit 2023 wieder zugenommen und erreichte im Jahr 2024 ein so hohes Niveau wie nie seit dem Jahr 2000. Die Wasserkraft bleibt die wichtigste inländische Energiequelle, während die anderen erneuerbaren Energien ein kontinuierliches Wachstum verzeichnen. Die Bruttoimporte setzen sich im Wesentlichen aus fossilen Energieträgern und Kernbrennstoffen zusammen. Wie die schwarze Kurve in der Grafik zeigt, ist der Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (Auslandabhängigkeit) von 2000 bis 2006 gestiegen und bis 2021 rückläufig.

<sup>22</sup> Bei den Kernbrennstoffen fliesst die produzierte thermische Energie gemäss internationalen Konventionen mit einem Wirkungsgrad von 33 Prozent ein und nicht die produzierte Elektrizität.

2022 ist die Auslandabhängigkeit wieder gestiegen, insbesondere wegen des Rückgangs der inländischen Produktion und der starken Zunahme der Flugtreibstoffimporte. Seit 2023 geht die Auslandabhängigkeit wieder zurück, sie bleibt aber nach wie vor auf hohem Niveau: 2024 betrug der Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch 67,6 Prozent (2023: 71,1%, 2022: 73,6%, und 2006: 81,6%). Dieses Verhältnis muss allerdings mit Vorsicht interpretiert werden, weil es von verschiedenen Faktoren abhängt. Generell lässt sich sagen, dass sich Energieeffizienzmassnahmen, welche den Verbrauch und damit die Importe insbesondere von fossilen Energien senken, und der Ausbau der inländischen erneuerbaren Energieproduktion die Abhängigkeit vom Ausland reduzieren und die Versorgungssicherheit positiv beeinflussen.

Beim **Öl** ist die Schweiz vollständig von Importen abhängig. Diese Abhängigkeit wird teilweise durch die gute Lagerfähigkeit in umfangreichen inländischen Lagern und die Diversifikation beim Bezug relativiert (vgl. *Kapitel Ölversorgungssicherheit*). Beim **Erdgas** ist die Sicherheit der Versorgung ebenfalls durch eine vollständige Auslandabhängigkeit geprägt. Diese wird relativiert durch die gute Einbindung der Schweiz ins europäische Gasfernleitungsnetz sowie durch den Zugang des Landes zu liquiden Grosshandelsmärkten in den Nachbarstaaten. Zweistoffanlagen und die dazugehörigen Ersatzpflichtlager in Form von Heizöl sowie die Möglichkeit, Gas mit dem so genannten Umkehrfluss (Reverse-Flow) aus Italien zu importieren, leisten ebenfalls einen Beitrag zur Gewährleistung der Gasversorgung (vgl. *Kapitel Gasversorgungssicherheit*). Gas ist grundsätzlich ebenfalls speicherbar, es fehlen aber bislang grosse Gasspeicher im Inland, welche die Versorgung für länger als einige Stunden decken können. Im **Strombereich** ist die Schweiz hauptsächlich im Winter auf Importe angewiesen; dieser Aspekt wird im nachfolgenden Unterkapitel «Stromversorgungssicherheit» betrachtet (Quellen: BFE, 2025a / BFS/BAFU/ARE, 2025).

## 5.2 Stromversorgungssicherheit

Der schrittweise Ausstieg aus der Kernkraft im Rahmen der Energiestrategie 2050 und die längerfristige Dekarbonisierung des Energiesystems bringen grosse Herausforderungen für die Stromversorgungssicherheit der Schweiz. Das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, das am 1. Januar 2025 in Kraft getreten ist, sieht verschiedene Massnahmen zur Stärkung der längerfristigen Versorgungssicherheit vor. Dazu zählen insbesondere der zusätzliche Ausbau der Winterproduktion (primär Speicherwasserkraft), da die Schweiz im Winter Stromnettoimporteur ist, die Schaffung einer Energiereserve sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien. Vor diesem Hintergrund hat die ECom 2025 ihre System-Adequacy-Analysen und den Bericht zur Winterproduktionsfähigkeit aktualisiert, auf die das Monitoring unter anderem verweist.

Ergänzend werden ausgewählte Indikatoren des Berichts «Stromversorgungssicherheit der Schweiz» der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ECom) und aus weiteren Quellen dargestellt. Die Stromversorgungssicherheit hat einen engen Bezug zum Themenfeld «Netzentwicklung», das weitere Indikatoren auführt.

### 5.2.1 System Adequacy und Winterproduktionsfähigkeit

Die Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit basiert auf dem Zusammenspiel von Kraftwerkskapazitäten und dem Stromnetz, welches Transport und Verteilung der produzierten Energie ermöglicht. Die länderübergreifenden Stromübertragungsnetze ergänzen die inländischen Kraftwerkskapazitäten mit Importmengen und sind für den Erhalt der Versorgungssicherheit ebenso wichtig. Die stark vernetzte Schweiz hängt zunehmend auch von den Gegebenheiten in den Nachbarstaaten ab. Da sich aufgrund neuer strategischer Ausrichtungen der Länder (vor allem der EU) die Situation über die Zeit ändert, braucht es für die Beurteilung der Versorgungssicherheit umfassende periodische Analysen zur so genannten «System Adequacy» (SA). Dabei handelt es sich um einen ganzheitlichen Modellierungsansatz der Versorgungssituation, welcher die strategische Ausrichtung in den Bereichen Erzeugung und Ver-

brauch unter Berücksichtigung des Austausches mit dem Ausland betrachtet. Die den SA-Studien zugrundeliegenden Modellansätze unterliegen wie alle Simulationen Limitierungen und vereinfachenden Annahmen. Dabei sind die verwendeten Datenannahmen der europäischen und Schweizer Systementwicklungen und deren Unsicherheiten – insbesondere in Bezug auf den langfristigen Zeithorizont – von zentraler Relevanz. Die resultierenden Simulationsergebnisse sind folglich keine Vorhersagen, sondern dienen als Indikation darauf, welche Entwicklungen aus Gesamtsystemsicht kritisch zu betrachten sind.

**Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy (Winter 2022/23):** Aufgrund der angespannten Lage in Folge des russischen Angriffs auf die Ukraine wurde im Auftrag des BFE und in Begleitung von EICom und des Bundesamts für wirtschaftliche Landesversorgung (BWL) eine SA-Studie für den Winter 2022/23 durchgeführt. Die Studie kam zum Schluss, dass die Stromversorgungssicherheit der Schweiz im Winter 2022/23 nicht gefährdet war, Versorgungsengpässe jedoch in Extremsituationen nicht ausgeschlossen werden konnten. Grundsätzlich behält diese Studie auch für die folgenden Winter ihre Gültigkeit, sofern sich aus den aktuellen Entwicklungen keine neuen Stressfaktoren ergeben.

In der Studie wurden verschiedene Szenarien mit unterschiedlichen Verfügbarkeiten von Gas und Kernkraftwerken untersucht und simuliert. Es wurden auch Kombinationen von meteorologischen Bedingungen und Kraftwerksausfällen durchgespielt und die Wahrscheinlichkeit von Engpässen berechnet. Einzig in den Szenarien mit Gasknappheit oder einer Kombination aus einer europaweit eingeschränkten Gasverfügbarkeit und der Nichtverfügbarkeit der Schweizer Kernkraftwerke konnte der Stromverbrauch nicht jederzeit komplett gedeckt werden. In den wahrscheinlichsten Szenarien kann der Energieverbrauch mit den in der Folge genannten Massnahmen gedeckt werden. Mit einer *Wasserkraftreserve* kann Energie in die kritische Zeit am Ende des Winters verschoben werden. Die Bereitstellung eines *temporären Reservekraftwerks* in Birr (AG) und weiterer *Reservekraftwerke* und *Notstromgruppen* können die allenfalls fehlende Energie unabhängig vom Markt zusätzlich ins System bringen. Die weiteren Massnahmen wie die *Erhöhung der Kapazitäten* im Übertragungsnetz, der *Rettungsschirm* für systemkritische Stromunternehmen und die *temporäre Reduktion der Restwasserabgabe* stärken die Winterversorgung zusätzlich. Auch die *freiwilligen Verbrauchsreduktionen* von Wirtschaft und Gesellschaft leisten einen wichtigen Beitrag (Quelle: BFE/EICom/BWL, 2022).

Ende 2022 publizierte das BFE eine SA-Studie mit **Zeithorizont bis zum Jahr 2040**. Basierend auf den Energieperspektiven 2050+, welche insbesondere auch das Klimaziel Netto-Null bis 2050 berücksichtigen, wird in dieser Studie eine Beurteilung der mittel- und langfristigen Stromversorgungssicherheit vorgenommen. Weitere Einflussgrößen wurden ebenfalls betrachtet, u.a. mit Hinblick auf das Fehlen eines Stromabkommens. Nicht berücksichtigt wurde hingegen aus zeitlichen Gründen eine mögliche Gasknappheit (*siehe oben: kurzfristige SA-Studie*). Die Studie bis zum Jahr 2040 hat gezeigt, dass für die Schweizer Versorgungssicherheit insbesondere drei Dimensionen von zentraler Bedeutung sind: die Wasserkraft, die Importkapazität und die europäische Gesamtentwicklung. Bei einem guten Zusammenspiel der ersten beiden Dimensionen bleiben auch grössere Versorgungsengpässe auf Schweizer oder europäischer Seite unkritisch. Die weiteren Ergebnisse sind in der Folge kurz zusammengefasst:

- Das europäische Stromversorgungssystem wird mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien zunehmend von den Wetterbedingungen abhängig. Rein physikalisch und auf Basis der angenommenen Szenarien betrachtet, kann die Abhängigkeit von den Wetterbedingungen im Jahr 2040 zu einem ungedeckten Stromverbrauch von maximal 250 GWh in der Schweiz führen. Aus der Marktperspektive betrachtet, zeigen sich für die Schweiz allerdings keine Probleme, sofern sie gut in das europäische Gesamtsystem integriert ist.
- Ohne Kooperation mit Europa besteht für die Schweiz das Risiko, dass es ab 2030 bei einzelnen Wetterkonstellationen zu Versorgungsengpässen kommen kann, sofern die aktuellen Rahmenbedingungen (Stand 2019) für den Ausbau der erneuerbaren Energien nicht angepasst werden. Die Auswirkungen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien und des dringlichen Bundesgesetzes über dringliche Massnahmen zur kurzfristigen Bereitstellung einer sicheren Stromversorgung im Winter sind hier noch nicht berücksichtigt.

- Bei einem effektiv beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien entstehen hingegen auch ohne Kooperation keine Versorgungsengpässe – ausser bei einer sehr starken Elektrifizierung in einzelnen ungünstigen Wetterkonstellationen.
- Treten zusätzlich zu limitierten Austauschkapazitäten (das heisst im Falle ohne Kooperation) noch grössere Ereignisse in der Schweiz oder den Nachbarländern auf (bspw. ein Ausfall von Kraftwerken), hat dies allerdings erhebliche Auswirkungen auf die Schweiz. In einer derartigen Situation hilft dann jegliche zusätzliche inländische Energie, wobei insbesondere die Flexibilität der vorhandenen Schweizer Wasserkraft zentral ist, da die zusätzliche Energie durch Pumpeinsatz oder veränderte Kraftwerksfahrpläne optimal in das System integriert werden kann (Quelle: Universität Basel/ETHZ/Consentec, 2022).

Ergänzend publiziert der europäische Verband ENTSO-E jährlich das sogenannte European Resource Adequacy Assessment (ERAA). Die Analysen von 2024 zeigen für die Schweiz **mit Zeithorizont bis 2035** keine relevanten Versorgungsengpässe, wobei die Sicherheitsmargen in den nächsten Jahren gering bleiben. Da Versorgungssicherheit einen länderübergreifenden Aspekt hat, bleibt es wichtig, dass die Schweiz gut in das europäische Gesamtsystem integriert bleibt. Der Bericht kommt weiter zum Schluss, dass die Reduktion von Austauschkapazitäten zwischen der Schweiz und den Nachbarländern einen negativen Einfluss auf die Schweiz und auf die umliegenden Länder hat. Um zu verhindern, dass es zu einer Reduktion der Austauschkapazitäten kommt, hat Swissgrid technische Verträge mit der Kapazitätsberechnungsregion «Italy North<sup>23</sup>» sowie mit der Kapazitätsberechnungsregion «CORE<sup>24</sup>» abgeschlossen. Diese Verträge bieten jedoch keine langfristige Sicherheit, da sie jährlich erneuert werden müssen. Darüber hinaus laufen derzeit Gespräche über die Zusammenlegung der Berechnungsregion Italy North und CORE. Sollten diese Gespräche erfolgreich sein, müssen die Verhandlungen über einen technischen Vertrag zwischen der Schweiz und dieser neuen Zone neu aufgenommen werden. Der ERAA 2024 wurde im April 2025 veröffentlicht (Quelle: ENTSO-E, 2024).

Die EICOM hat 2025 ihre Analysen zur mittel- und längerfristigen Stromversorgungssicherheit aktualisiert. Einerseits hat sie Swissgrid beauftragt, eine SA-Studie für die Jahre **2028, 2030 und 2035** mit angepassten Szenarien neu zu rechnen. Andererseits hat die EICOM ihre Berechnungen zur **Winterproduktionsfähigkeit** bis 2035 mit neuen Prognosen zur Laufzeit der Kernkraftwerke, der Stromnachfrage sowie dem Ausbau der erneuerbaren Energien aktualisiert.

In der SA-Studie für die Jahre 2028, 2030 und 2035 wurden die Stressszenarien im Vergleich zur letzten Analyse aus dem Jahr 2023 aufgrund der Erfahrungen im Zusammenhang mit dem russischen Angriff auf die Ukraine, den ausserordentlich tiefen Verfügbarkeiten französischer Kernkraftwerke (KKW) sowie der Unsicherheiten hinsichtlich der Austauschkapazitäten an den Grenzen angepasst. Zudem wurden die Annahmen über die Verfügbarkeit inländischer Stromproduktion angepasst. Insbesondere wurden die im Bundesgesetz für eine sicherere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vorgesehenen Ziele für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien sowie der Betrieb von Beznau 1 und 2 über das Jahr 2030 hinaus berücksichtigt.

Aus dieser Studie geht hervor, dass die Austauschkapazitäten an den Grenzen eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit spielen. Bei einer Zusammenarbeit zwischen der EU und der Schweiz gemäss den derzeit ausgehandelten technischen Vereinbarungen werden selbst bei einer Kombination aus internen (Nichtverfügbarkeit der Hälfte des Schweizer Kernkraftwerksparks zwischen Januar und April) und externen Stressfaktoren (Reduzierung der Gasverfügbarkeit in Europa um 15 Prozent sowie Nichtverfügbarkeit der Hälfte der französischen Kernkraftwerke) bis 2035 unkritische Versorgungsprobleme festgestellt, auch wenn der Zustand des Systems weiterhin angespannt ist. Ohne oder mit nur geringer Zusammenarbeit mit Europa wird die Versorgungssicherheit problematisch. Die durchschnittlich fehlenden Energiemengen (Energy not served, ENS) sind je nach Szenario hoch und können im ungünstigsten Fall, in dem alle Stressfaktoren zusammenkommen, im Jahr 2035 mehr als 7 TWh erreichen. Diese Ergebnisse

<sup>23</sup> Italien, Frankreich, Österreich und Slowenien

<sup>24</sup> Österreich, Belgien, Kroatien, die Tschechische Republik, Frankreich, Deutschland, Ungarn, Luxemburg, die Niederlande, Polen, Rumänien, die Slowakei und Slowenien

sind jedoch zu relativieren, da die Schweiz häufig Exporteur ist, wenn solche Versorgungsprobleme auftreten, was zeigt, dass sie eine stabilisierende Rolle in Europa spielt und dass die Versorgungsprobleme nicht auf das Schweizer System zurückzuführen sind, sondern auf die europäischen Nachbarn.

Für den längerfristigen Ausblick 2030 bzw. 2035 hat die EICom zudem ihre Winterproduktionsanalyse aktualisiert. Die Analyse dient als Basis, um den Bedarf an Reservekraftwerken zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der Schweiz zu ermitteln. Der Fokus der Analyse liegt dabei auf der Stromproduktion und der Nachfrage im Inland, während Entwicklungen im Ausland und auch die Importmöglichkeiten ausgeklammert werden. Die Analyse liefert damit vereinfachende Messgrößen für die längerfristige Resilienz der Schweizer Versorgung. In der Analyse werden zwei Kennzahlen erhoben. Einerseits dient – wie bereits im letzten Grundlagenpapier Winterproduktion der EICom – der Importbedarf der Schweiz im Winterhalbjahr als Kenngrösse. Andererseits werden ergänzend die Anzahl Tage ermittelt, während derer sich die Schweiz gegen Ende des Winters, wenn die Saisonspeicher bereits zu grossen Teilen geleert sind, selber versorgen könnte, wenn Importe aufgrund einer angespannten Versorgungslage in Europa temporär ausfallen würden.

Dabei definiert die EICom Szenarien aufgrund verschiedener Prognosen anerkannter Institute sowie politischer Ziele. Als Richtgrößen für eine minimale Resilienz werden die vom Parlament definierte Winterimportgrenze (5 TWh im Winterhalbjahr) bzw. mindestens 22 Tage Eigenversorgungsfähigkeit (ungefährer aktueller Wert) unterstellt. Beide Kennzahlen illustrieren die sehr grosse Ungewissheit über die Entwicklung der Versorgungsresilienz: Um die Richtgrößen (bei unterstellter KKW-Laufzeit von 60 Jahren) einzuhalten, wären je nach unterstelltem Szenario zwischen 0 und 800 MW bis 2030 bzw. zwischen 0 und 1900 MW bis 2035 Reserve mit Dauerleistungsfähigkeit nötig.

Auf Basis dieser beiden Studien empfiehlt die EICom eine dauerleistungsfähige Reservekapazität im Umfang von mindestens 500 Megawatt (MW) für das Jahr 2030 und 700 bis 1400 MW ab 2035. Wegen der grossen Unsicherheiten ist ein schrittweises Vorgehen sinnvoll, um den Zubau von Reserven bei Bedarf anpassen zu können. Das Stromversorgungsgesetz (StromVG) regelt diese Reserve. Sie umfasst die obligatorische Wasserkraftreserve, die Speicherreserve und die verbrauchsseitige Reserve. Mit dem Beschluss des Parlaments vom 20. Juni 2025 wird ebenfalls die ergänzende thermische Reserve bestehend aus Reservekraftwerken, Notstromgruppen und WKK-Anlagen im StromVG verankert.

Zurzeit stehen bis Frühling 2026 folgende ergänzende Stromreserven zur Verfügung: Reservekraftwerk Birr (AG), 250 MW Leistung; Reservekraftwerk Cornaux 1 (NE), 36 MW Leistung; Gas-Kombikraftwerk Monthey (VS), 50 MW Leistung; gepoolte Notstromgruppen<sup>25</sup>, ca. 280 MW nicht dauerleistungsfähig. Da die meisten dieser Anlagen die geltenden Vorschriften zur Luftreinhaltung derzeit nicht einhalten, würde der Bundesrat bei einer drohenden Strommangellage den uneingeschränkten Abruf der Anlagen mit Erleichterungen basierend auf dem Landesversorgungsgesetz ermöglichen. Ende Juli 2023 hatte das BFE die erste Ausschreibung für Reservekraftwerke nach 2026 für ein Volumen von 400 MW gestartet. Die Ausschreibung wurde nicht weiterverfolgt, da die offerierten Kosten zu hoch waren. Nach Direktverhandlungen mit möglichen Anbietern hat der Bundesrat an seiner Sitzung vom 14. Mai 2025 informiert, dass das UVEK entschieden hat, fünf Projekten mit einer Leistung von insgesamt 583 Megawatt den Zuschlag zu erteilen. Es werden nun die Verträge mit den Anbietern ausgehandelt. Danach können diese mit der Planungsphase starten. Diese neuen, ordentlich bewilligten Reservekraftwerke werden alle umweltrechtlichen Anforderungen erfüllen können.

Die neuen Reservekraftwerke können jedoch die bestehenden Anlagen nicht zeitlich nahtlos ab dem Winter 2026/27 ersetzen und werden frühestens ab 2030 vollständig zur Verfügung stehen. Eine Übergangslösung ist daher für mindestens drei Winter notwendig. Es ist vorgesehen, als vorübergehende Lösung einen Prüfstand von Ansaldo Energia in Birr mit einer Gasturbine und mit einer Leistung von 250 MW zu verwenden, der bereits im Februar 2027 in Betrieb genommen werden könnte. Der Bundesrat hat das

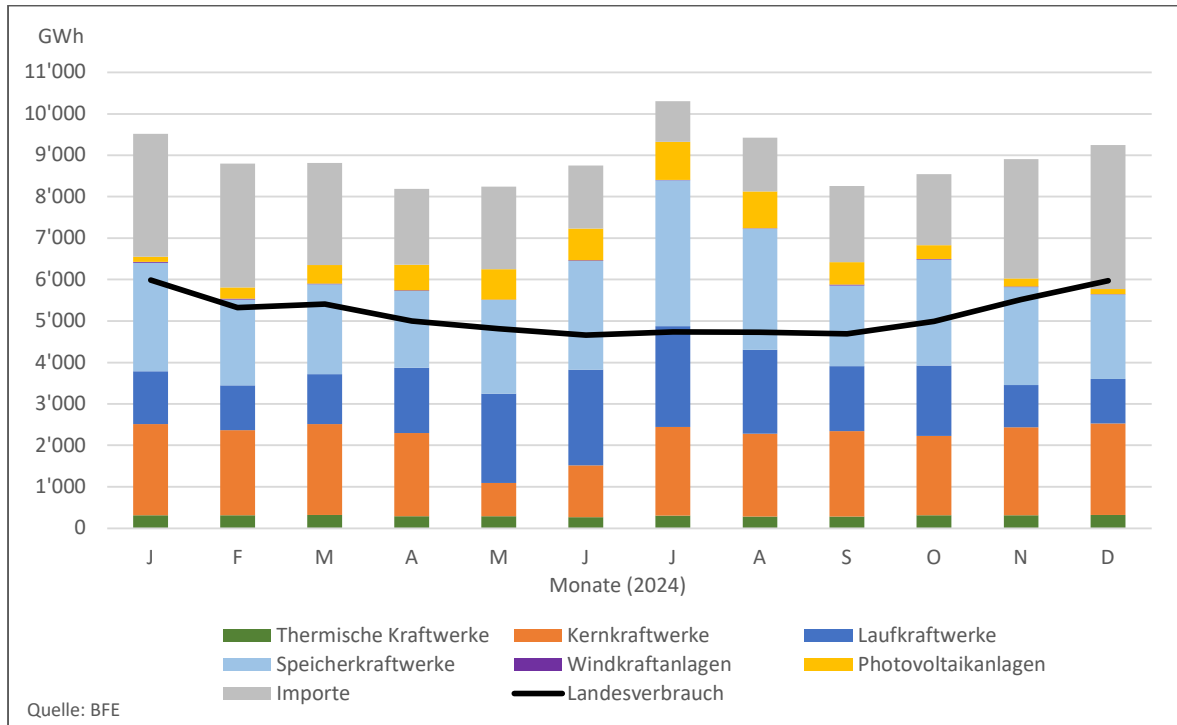
---

<sup>25</sup> Das revidierte StromVG erlaubt die Finanzierung von weitergehenden Verbesserungsmassnahmen zur Reduktion von schädlichen Emissionen. Für die Notstromgruppen mit weitergehenden Verbesserungsmassnahmen wird ein Dauerbetrieb (z.B. drei Wochen) angestrebt.

UVEK am 25. Juni 2025 ermächtigt, für das Übergangsreservekraftwerk einen Zusatzkredit von 275 Millionen Franken zu beantragen (Quellen: EICom, 2025f+g / BFE, 2024a+2025f / Bundesrat, 2025c+d).

## 5.2.2 Stromproduktion, Importe und Verbrauch im Jahresverlauf

Im Jahresverlauf betrachtet erreicht die Elektrizitätsproduktion in der Schweiz das Maximum aufgrund des hiesigen Kraftwerksparks jeweils im Sommer, wenn insbesondere die Laufkraftwerke eine hohe Stromproduktion aufweisen; gleichzeitig ist der Anteil der Kernkraft wegen Revisionen jeweils kleiner. Der Landesverbrauch erreicht das Maximum aufgrund des höheren Raumwärmebedarfs jeweils im Winter. Der folgende Indikator zeigt diese Zusammenhänge im Verlauf des Kalenderjahres 2024 auf und stellt zudem die jeweiligen physikalischen Importe dar. Erstmals wird die Stromerzeugung durch Windkraft- und Photovoltaikanlagen separat ausgewiesen und nicht mehr unter der Kategorie «Konventionell-thermische und erneuerbare Kraftwerke» zusammengefasst.



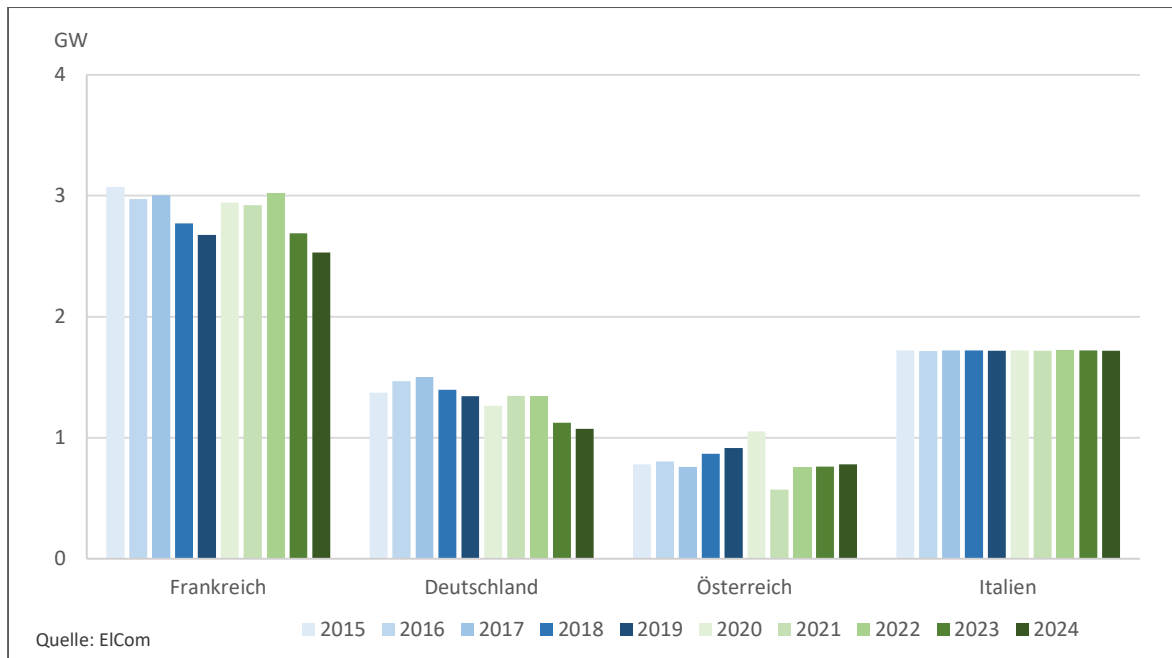
**Abbildung 26:** Monatliche Erzeugung nach Kraftwerkstyp, Importe und Landesverbrauch im Kalenderjahr 2023

Bei der monatlichen Betrachtung zeigt sich, dass die Schweiz in den Sommermonaten jeweils mehr Strom produziert als verbraucht (s. *Abbildung 26*). Entsprechend wird im Sommer per Saldo Strom exportiert. Im Gegensatz dazu ist in den Wintermonaten teilweise nicht genügend inländische Produktion vorhanden, um den Landesverbrauch zu decken und die Schweiz importiert per Saldo Strom. 2024 war die Schweiz abgesehen vom Monat Dezember Nettoexporteur. Dies aufgrund einer nochmals höheren Produktion der Wasserkraftwerke im Vergleich zu 2023. Dies führte dazu, dass der Landesverbrauch ausser im Dezember im Mittel durch inländische Produktion gedeckt werden konnte (Quelle: BFE, 2025c).

Wichtige Kennzahlen zur aktuellen Versorgungslage finden sich auf dem Energie-Dashboard des BFE unter: [www.energiesdashboard.admin.ch](http://www.energiesdashboard.admin.ch).

### 5.2.3 Importkapazität

Mit ihrer zentralen Lage inmitten von Europa ist die Schweiz gut an die Übertragungsnetze der Nachbarländer Frankreich, Deutschland, Österreich und Italien angebunden. Durch die grenzüberschreitenden Leitungen kann die Schweiz einen Teil der Stromnachfrage mit Importen decken. Die von den Übertragungsnetzbetreibern festgelegte kommerzielle Transportkapazität, die so genannte «Net Transfer Capacity (NTC)» gibt dabei die maximale Importkapazität an, die pro Grenze kommerziell genutzt werden kann, ohne die Netzstabilität zu gefährden.

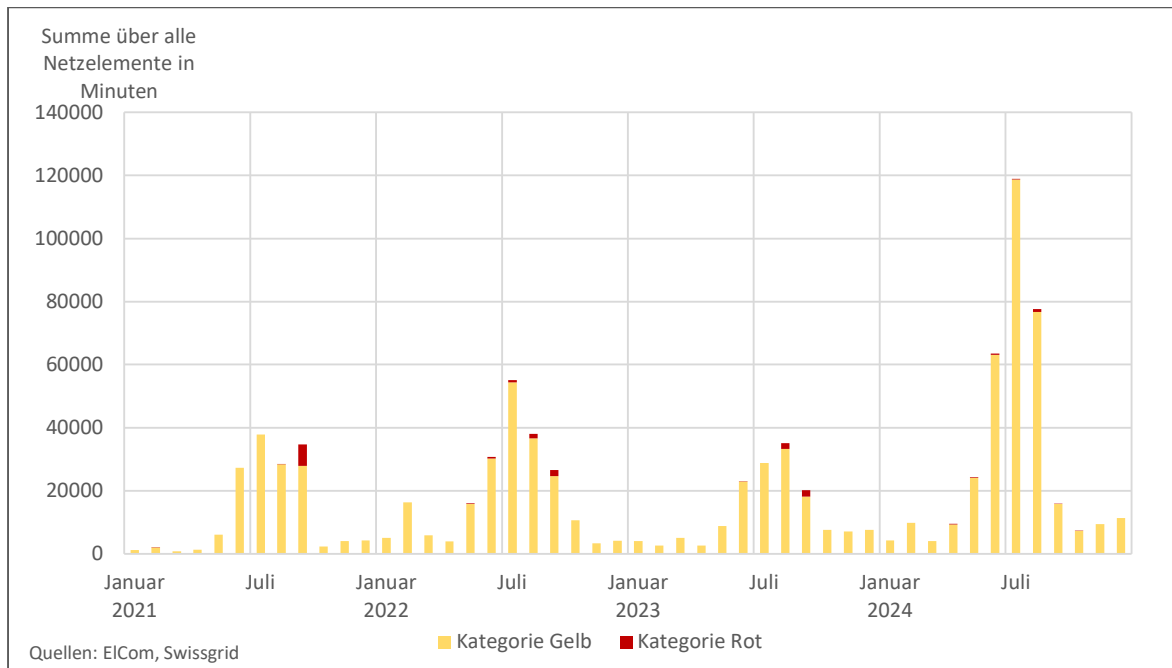


**Abbildung 27:** Importkapazitäten an den Schweizer Grenzen (in GW)

*Abbildung 27* zeigt die jährlichen Durchschnittswerte der stündlichen Importkapazität (NTC) an den vier Schweizer Landesgrenzen (jene des Fürstentums Liechtenstein wird der Importkapazität Österreich-Schweiz angerechnet). Am so genannten Norddach (Österreich, Deutschland, Frankreich) sanken 2024 sowohl die Importkapazität aus Frankreich als auch diejenigen aus Deutschland. Die Gründe für den Rückgang von Seiten Frankreich und Deutschland liegen in temporären Ausserbetriebnahmen von Grenzleitungen Richtung Frankreich und in Engpässen im Schweizer Netz in Sommer (hohe Produktion in der Schweiz bei gleichzeitig hohem Export von Frankreich nach Deutschland). Für Österreich blieb die Importkapazität auf dem Niveau von 2023. In der Summe nahm die Importkapazität am Norddach im Vergleich zu 2023 ab. Umgekehrt blieb die Importkapazität aus Italien im Durchschnitt stabil. Bisher gilt diese in Normalsituationen für die Versorgungssicherheit der Schweiz noch als weniger relevant als die Importkapazität am Norddach. Mit der zunehmenden Volatilität der Märkte und dem Kernkraft- und Kohleausstieg in Deutschland wird künftig aber auch der Import aus Italien wichtiger; dies gilt auch bezüglich der Abschaltung des französischen Kernkraftwerks Fessenheim im Jahr 2020 und des Kernkraftwerks Mühleberg Ende 2019 in der Schweiz (Quelle: ElCom, 2025a).

## 5.2.4 Belastung N-1 im Übertragungsnetz

Eine zentrale Grösse für den Betrieb des Übertragungsnetzes ist die Einhaltung des N-1-Kriteriums. Dieses besagt, dass bei einem Ausfall eines beliebigen Netzelementes die Belastungswerte der verbleibenden Netzelemente nicht über 100 Prozent steigen dürfen. Bei dieser Betrachtung handelt es sich nicht um die tatsächliche Netzbelastung, sondern um eine Simulationsrechnung, bei der die hypothetische Netzbelastung bei einem Ausfall eines kritischen Netzelements berechnet wird. Diese Rechnung ist eine der wesentlichen Grundlagen für die Systemführung, sowohl in präventiver Hinsicht als auch zur Ergreifung kurativer Massnahmen. Die Simulationen werden alle 5 Minuten wiederholt. Überschreitet nun ein Netzelement den Grenzwert für eine bestimmte Dauer, wird dieser Fall entweder der Kategorie «Rot» oder «Gelb» zugeordnet. Für die Kategorie «Rot» muss das Netzelement während mehr als 30 Minuten über 120 Prozent belastet sein. Für die Kategorie «Gelb» muss das Netzelement entweder während mindestens 30 Minuten zwischen 100 und 120 Prozent oder während 15 bis 30 Minuten über 120 Prozent belastet sein. *Abbildung 28* zeigt die aufsummierten Minuten über alle Netzelemente in der jeweiligen Kategorie.



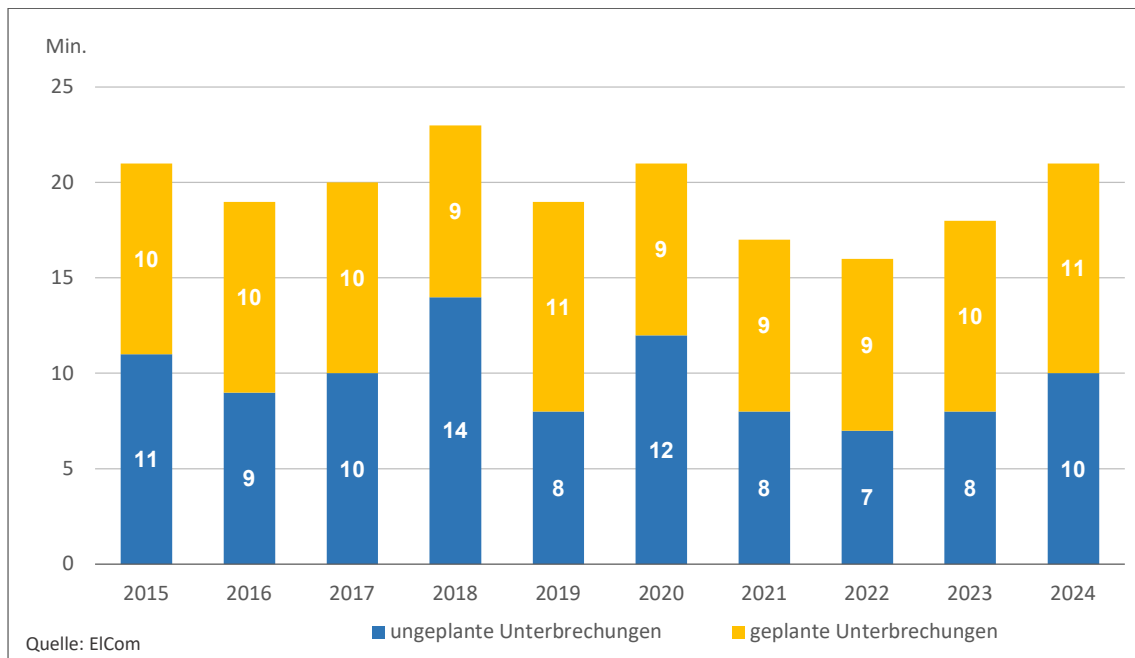
**Abbildung 28:** Simulierte Netzbelastungswerte im N-1-Fall des Übertragungsnetzes

Die Systematik zur Erfassung der Netzbelastung wurde 2022 angepasst. Ein Vergleich mit der bis 2021 verwendeten Methodik wäre nicht aussagekräftig, weshalb der Monitoringbericht 2023 mit einer neuen Zeitreihe gestartet ist.

Bei einer saisonalen Betrachtung lagen die simulierten Belastungswerte im N-1-Fall in den Sommermonaten jeweils über jenen der Wintermonate. Dieser Anstieg ist einerseits auf die Ausserbetriebnahme von Netzelementen zur Durchführung von Instandhaltungsarbeiten zurückzuführen, andererseits reduzieren die wärmeren Temperaturen im Sommer die Leistungsfähigkeit des Stromnetzes. Die vielen Überschreitungen des Grenzwerts im September 2021 sind auf hohe Lastflüsse Richtung Italien zurückzuführen. Diese konnten mit internationalen Redispatchmassnahmen behoben werden. Weiter fällt auf, dass die Netzbelastung im Jahr 2024 gegenüber 2023 gestiegen ist. Dies hat verschiedene Gründe: eine hohe inländischen Produktion im Sommer, die mit Engpässen beim Abtransport verbunden war; viel Export von Frankreich nach Deutschland, wobei auch ein Teil durch das Schweizer Netz floss und dieses zusätzlich belastete; eine Leitung, die wegen Unterhaltsarbeiten ausser Betrieb war (Quellen: ElCom, 2025a / Swissgrid, 2025b).

### 5.2.5 Versorgungsqualität/Netzverfügbarkeit

Die ECom verfolgt und analysiert seit 2010 die Entwicklung der Versorgungsqualität der grössten Verteilnetzbetreiber der Schweiz. Erfasst werden gemäss internationalem Standard alle Unterbrechungen der Stromversorgung, die drei Minuten oder länger dauern. Zur Analyse dient der international übliche Indikator «System Average Interruption Duration Index» (SAIDI). Er gibt die durchschnittliche Zeitdauer an, in der ein Endverbraucher wegen eines Versorgungsunterbruchs pro Jahr ohne Strom war. Unterschieden wird zwischen geplanten (z.B. Unterbrechungen zum Unterhalt der Anlagen, welche der Netzbetreiber mindestens 24 Stunden vorher ankündigt) und ungeplanten Unterbrechungen, beispielsweise aufgrund von Naturereignissen, menschlichem Versagen, betrieblichen Ursachen, Fremdeinwirkungen oder höherer Gewalt. Bei der Betrachtung der Versorgungsqualität liegt der Fokus auf den ungeplanten Unterbrechungen.



**Abbildung 29:** Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher in Minuten als Ausdruck der Versorgungsqualität (SAIDI)

Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher betrug im Jahr 2024 in der Schweiz gesamthaft 21 Minuten, wie *Abbildung 29* zeigt. Im Vergleich zum Vorjahr bedeutet dies eine Zunahme um drei Minuten. Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer aufgrund von geplanten Unterbrechungen war um eine Minute höher als im Vorjahr und ergab einen Wert von 11 Minuten pro Endverbraucher. Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer wegen ungeplanter Unterbrechungen erreichte mit zehn Minuten nach wie vor einen guten Wert. Im Vorjahr war er um zwei Minuten tiefer. In der Langzeitbetrachtung zeigt sich über die vergangenen zehn Jahre eine stabile Entwicklung des SAIDI-Wertes in der Schweiz. Im Jahr 2018 sind die ungeplanten Unterbrechungsminuten wieder etwas angestiegen. Dies ist vor allem dem Sturmtief Burglind im Januar 2018 zuzurechnen. 2019 gab es deutlich weniger ungeplante Unterbrechungen. 2020 ist als durchschnittliches Jahr in die Statistik der Stromversorgungsqualität eingegangen. 2021 und 2022 nahmen die Unterbrechungen wieder etwas ab und steigen seither leicht an. Nach Angaben des Rats der europäischen Energieregulatoren (Council of European Energy Regulators, CEER) gehört die Schweiz zu den Ländern mit der höchsten Versorgungsqualität in Europa<sup>26</sup> (Quellen: ECom, 2025a+e).

<sup>26</sup> Vgl. «7<sup>th</sup> CEER-ECRB Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply 2022»

## 5.3 Gasversorgungssicherheit

Die Schweiz ist gut ins europäische Gasfernleitungsnetz eingebunden. Dies ist für die hiesige Gasversorgungssicherheit zentral. Nach dem russischen Angriff auf die Ukraine hat der Bundesrat verschiedene Massnahmen ergriffen, um die kurzfristig Gasversorgungssicherheit zu gewährleisten (*siehe nächster Abschnitt*). Bereits 2009, nach der russisch-ukrainischen Gaskrise, hat die EU ihr Gas-Krisenmanagement verstärkt. Unter anderem setzte sie dazu eine «Koordinierungsgruppe Erdgas» (Gas Coordination Group, GCG) ein, an der die Schweiz bis 2020 teilnahm. Die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 über Massnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung verpflichtete die EU-Mitgliedsstaaten, eine Risikobewertung ihrer Erdgasversorgung vorzunehmen sowie Präventions- und Notfallpläne zu erstellen. Um ihre Versorgungssicherheit weiter zu verbessern und mit der GCG zusammenzuarbeiten, hat das BFE zwei Berichte in Anlehnung an die EU-Vorgaben erstellt. Aufbauend auf der «Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz» wurden Präventions- und Notfallpläne für Erdgas erarbeitet (BFE, 2014+2016)<sup>27</sup>. Auf Basis dieser Grundlagen beobachtet das Monitoring im Gasbereich ausgewählte Indikatoren.

In Folge des russischen Angriffs auf die Ukraine im Februar 2022, der Nichtverfügbarkeit französischer Kernkraftwerke sowie tiefer Gasspeicherfüllstände verschlechterte sich die Versorgungssituation in der Schweiz und Europa im Gas- und Strombereich im Sommer 2022 erheblich. Der Bundesrat hat seither verschiedene Massnahmen ergriffen, um die kurz- und mittelfristige Versorgungssicherheit im Gasbereich sicherzustellen. So verpflichtete er die fünf regionalen Gasgesellschaften, eine Gasreserve von 15 Prozent des durchschnittlichen Jahresverbrauchs der Schweiz zu halten. Analog zur EU-Regelung für Mitgliedstaaten ohne eigene Gasspeicher legt auch die Schweiz die Gasreserve in ausländischen Speichern an. Dazu setzte der Bundesrat eine dringliche Verordnung<sup>28</sup> in Kraft, die er seither viermal verlängert hat – zuletzt am 15. Oktober 2025 um zwei weitere Winter bis September 2028. Mit Deutschland und Italien unterzeichnete die Schweiz am 19. März 2024 ein Solidaritätsabkommen, welches nach der Ratifizierung in den drei Ländern in Kraft treten wird. Das Schweizer Parlament hat das Solidaritätsabkommen am 21. März 2025 genehmigt. Die Umsetzung wird in zwei Verordnungen geregelt, wobei Swissgas als zentrale Koordinationsstelle zwischen Gaswirtschaft und Gaskunden agieren wird. Darüber hinaus hat die Wirtschaftliche Landesversorgung (WL) verschiedene Massnahmen ausgearbeitet, um eine schwere Mangellage zu verhindern resp. ohne grössere Schäden für Wirtschaft und Gesellschaft bewältigen zu können. Am 28. August 2024 hatte der Bundesrat zudem für den Winter 2024/25 wiederum ein freiwilliges Gassparziel von 15 Prozent festgelegt und trug damit das EU-Gassparziel solidarisch mit. Im Mai 2025 kommunizierte der Bundesrat, dass die Schweiz dieses Ziel erreicht hatte (-17%). Für den Winter 2025/26 verzichtet der Bundesrat auf ein freiwilliges Gassparziel. Schliesslich hat die WL ein Gas-Monitoring aufgebaut, mit dem sie die kurzfristige Versorgungslage schweizweit im Auge behalten und im Falle einer möglichen Gasmangellage rascher intervenieren und Massnahmen anordnen kann (Quellen: Bundesrat, 2024b+c+i+2025b+j+k+m).

### 5.3.1 Zweistoffanlagen

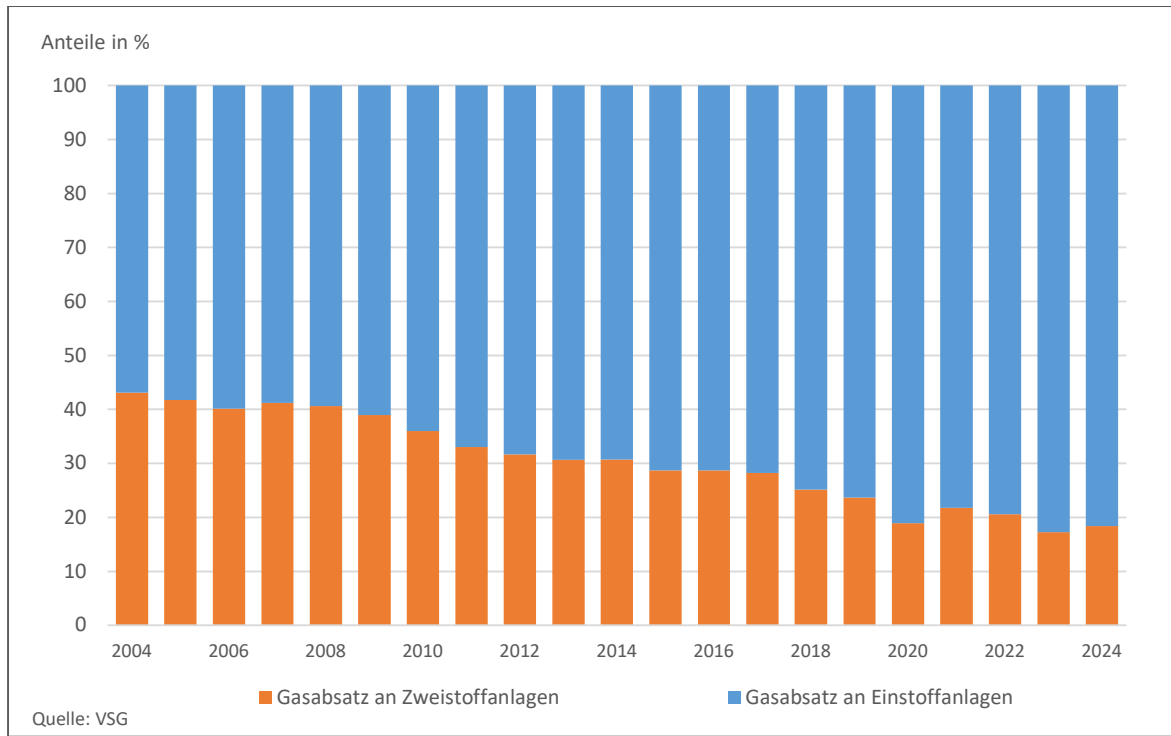
Umschaltbare Endkunden verfügen über Zweistoffanlagen, die es ermöglichen, bei Bedarf von Erdgas auf Mineralölprodukte (i.d.R. Heizöl extraleicht) umzustellen, hauptsächlich im industriellen Bereich. Da die Schweiz weder über eine eigene Erdgasproduktion noch über grosse Speicher verfügt, stellen die Zweistoffanlagen ein Element für die Gasversorgungssicherheit des Landes dar<sup>29</sup>. Bei Bedarf kann der Gaskonsum von grossen Verbrauchern auf Heizöl umgestellt werden, um die Gasversorgung der übrigen Verbraucher weiter zu gewährleisten. Für Zweistoffanlagen werden in der Schweiz Erdgasersatz-Pflicht-

<sup>27</sup> Die Verordnung wurde Ende 2017 revidiert (Verordnung (EU) Nr. 2017/1938). Die Revision beinhaltet hauptsächlich eine intensivere Kooperation zwischen EU-Mitgliedsländern, wobei Drittländer kaum mitberücksichtigt werden. Die Schweiz hat ihre Risikobewertung und die Pläne deshalb vorerst nicht aktualisiert, verfolgt aber kontinuierlich die Aktivitäten in diesem Bereich.

<sup>28</sup> Verordnung über die Sicherstellung der Lieferkapazitäten bei einer schweren Mangellage in der Erdgasversorgung (Sicherstellungsverordnung, SR 531.82).

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

lager in Form von Heizöl (s. *Kasten*, S. 63) im Umfang von rund viereinhalb Monaten des Erdgasverbrauchs dieser Anlagen gehalten; dies für den Fall einer gleichzeitigen Versorgungsstörung bei Erdgas und Erdöl.



**Abbildung 30:** Gasabsatz an Ein- und Zweistoffanlagen (Anteile in %)

Im Jahr 2024 lag der Anteil des Gasabsatzes an Zweistoffanlagen bei 18 Prozent. Dieser Anteil dürfte indes bei tieferen Temperaturen tiefer liegen, da Erdgaskunden mit Zweistoffanlagen zu diesem Zeitpunkt bereits gemäss vertraglicher Vereinbarung oder freiwillig aufgrund der Preisentwicklungen von Erdgas auf Heizöl umgeschaltet worden wären. Der Anteil des Gasabsatzes an Zweistoffanlagen in der Schweiz ist im weltweiten Vergleich hoch. Er hat bis 2019 aber stetig abgenommen, wie *Abbildung 30* zeigt. Im Jahr 2020 ist der Rückgang besonders ausgeprägt, da die Produktion in der Industrie (wo sich die meisten Zweistoffanlagen befinden) infolge der Pandemie abgenommen hat. Im Jahr 2021 stieg der Anteil aufgrund der Wiederaufnahme der Geschäftstätigkeit in den Unternehmen wieder leicht an. Der Rückgang in den Jahren 2022 und 2023 könnte darauf zurückzuführen sein, dass die freiwillige Umstellung auf Heizöl bei Zweistoffkunden aufgrund des Preisunterschiedes zwischen Erdgas und Heizöl den Gasabsatz stärker beeinflusste als andere Einflussfaktoren (bspw. Energiesparkampagne von 2022, milde Witterung). Tatsächlich haben die durch den russischen Angriff in der Ukraine verursachten hohen Preise sowie die 2022 erfolgte Empfehlung des Bundesrates, den Brennstoff zu wechseln, einige Kunden dazu veranlasst, auf Heizöl umzusteigen. Es ist zudem möglich, dass der Gasverbrauch von Zweistoffkunden (insb. der Industrie) auf die oben genannten externen Faktoren stärker reagiert hat als der Gasverbrauch bei anderen Kundengruppen<sup>30</sup> (Quellen: VSG, 2025 / Bundesrat, 2022d).

Seit 2022 sind auch Verbrauchsdaten über die verschiedenen Kundengruppen (geschützte und nicht geschützte Einstoffkunden, Zweistoffkunden) sowie für das Winter- (Oktober bis März) und Sommerhalbjahr (April bis September) verfügbar. Diese Informationen sind im Krisenfall besonders nützlich. Kann eine Gasmangellage durch die Umschaltung der Zweistoffanlagen nicht bewältigt werden, sieht der Bundesrat Verbote und Verwendungseinschränkungen vor. So kann die maximal erlaubte Raumtemperatur eingeschränkt oder die Anwendung von Erdgas für Wellnessanlagen verboten werden. Zuletzt würden

<sup>30</sup> Aufgrund der vermuteten hohen Preissensibilität sah der Bundesrat 2024 davon ab, Zweistoffanlagen finanziell zu fördern, da sie nur in begrenztem Ausmass zur Bewältigung von Mangellagen beitragen (Bundesrat, 2024o).

nicht geschützte Einstoffkunden (insb. Industriebetriebe) kontingentiert und müssten ihren Verbrauch entsprechend reduzieren. Falls die Umsetzung sämtlicher im Inland möglichen Massnahmen wie Sparappelle, Umschaltung Zweistoffanlagen von Gas auf Öl, Verbote und Beschränkungen sowie Kontingentierung nicht ausreichen sollten, würde das noch zu ratifizierende Solidaritätsabkommen mit Deutschland und Italien der Schweiz die Möglichkeit geben, ein Solidaritätsersuchen zu stellen, um den Gasbedarf der geschützten Kunden (private Haushalte, Spitäler oder Notdienste) zu decken. Umgekehrt könnte die Schweiz von Deutschland und Italien um Solidarität ersucht werden. Die drei Staaten garantieren zudem, die bestehenden Transportkapazitäten in ihren Netzen nicht einzuschränken.

Der Gasverbrauch verteilte sich im vergangenen Jahr wie in *Abbildung 31* dargestellt. Es fällt auf, dass der Anteil der geschützten Kunden im Winter steigt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Verbrauch dieser Kundengruppe (für Raumwärme) von den Aussentemperaturen beeinflusst wird, während der Verbrauch der anderen Gruppen (für Industrieprozesse) das ganze Jahr über relativ stabil bleibt. Die Verteilung pro Kundengruppen ist zwischen den Gasjahren 2023/24 und 2024/25 konstant geblieben.

	<b>Einstoffkunden geschützt</b>	<b>Einstoffkunden nicht geschützt</b>	<b>Zweistoffkunden</b>
<b>2023 (April 2023 - März 2024)</b>	<b>52%</b>	<b>29%</b>	<b>19%</b>
Sommerhalbjahr 2023 (April - September 2023)	45%	35%	20%
Winterhalbjahr 2023/24 (Oktober 2023 - März 2024)	55%	27%	18%
<b>2024 (April 2024 - März 2025)</b>	<b>53%</b>	<b>29%</b>	<b>18%</b>
Sommerhalbjahr 2024 (April - September 2024)	46%	34%	20%
Winterhalbjahr 2024/25 (Oktober 2024 - März 2025)	55%	27%	18%

**Abbildung 31:** Gasverbrauch nach Kundengruppen (Quelle: Umfrage VSG)

### 5.3.2 Infrastrukturstandard

Anhand des Infrastrukturstandards wird beurteilt, inwieweit das Gasversorgungssystem in der Lage ist, an einem Tag mit aussergewöhnlich hoher Gasnachfrage (kalter Wintertag) – wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt – die gesamtschweizerische Nachfrage auch beim Ausfall des grössten Einspeisepunktes zu decken (N-1-Betrachtung). Diese Beurteilung lässt keine Einschätzung der jeweils aktuellen Gasversorgungslage zu. Die Schweiz berechnet diesen Standard gemäss der entsprechenden EU-Verordnung, eine Analyse für die Schweiz wurde erstmals im Jahr 2014 publiziert (BFE, 2014)<sup>31</sup>. In diesem berechneten Gebiet sind die Zonen, die nicht oder kaum ans restliche Schweizer Erdgasnetz angebunden sind (wie das Tessin), nicht enthalten. Bei der Beurteilung des Infrastrukturstandards wird die technische Einspeisekapazität verwendet, ohne zu berücksichtigen, für welches Land das eingespeiste Gas aufgrund der abgeschlossenen Lieferverträge effektiv bestimmt ist. Selbst wenn die technischen Kapazitäten vorhanden sind, ist es möglich, dass die kommerziell gebuchten Kapazitäten

<sup>31</sup> Da inzwischen die Komponenten der N-1-Formel revidiert wurden, weichen die im vorliegenden Monitoring-Bericht dargestellten Werte für 2011/12 und 2012/13 leicht von jenen im Risikobewertungsbericht von 2014 ab.

(Tabelle: CH-Kapazitäten) knapp werden für die Versorgung der Schweiz. Ein grosser Teil der in der Schweiz auf der Transitgasleitung abgewickelten Gastransporte sind nicht für den inländischen Markt bestimmt und auch auf anderen Transportleitungen wird teilweise Gas transportiert, welches für das Ausland bestimmt ist. Darum wird in diesem Bericht zum ersten Mal für das vergangene Jahr auch der Infrastrukturstandard mit den für die Schweiz bestimmten Einspeisekapazitäten berechnet. Der Indikator wird in der Regel *alle zwei Jahre* aktualisiert.

Referenzperiode (Winterhalbjahre) <sup>32</sup>	N-1 Gesamtnachfrage Schweiz, technische Kapazitäten	N-1 Gesamtnachfrage Schweiz, CH-Kapazitäten	N-1 Nachfrage nicht umschaltbarer Kunden, technische Kapazitäten	N-1 Nachfrage nicht umschaltbarer Kunden, CH-Kapazitäten
2011/12 2012/13	151%	n/a	227%	n/a
2013/14 2014/15	152%	n/a	216%	n/a
2016/17 2017/18	235% (128%)	n/a	327% (178%)	n/a
2018/19 2019/20	244%	n/a	329%	n/a
2020/21 2021/22	257%	n/a	345%	n/a
2022/23 2023/24	313%	108%	381%	132%

**Abbildung 32:** Entwicklung Infrastrukturstandard N-1 für verschiedene Nachfragekategorien (Quellen: Swissgas und VSG, Berechnungen BFE)

Das N-1-Kriterium ist erfüllt, wenn das Ergebnis der Berechnung mindestens 100 Prozent beträgt. Wie *Abbildung 32* zeigt, war dies für alle betrachteten Zeitperioden (Winterhalbjahre) der Fall. Dies sowohl für die «maximale» Gesamtnachfrage (d.h. ohne Umschaltungen) als auch für die «maximale» Nachfrage der Kunden mit nicht umschaltbaren Anlagen. Die zwei ersten berechneten N-1-Werte liegen in der gleichen Grössenordnung. Für die drei darauffolgenden berechneten Perioden liegen die N-1-Werte deutlich höher: Seit August 2017 ist es nach Angaben von Swissgas möglich, Gas auch physisch mit dem so genannten Umkehrfluss (Reverse-Flow) via Griespass aus Italien zu transportieren. Weil dies nicht auf die ganze Referenzperiode (2016/17 und 2017/18) zutraf, ist in Klammern auch der Wert ohne Reverse-Flow angegeben<sup>33</sup>. Berücksichtigt wurde in den jüngsten Berechnungen zudem die seit Ende September 2017 ausser Betrieb genommene transeuropäische Erdgasleitung TENP I und demzufolge die Reduktion um etwa 50 Prozent der Exit-Kapazitäten (von Deutschland in die Schweiz) in Wallbach (AG) an der Grenze zu Deutschland. In Wallbach sind die deutschen Ausspeisekapazitäten faktisch bestimmend für die Schweizer Einspeisekapazitäten. Die Werte in der Periode 2022-24 haben im Vergleich zur letzten Periode zugenommen. Grund dafür sind eine leichte Erhöhung der Einspeisekapazitäten (+2%) sowie ein Rückgang des potenziellen maximalen Gasverbrauchs (-16%). Das N-1-Kriterium mit der für die Schweiz bestimmten Einspeisekapazitäten ist ebenfalls erfüllt (Quellen: Swissgas/VSG, 2024 / Berechnungen BFE).

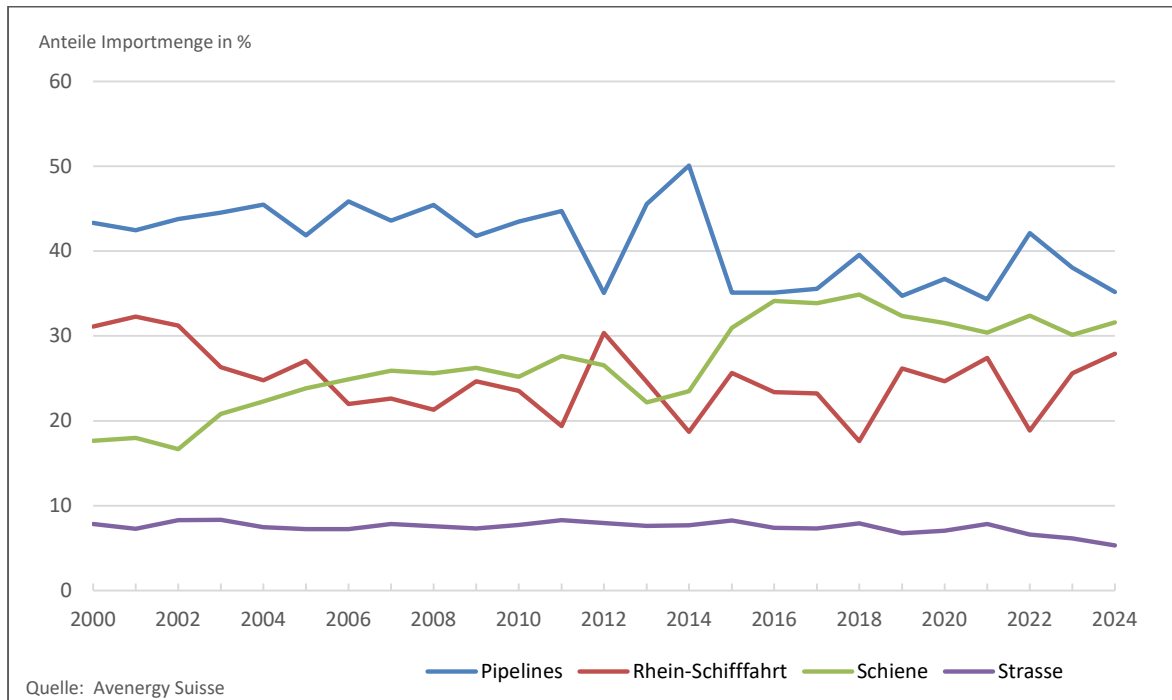
<sup>32</sup> Zwei Winterhalbjahre als Referenzperiode entspricht der Praxis und der Erfahrung der Gasversorger, um die Gasnachfrage gegenüber den Temperatureffekten abzustimmen. Bezüglich der Kapazitäten werden jeweils die neuesten verfügbaren Daten der Referenzperiode genutzt.

<sup>33</sup> Mit Reverse-Flow ist der Griespass der grösste Einspeisepunkt für die Berechnung, ohne Reverse-Flow wie in den ersten beiden Berechnungsperioden ist es Wallbach.

## 5.4 Ölversorgungssicherheit

### 5.4.1 Diversifikation der Transportmittel

Rohöl und Mineralölprodukte wie etwa Benzin, Diesel oder Heizöl gelangen auf verschiedenen Wegen in die Schweiz und werden dort weiterverteilt. Die Haupteinfuhrwege liegen primär im westlichen Teil des Landes: In Basel mit der Rhein-Schifffahrt sowie in den Kantonen mit Pipelineanschlüssen<sup>34</sup>. Ausserdem erfolgen Importe per Bahn und Lastwagen. Im Landesinnern erfolgt die Feinverteilung hauptsächlich mit Lastwagen. Der Diversifikation der relevanten Transportmittel und -wege wie Ölpipelines, Schiffe, Schiene oder Strasse kommt daher eine zentrale Bedeutung zu bei der Beurteilung der Erdölversorgungssicherheit der Schweiz. Der Indikator zeigt die Entwicklung der Anteile der Transportmittel, über die Erdöl eingeführt wird.



**Abbildung 33:** Einfuhr Rohöl und Fertigprodukte nach Transportmitteln (Anteile Importmenge in %)

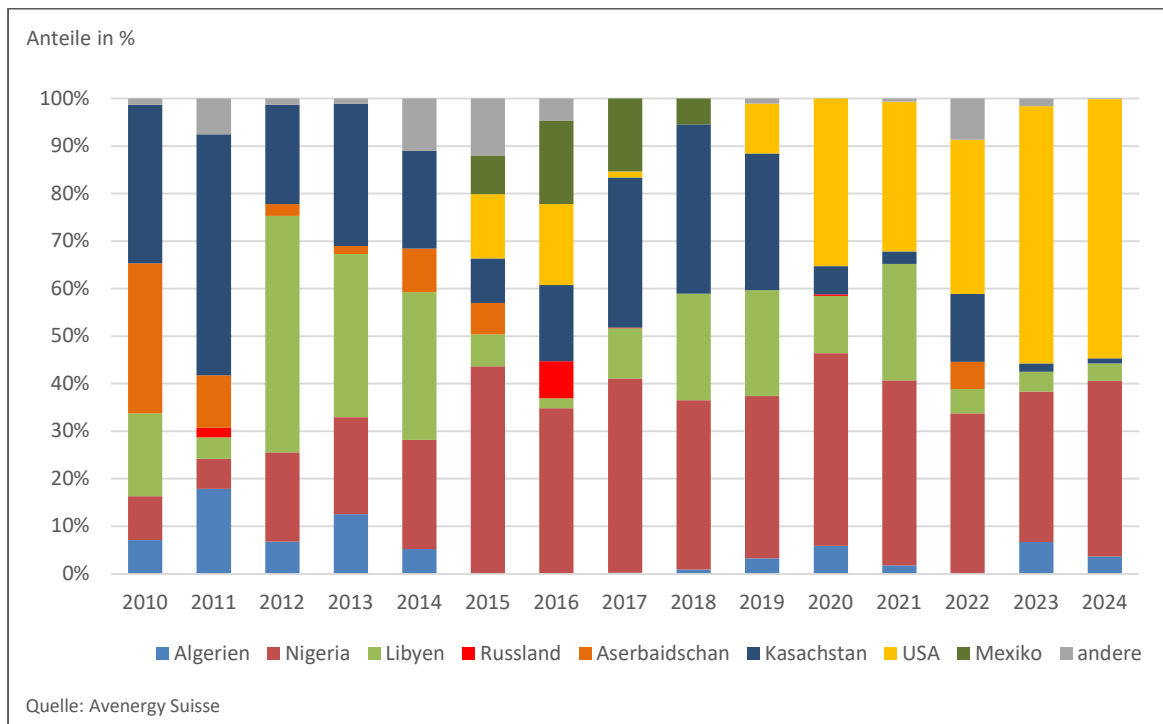
Abbildung 33 zeigt, dass der Anteil der verschiedenen Transportmittel bei der Einfuhr von Erdöl (Rohöl und Produkte) zwischen 2003 und 2010 relativ stabil war. 2011 ging der Transport auf dem Rhein dagegen gegenüber dem Vorjahr um gut 20 Prozent zurück. Grund dafür waren eine einmonatige Sperrung des Flusses im Januar infolge eines Schiffsunfalls sowie extrem tiefe Wasserstände im Mai und November. 2012 wurde infolge der zirka 6-monatigen Betriebseinstellung der Raffinerie Cressier (NE) rund ein Viertel weniger Rohöl per Pipeline importiert. Zur Kompensation dieses Produktionsausfalls wurden knapp 60 Prozent mehr Erdölprodukte über den Rhein transportiert. 2015 sanken die Rohöleinfuhren über die Pipelines deutlich: Die Produktionseinstellung der Raffinerie Collombey Mitte März 2015 führte zu einem Importanstieg bei den Fertigprodukten, welche vermehrt auf die Bahn und die Rheinschifffahrt entfielen. Im Herbst 2018 beeinträchtigte das historische Niedrigwasser infolge der anhaltenden Trockenheit die Importe über den Rhein stark. Der Bund erlaubte deshalb temporäre Pflichtlagerbezüge für Diesel, Benzin und Flugpetrol, um diese Versorgungsstörung zu überbrücken. Ab 2019 normalisierte sich die Situation auf dem Rhein wieder und der Einsatz der Transportmittel blieb bis 2021 stabil. Im Jahr 2022 beeinträchtigten erneut historische Niedrigwasser die Importe über den Rhein. Zudem führte der russische Angriff auf die Ukraine zu grossen Unsicherheiten und Preisanstiegen, wodurch Importe im ersten

<sup>34</sup> Oléoduc du Jura Neuchâtelois OJNSA (NE), Produktpipeline SAPPPO (GE; Marseille-Genf/Vernier)

Halbjahr zurückhaltend getätigt wurden. Die Erdölimporte über den Rhein nahmen darum gegenüber 2021 um knapp ein Drittel ab. Im Gegenzug stiegen die Importe über die Pipelines und die Strasse, womit die fehlenden Mengen über den Rhein aber nur teilweise kompensiert werden konnten. Die logistischen Probleme beim Transport von Mineralölprodukten in die Schweiz wurden verstärkt durch Schwierigkeiten beim grenzüberschreitenden Bahnverkehr und Streiks in Frankreich. Das BWL ermöglichte daher im Sommer und Herbst 2022 Pflichtlagerbezüge (temporäre Bedarfsdeckungsunterschreitungen). Ende 2022 wurden Pflichtlagerbezüge bewilligt, um fehlende Flugpetrolmengen zu kompensieren. Im Jahr 2023 normalisierte sich die Situation auf dem Rhein und der Anteil an den Importen via Schiff nahm um über 40 Prozent zu. Im Gegenzug nahmen die Importmengen über die Pipelines und die Schiene wieder ab. Im Juni 2024 kam es am Rhein zu Hochwasser, dieses führte jedoch kaum zu Einschränkungen und über das gesamte Jahr betrachtet, erhöhte sich 2024 der Anteil der Rheinschifffahrt. Die Anteile der verschiedenen Transportmittel waren 2024 folgendermassen verteilt: Öl-Pipelines 35,2 Prozent, Schiene 31,6 Prozent, Rheinschifffahrt 27,9 Prozent und Strasse rund 5,3 Prozent (Luft: vernachlässigbar). Die Transportmittel sind damit breit diversifiziert und teilweise substituierbar, was sich positiv auf die Versorgungssicherheit auswirkt. Mit den umfangreichen Pflichtlagern (s. *Kasten*, S. 63) besteht hierzulande bei einer Versorgungsstörung zudem die Möglichkeit, den Verbrauch der wichtigsten Mineralölprodukte während mind. 3 (Flugpetrol) bzw. 4,5 Monaten (Heizöl, Benzin, Diesel) vollständig zu decken (Quellen: Avenergy Suisse, 2025 / BWL, 2023a+b+c+d).

#### 5.4.2 Importportfolio von Rohöl

Eine breite Diversifizierung des Importportfolios von Erdöl ist eine der Strategien, um die Energieversorgungssicherheit in diesem Bereich zu gewährleisten. Eine diversifizierte Versorgung lässt auf eine höhere Widerstandsfähigkeit der Versorgungskette und damit auf eine höhere Versorgungssicherheit schliessen. Der nachfolgende Indikator schlüsselt die Rohölimporte nach Herkunftsländern auf<sup>35</sup>.

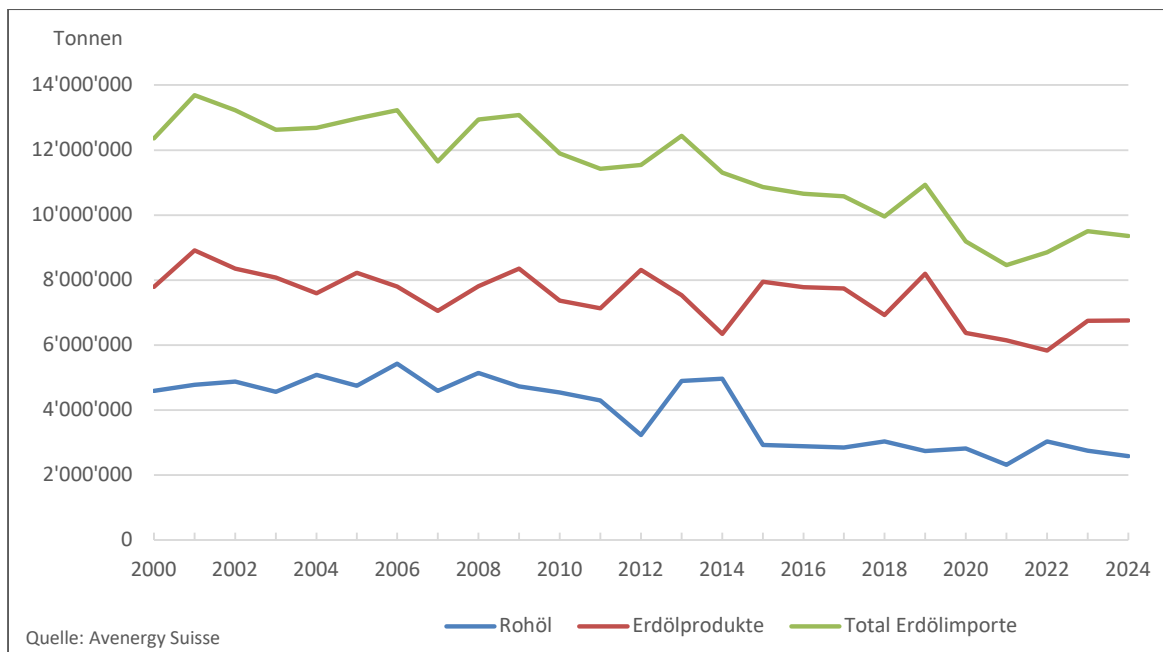


**Abbildung 34:** Rohöl-Einfuhr nach Herkunftsländern (Anteile Importmenge in %)

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

2024 waren wie im Vorjahr die USA und Nigeria die Hauptlieferanten von Rohöl – über 90% des gesamthaft in die Schweiz importierten Rohöls kam aus diesen beiden Ländern. Kleine Anteile wurden aus Algerien, Libyen und Kasachstan importiert. Die Anteile der Produzentenländer am Schweizer Rohölimportportfolio (vgl. *Abbildung 34*) schwankten in den letzten Jahren stark: 2012 bis 2014 war Libyen Hauptrohöl-Lieferant der Schweiz. Ab 2015 trat Nigeria an diese Stelle und die Einfuhren aus Libyen brachen ein. Ab 2017 erholten sie sich indes und trugen bis 2021 immer etwa den drittgrössten Anteil am gesamten Rohölimport bei. In den letzten beiden Jahren hat Algerien Libyen auf dieser Position abgelöst. Seit 2020 nehmen die USA eine immer wichtigere Rolle beim Import von Rohöl, seit 2023 sind die USA Hauptlieferant von Rohöl in die Schweiz. Russisches Erdöl spielte seit 2010 keine grosse Rolle in der Schweizer Versorgung. Die grossen Veränderungen bei den Schweizer Rohölimporten zeigen, wie versorgungsflexibel der Erdölmarkt ist (Quelle: Avenergy Suisse, 2025).

### 5.4.3 Importe von Rohöl und Erdölprodukten



**Abbildung 35:** Einfuhr von Rohöl und Erdölprodukten sowie Total der Erdölimporte

Wie *Abbildung 35* zeigt, sind seit 2000 die Erdölimporte insgesamt tendenziell gesunken (grüne Kurve), 2018 erstmals seit 1970 knapp unter die Schwelle von 10 Mio. Tonnen. Damit bestätigt sich ein längerfristiger Trend. Mögliche Gründe für diesen Rückgang sind Substitutionseffekte (z.B. von Heizöl zu Gas resp. Wärmepumpen), Energieeffizienzmassnahmen, der zunehmende Verbrauch biogener Treibstoffe, die Abnahme der Heizgradtage, der technologische Fortschritt sowie politische Massnahmen (Energieetikette für Personenwagen, CO<sub>2</sub>-Abgabe auf fossilen Brennstoffen). 2019 stiegen die Importe gegenüber dem Vorjahr an, weil die im Herbst 2018 aufgrund der beeinträchtigten Importe durch das historische Niedrigwasser freigegebenen Pflichtlager wieder ausgeglichen werden mussten. 2020 und 2021 gingen die Importe von Erdölprodukten insbesondere aufgrund der Covid-19-Pandemie und der dadurch geringeren Nachfrage stark zurück. 2022 stiegen die Rohölimporte gegenüber 2021 um knapp ein Drittel an, während die Importe von Erdölprodukten weiter sanken. Aufgrund der sehr warmen Witterung nahmen insbesondere die Heizölimporte weiter ab. 2023 war eine gegensätzliche Entwicklung erkennbar: Gesamthaft stiegen die Erdölimporte gegenüber 2022 um 7,2 Prozent an. Die Rohölimporte sanken um knapp 10 Prozent, während die Importe von Erdölprodukten um über 15 Prozent zunahmen. Anfang 2023 hatten langanhaltende Streiks in Frankreich dazu geführt, dass die Raffinerie Cressier nur eingeschränkt mit Rohöl beliefert worden war. Zudem mussten die Pflichtlager wieder ausgeglichen werden. Wegen tie-

fer Wasserstände im Rhein, gestörter Bahnverbindung zwischen Deutschland und der Schweiz und grosser Unsicherheiten auf den Mineralölmärkten aufgrund des russischen Angriffs auf die Ukraine hatte das BWL die Pflichtlager im Sommer und Herbst 2022 freigeben. Weiter erholt hat sich 2023 der Flugsektor: die Importe von Flugpetrol stiegen im vergangenen Jahr um 19 Prozent gegenüber 2022 (2022: +70 Prozent gegenüber 2021). 2024 blieben die Importe von Rohöl und Erdölprodukten stabil gegenüber dem Vorjahr.

Als Treiber für die kurzfristigen Schwankungen gelten Witterung, Konjunktur sowie die Preisentwicklung. Insgesamt bleibt die Bedeutung des Energieträgers nach wie vor hoch (Anteil am Endverbrauch über 46 Prozent, *vgl. Abbildung 23*). Auch hier ist die Versorgungssicherheit trotz Abhängigkeit vom Ausland gewährleistet, da die Schweiz in einen gut funktionierenden, globalen Markt eingebunden ist, welcher in der Regel kurzfristige Schwankungen ausgleichen kann. Eigene Raffinerien sind zwar grundsätzlich ein Vorteil für die Schweiz, eine allfällige Schliessung würde die Versorgung des Landes mit fossilen Brenn- und Treibstoffen jedoch nicht gefährden, da ein ausschliesslicher Import von Ölfertigprodukten (2024 stammten 99 Prozent der importierten Fertigprodukte aus der EU) möglich ist. Es müsste allerdings eine Zusatzmenge von Mineralölprodukten über die bestehenden Verkehrsträger (Rheinschifffahrt, Bahn, Strasse, Produktpipeline SAPPRO) importiert werden (*vgl. Kapitel 5.4.1*). Bei einem Ausfall der zurzeit einzigen in Betrieb befindlichen Schweizer Raffinerie in Cressier in Kombination mit Versorgungsproblemen auf dem Rhein oder via Produktpipeline SAPPRO erwartet das BWL kurzzeitige Kapazitätsengpässe im Bereich Logistik der Erdölversorgung. Im Notfall könnte jedoch vorübergehend auf die umfangreichen Pflichtlager der Schweiz zurückgegriffen werden, um einen allfälligen Mangel an Mineralölprodukten während mehrerer Monate zu kompensieren (Quellen: Avenergy Suisse, 2025 / BWL, 2023d).

#### **Pflichtlagerhaltung von Mineralölprodukten**

Mineralöl-Pflichtlager dienen dazu, bei einer Beeinträchtigung der Versorgung der Schweiz das Land dennoch ohne Unterbrechung mit diesen Energieträgern zu versorgen. Mögliche Gründe für eine Versorgungsstörung sind zahlreich: Sie reichen von Importausfällen aufgrund von Unruhen in Förderländern, Ausfällen von Raffinerien oder Pipelines über Störungen der Logistik-, Informations- und Kommunikationstechnologien-Netze bis hin zu Beeinträchtigungen von Verkehrswegen oder der Rheinschifffahrt infolge Hoch- oder Niedrigwasser oder defekter Schleusen. Allerdings braucht es erfahrungsgemäss eine Kombination von Schadensereignissen in der Logistik- bzw. IKT-Infrastruktur, um eine schwere Mangel-lage in der Schweiz zu verursachen. Bei den Mineralölprodukten besteht die Herausforderung bezüglich Versorgung darin, sie in ausreichenden Mengen sicher einzuführen und in der Schweiz zu verteilen. Die Pflichtlagerhaltung von Mineralölprodukten spielt deshalb eine wichtige Rolle zur Überbrückung von länger andauernden Importausfällen (Wochen bis Monate). Der Umfang der Mineralöl-Pflichtlager (inkl. Erdgasersatzpflichtlager) hängt von der angestrebten Bedarfsdeckung<sup>36</sup> ab. Die Pflichtlagermenge von Mineralölprodukten und deren Veränderung hängen also direkt vom inländischen Verbrauch ab.

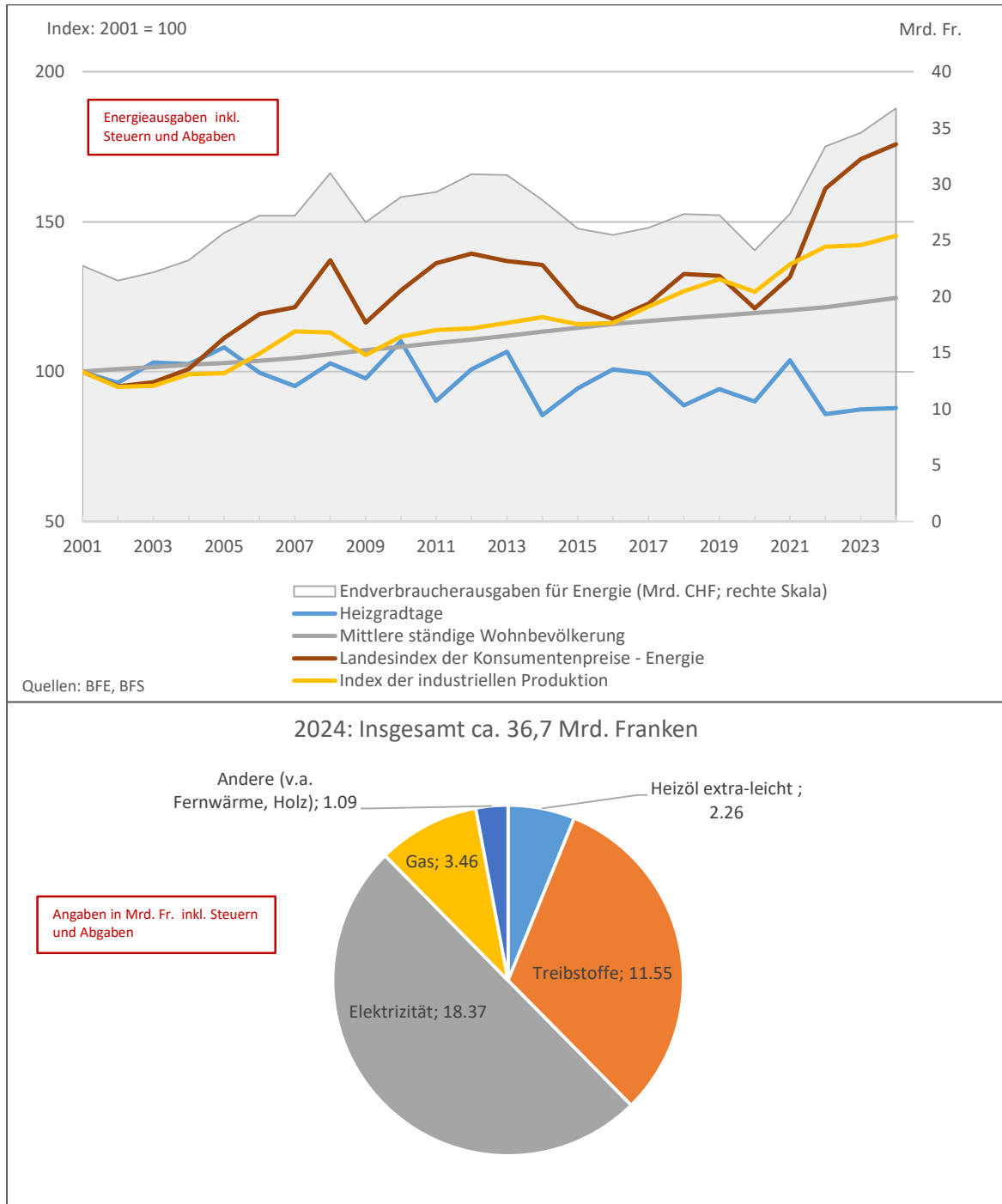
<sup>36</sup> Als IEA-Mitglied muss die Schweiz ausreichend Lager halten, um den Inlandverbrauch an Mineralölprodukten für mindestens 90 Tage decken zu können. Die Schweiz geht bei den meisten Produkten über diese Vorgaben hinaus, insbesondere da sie über keinen direkten Meereseinstoss verfügt: Autobenzin: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

## 6 Themenfeld Ausgaben und Preise

Für eine nachhaltige Energieversorgung ist neben der Sicherheit und Umweltverträglichkeit die Wirtschaftlichkeit eine wichtige Dimension. Im Energieartikel 89 der Bundesverfassung sowie in Artikel 1 des Energiegesetzes ist festgehalten, dass eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung angestrebt wird. Die Energiestrategie 2050 bezweckt den sukzessiven Umbau des Schweizer Energiesystems, ohne die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Schweiz zu gefährden. Daher liegt der Fokus in diesem Themenfeld beim Monitoring der Endverbraucher Ausgaben für Energie, bei den Energiepreisen sowie bei den einzelnen Preiskomponenten. Das Jahr 2022 hinterliess aufgrund der starken Zunahme der Energiehandelspreise in Europa infolge des russischen Angriffs auf die Ukraine deutliche Spuren sowohl bei den Endkundenpreisen als auch bei den Ausgaben für Energie. Einige Kosten- und Preissteigerungen, welche den zusätzlichen Ausgaben zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit geschuldet sind, flossen aufgrund der verzögerten Weitergabe der Kosten an die Endkundinnen und Endkunden sowie aus Gründen der Datenerhebung erst ab 2023 in die Endverbraucherpreise ein. Dies betrifft insbesondere die Strompreise. Bei den anderen beim internationalen Preisvergleich berücksichtigten Energieträgern zeigte sich 2023 und 2024 in der Schweiz wie auch im Ausland ein Preisrückgang. Bei den Ölprodukten ging dieser so weit, dass wieder das Preisniveau von vor 2022 erreicht worden ist.

### 6.1 Endverbraucherausgaben für Energie

Die Endverbraucherausgaben für Energie erfassen alle Ausgaben der Endverbraucherinnen und Endverbraucher in der Schweiz für Erdölbrennstoffe, Treibstoffe, Strom, Gas, Kohle, Holz und Fernwärme. Sie berechnen sich aus der jährlich in der Schweiz abgesetzten Energiemenge (inkl. Treibstoff, der in der Schweiz an ausländische Konsumenten verkauft wird) und den entsprechenden Verkaufspreisen. Darin enthalten sind die Ausgaben für die Energie, den Transport und sämtliche Steuern und Abgaben (z.B. CO<sub>2</sub>-Abgabe, Mineralölsteuer, Mehrwertsteuer). Der Verbrauch von eigenproduzierter Energie wird als gratis angenommen, auch wenn für deren Produktion Investitionen getätigt wurden und Betriebskosten anfallen. Die Endverbraucherausgaben für Energie werden von den Energiepreisen und dem Energieverbrauch beeinflusst; letzterer hängt wiederum u.a. von der Witterung, der allgemeinen Wirtschaftslage und speziell der industriellen Produktion, dem Bevölkerungswachstum sowie dem Wohnungs- und Motorfahrzeugbestand ab.



**Abbildung 36:** Entwicklung der Endverbraucherleistungen für Energie (in Mrd. Fr., Schätzungen (Elektrizität provisorisch für 2024)) und wichtiger Einflussfaktoren (indexiert) sowie Aufteilung nach Energieträger

Abbildung 36 zeigt die Entwicklung der Endverbraucherleistungen für Energie in der Schweiz, welche 2024 rund 36,7 Mrd. Franken betragen. Im Jahr 2020 hatten die Ausgaben mit 24,1 Mrd. Franken den tiefsten Wert seit 2004 erreicht. Seither sind sie verhältnismässig stark angestiegen: 2021 um 13 Prozent (auf rund 27,3 Mrd. Franken), 2022 um 22 Prozent (auf 33,4 Mrd. Franken), 2023 um 4 Prozent (auf 34,6 Mrd. Franken) und 2024 um 6 Prozent. Der Anstieg der Ausgaben war vom Anstieg der Energiepreise getrieben; so stieg der Teilindex des Landesindexes der Konsumentenpreise, welcher die Energie abbildet, seit 2021 um rund 34 Prozent. Besonders stark ausgeprägt war der Anstieg der Ausgaben zwischen 2021 und 2024 beim Strom (75%) und beim Gas (26%).

Auf die fossilen Brenn- und Treibstoffe (Erdölbrennstoffe, Treibstoffe, Gas, Kohle)<sup>37</sup> entfielen 2024 mit 17,3 Mrd. Franken noch knapp die Hälfte der Gesamtausgaben für Energie – seit 1980 war dieser Anteil noch nie so tief. Für Strom wurden rund 18,4 Mrd. Franken ausgegeben, die restlichen Ausgaben entfielen auf Holz sowie Fernwärme (1,1 Mrd. Franken)<sup>38</sup>. Zwischen 2001 und 2020 wuchsen die Ausgaben für Energie um durchschnittlich 0,3 Prozent pro Jahr. In den Jahren 2021 bis 2024, wobei das Krisenjahr 2022 mit besonders hohen Steigerungen heraussticht, stiegen die Ausgaben stark an, was dazu führte, dass im vergangenen Jahr 52 Prozent oder 12,6 Mrd. Franken mehr für Energie ausgegeben wurde als im Jahr 2020. Die jährliche Wachstumsrate der Energieausgaben von 2001 bis 2024 beträgt als Folge davon 2 Prozent. Dazu beigetragen haben der Anstieg der industriellen Produktion (jährlich 1,6 Prozent) und der Bevölkerung (jährlich 0,9 Prozent). Auffallend ist, dass sich der Verlauf der Endverbraucherenausgaben 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 der Nachfrage. Aufgrund der Covid-19-Pandemie wurde im Jahr 2020 weniger Energie verbraucht, insbesondere Treibstoff, was zusammen mit tiefen Preisen zu ausserordentlich tiefen Ausgaben für Energie führte. 2021 nahmen die verbrauchten Mengen und Ausgaben wieder zu und die Jahre 2022 bis 2024 waren von den steigenden Preisen und den damit verbundenen höheren Ausgaben geprägt. Die verbrauchten Mengen beim Gas und beim Strom gingen vor allem aufgrund der milden Witterung (tiefe Anzahl Heizgradtage) in den Jahren 2022 und 2023 zurück, stiegen jedoch 2024 bei beiden Energieträgern wieder leicht an - obwohl die Heizgradtage weiterhin tief sind, resp. nur geringfügig höher als 2023. Der Treibstoffverbrauch steigt seit dem starken Einbruch im Jahr 2020 stetig an, hat aber das Niveau von 2019 noch nicht wieder erreicht. Dämpfend auf den Energieverbrauch und damit auf die Endverbraucherenausgaben kann sich eine verbesserte Energieeffizienz auswirken (vgl. *Abbildung 13: Energie- und Stromintensität*) (Quellen: BFE, 2025a / BFS, 2025a).

## 6.2 Energiepreise

Das Monitoring der Energieendkundenpreise liefert Hinweise über die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung und die Attraktivität des Schweizer Wirtschaftsstandorts. Die Wettbewerbsposition von Schweizer Unternehmen hängt – neben zahlreichen anderen Faktoren – auch von den heimischen Energiepreisen im Vergleich zum Ausland ab. Internationale Preisvergleiche sind jedoch mit gewissen Schwierigkeiten verbunden, da sie auf nicht einheitlichen Statistiken fussen und nur beschränkt belastbar sind. Preisentwicklungen können zudem je nach Sichtweise unterschiedlich beurteilt werden. So können Preiserhöhungen aus einer volkswirtschaftlichen Sicht durchaus vorteilhaft sein, wenn damit Kosten internalisiert werden, die ansonsten von der Allgemeinheit hätten getragen werden müssen. Sie können aus Sicht der Standortattraktivität auch wenig relevant sein, wenn die Preissteigerung auf Entwicklungen am globalen Energiemarkt zurückzuführen sind und somit in allen Ländern beobachtet werden. Für die Energieendkundinnen und -kunden bedeuten höhere Preise jedoch höhere Ausgaben für Energie. Die Energiepreise setzen sich aus mehreren Preiskomponenten zusammen, welche von vielen Faktoren beeinflusst werden. Die Aufgliederung der Endkundenpreise in ihre Komponenten liefert Hinweise über mögliche Preistreiber und deren Einfluss. Steuern und Abgaben sind wichtige Einflussfaktoren. So erklären sie einen Teil der internationalen Preisunterschiede – neben länderspezifischen Unterschieden bei den Transportkosten für Energienetze, Marktstrukturen (u.a. Marktgrösse und Wettbewerbsintensität) sowie bei den Produktionskosten von nicht oder beschränkt inter-

<sup>37</sup> Im Jahr 2024 waren 4,8% des verbrauchten Benzins und Diesels biogenen Ursprungs, d.h. es sind keine Erdölprodukte (Gesamtenergiestatistik 2024, S.1); der Anteil des eingespeisten inländischen Biogases am Gasimport betrug 2024 1,7% (Gesamtenergiestatistik 2024, Tabelle 23).

<sup>38</sup> In den Energieausgaben sind neben Ausgaben für die Energie und den Transport auch sämtliche Steuern und Abgaben enthalten (z.B. CO<sub>2</sub>-Abgabe, Mineralölsteuer, Mehrwertsteuer usw.).

national handelbaren Energiequellen. Das Monitoring beobachtet nachfolgend die Entwicklung der Energieendkundenpreise für Industriekunden in der Schweiz im internationalen Vergleich sowie die Entwicklung der Energieendkundenpreise in der Schweiz und deren unterschiedlichen Preiskomponenten.

### 6.2.1 Energiepreise für Industriesektoren im internationalen Vergleich

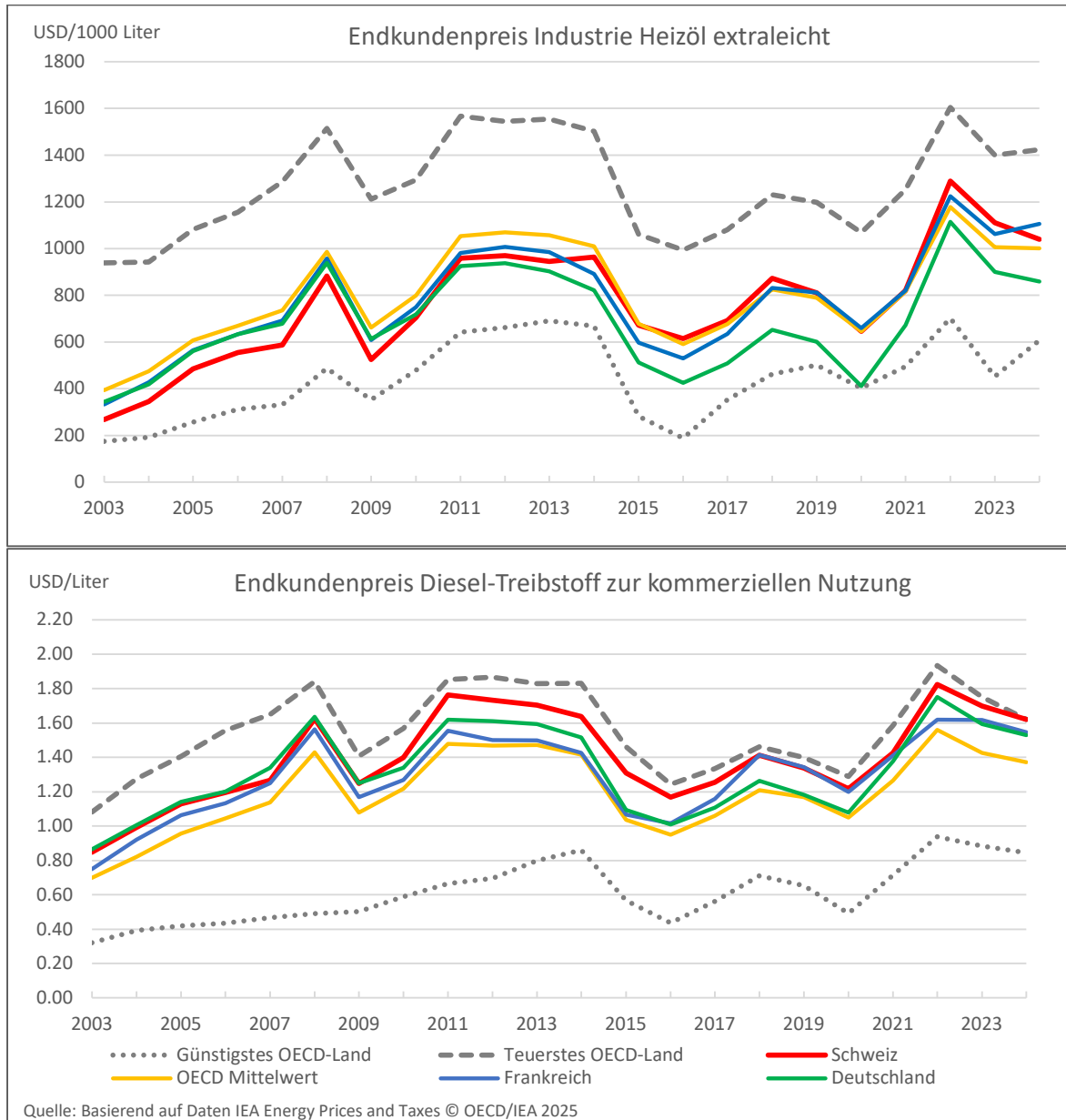
Nachfolgend werden die Endkundenpreise (ohne die für die Industrie abziehbaren Vorsteuern, wie die Mehrwertsteuer) von Heizöl, Diesel, Erdgas und Strom für Industriekunden in der Schweiz in einen internationalen Kontext gestellt. Es handelt sich um jährliche Durchschnittswerte («twelve months average», diese können von den tatsächlich bezahlten Preisen abweichen), nominale Preise, in US-Dollar (anhand der jeweils aktuellen Wechselkurse umgerechnet). Die Umrechnung in US-Dollar hat zur Folge, dass der Wechselkurs des Schweizer Frankens gegenüber dem US-Dollar die Ergebnisse beeinflussen kann<sup>39</sup>. Weitere Energieträger werden aufgrund fehlender Relevanz für den Industriestandort Schweiz nicht dargestellt. Verglichen werden die Schweizer Endkundenpreise mit jenen von ausgewählten Nachbarländern. Zur Einordnung werden die Preise in den Ländern zusätzlich mit dem OECD-Durchschnitt sowie mit dem jährlich günstigsten beziehungsweise teuersten Land der OECD verglichen. Zu beachten ist, dass der günstigste bzw. teuerste Preis nicht unbedingt jedes Jahr im gleichen Land zu finden ist<sup>40</sup>. Diese Extremwerte dienen als Hinweise der Verteilung. Wichtige Treiber dieser Preise sind die Preisentwicklungen an den internationalen Rohstoffmärkten (insbesondere bei Mineralölprodukten) sowie an den europäischen Grosshandelsmärkten (beim Strom und Erdgas), die Wechselkursentwicklung und obenerwähnte länderspezifische Treiber.

In Folge des russischen Angriffs auf die Ukraine sind die Energiepreise im Jahr 2022 bei allen Energieträgern stark gestiegen. Seither sind die Preise bei den Ölprodukten (Heizöl und Diesel) wieder leicht gesunken – ohne jedoch auf das Niveau von 2021 zurückzukehren. Beim Gas erhöhten sich die Preise im Jahr 2023, sanken jedoch im Jahr 2024 wieder etwas, während sie beim Strom in den Jahren 2023 und auch 2024 nochmals angestiegen sind. Generell sind die Preise in der Schweiz im internationalen Vergleich hoch. Die Preisentwicklungen in Frankreich und Deutschland legen nahe, dass die schweizerische Preisentwicklung stark von derjenigen an den europäischen Grosshandelsmärkten und von den europäischen Regulierungen beeinflusst ist. An den europäischen Grosshandelsmärkten sind insbesondere die Preise für Erdgas in den letzten Jahren stärker gestiegen als die Preise im globalen OECD-Mittel. Die Strompreise wiederum sind in Europa wesentlich von den Gaspreisen beeinflusst, weil in vielen Ländern Gaskraftwerke weiterhin zur Deckung der Stromnachfrage, vor allem in den Nachfragespitzen, eingesetzt werden.

---

<sup>39</sup> Ein Teil der Kosten der betrachteten Energiegüter (v.a. der Einkauf von Energie im Ausland) entsteht in Fremdwährungen und ist damit, da im Vergleich in US-Dollar gerechnet wird, von Wechselkursschwankungen des Frankens weniger oder gar nicht betroffen. Ein anderer Teil der Kosten, z.B. Netzkosten, Betriebskosten oder Vertriebskosten, entstehen jedoch weitgehend in Schweizer Franken; damit haben bei internationalen Vergleichen die Wechselkursschwankungen einen Einfluss auf das Ergebnis.

<sup>40</sup> Über die Jahre hat die Anzahl der betrachteten Länder zugenommen, da verschiedene Länder neu in die IEA aufgenommen wurden.



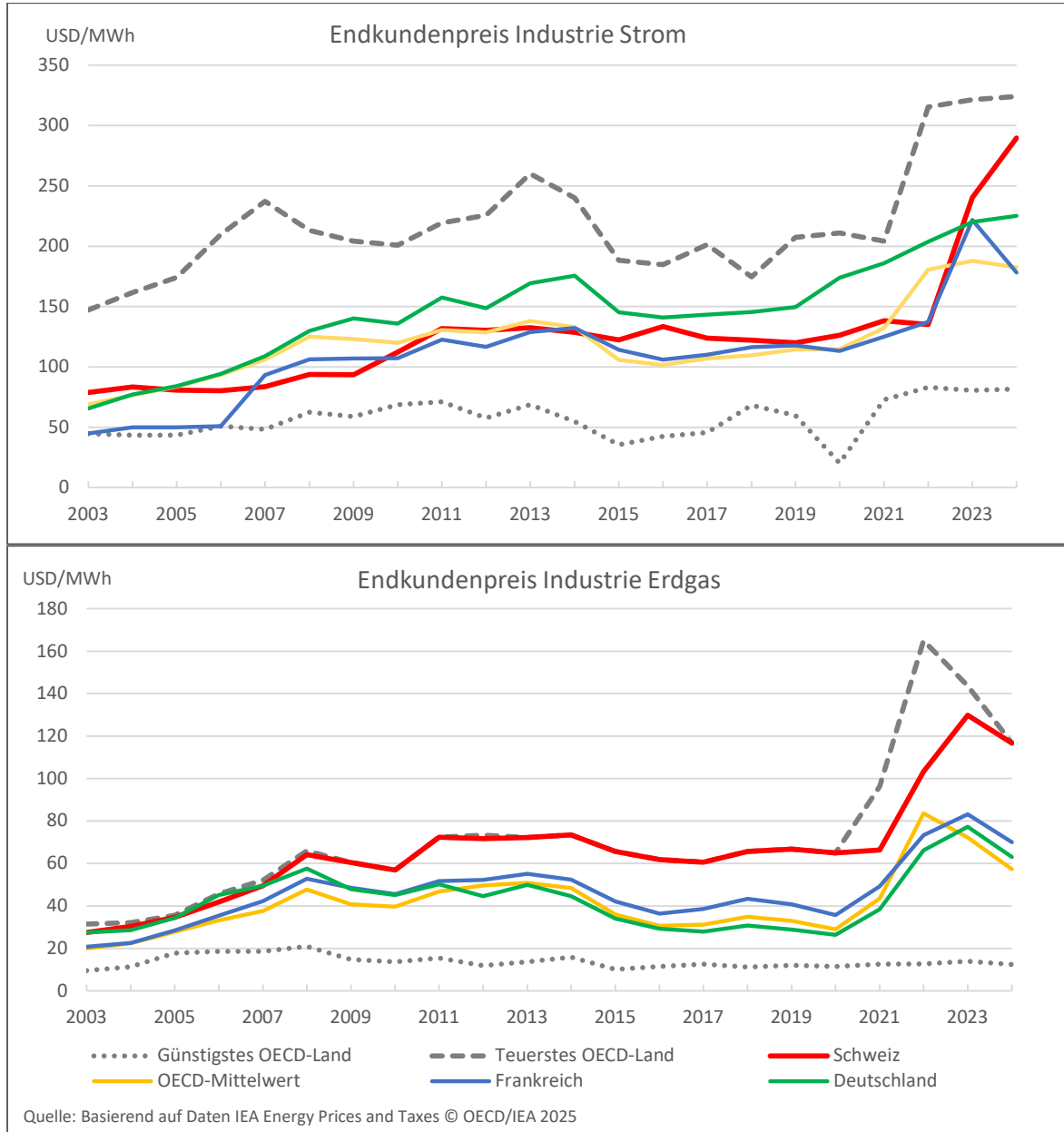
**Abbildung 37:** Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand jeweils aktueller Wechselkurse umgerechnet)

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 37*). Der Preis für Schweizer **Heizöl** lag auch 2024 über dem OECD-Mittelwert. Die Preise sanken in den Jahren 2023 und 2024 weltweit gegenüber dem Höchststand<sup>41</sup> des Jahres 2022. Die Preissenkungen fielen in der Schweiz ähnlich aus wie in Deutschland, die Preise in Frankreich lagen 2024 leicht über denjenigen der Schweiz. Über die Jahre betrachtet stiegen die Preise in der Schweiz jedoch im Verhältnis zu anderen Ländern etwas stärker. Eine Erklärung hierfür könnte zumindest teilweise in der schrittweisen Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Abgabe liegen. Sie stieg seit ihrer Einführung im Jahr 2008 von 12 auf 120<sup>42</sup> Franken pro Tonne CO<sub>2</sub>. Die Erhöhungen erfolgten, weil die vom Bundesrat

<sup>41</sup> Dabei ist zu beachten, dass die abgebildeten Preise nicht um den Effekt der Teuerung bereinigt worden sind.

<sup>42</sup> Dieser Abgabesatz ist seit 2022 gültig.

festgelegten zweijährlichen Zwischenziele für die Emissionsverminderungen bei den fossilen Brennstoffen nicht erreicht wurden. Dennoch sind die Preise für Heizöl in der Schweiz im Jahr 2024 nur leicht höher als im Mittel der OECD-Länder. Das Preisniveau für **Diesel** war in der Schweiz auch 2024 leicht höher als in Frankreich und Deutschland und neu am höchsten im Vergleich der OECD-Länder; in den Vorjahren war Diesel in Finnland teurer gewesen. Bei diesem Erdölprodukt sanken im letzten Jahr die Preise in sämtlichen betrachteten Ländern sowie im Schnitt der OECD-Länder. In Frankreich sind die steuerlichen Erleichterungen für Diesel aus dem Jahr 2022 im letzten Jahr ausgelaufen, seither sind die Preise in etwa gleich hoch wie in Deutschland (s. blaue Kurve in *Abbildung 37*). Das Monitoring führt keine Information zum Benzinpreis im internationalen Vergleich auf, weil Benzin in der Industrie eine untergeordnete Bedeutung hat (Quelle: OECD/IEA, 2025a).



**Abbildung 38:** Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom<sup>43</sup> und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand jeweils aktueller Wechselkurse umgerechnet)

<sup>43</sup> Für die Schweiz sind die Endkundenpreise der Verbrauchskategorie 10-20 GWh in der Grafik dargestellt.

Der **Strompreis** für Industriekunden hängt von vielen Einflussfaktoren ab, darunter die zur Produktion eingesetzten Technologien, die nachgefragte Strommenge und deren zeitliche Flexibilität oder die Marktstruktur; dies sind alles Faktoren, die von der Energiepolitik beeinflusst werden und die sich in den Preisen der europäischen Stromgrosshandelsmärkte widerspiegeln. Diese europäischen Entwicklungen beeinflussen massgebend auch die Grosshandelspreise in der Schweiz. Neben dem Preis für die Energie zahlen Endkunden auch noch für die Nutzung des Netzes sowie Abgaben. Die Strompreise in der Schweiz sind im Vergleich zum Durchschnitt der OECD-Länder bis 2020 weitgehend stabil geblieben (vgl. *Abbildung 38*). Im Jahr 2021 und vor allem 2022 kam es jedoch im OECD-Durchschnitt zu einer stärkeren Preiserhöhung als in der Schweiz, so bspw. in Deutschland. In der Schweiz widerspiegeln sich die starken Preiserhöhungen an den europäischen Märkten aus Gründen der Datenerhebung erst in den Preisen für das Jahr 2023<sup>44</sup>. Sie stiegen in der Schweiz im Jahr 2024 nochmals, während sie in einigen Vergleichsländern (Frankreich, OECD) zurückgingen. Die Preise lagen damit deutlich über denjenigen von Deutschland und Frankreich und auch über dem OECD-Durchschnitt. Die Entwicklung kann verschiedene Gründe haben: Im Jahr 2023 war der überwiegende Teil der höheren Preise auf die gestiegenen Marktpreise für Strom an den europäischen Grosshandelsmärkten in den Jahren 2022 und 2023 zurückzuführen. Bei den Industriekunden in der Grundversorgung sind infolgedessen die Tarife im Jahr 2024 ebenfalls gestiegen. Ein grosser Teil der Industriekunden in der Schweiz ist jedoch nicht in der Grundversorgung, sondern kauft den Strom wie ihre europäischen Mitbewerber auf dem freien Markt ein - aufgrund der über die Jahre gestaffelten Beschaffung der meisten Unternehmen fliesst das erhöhte Preisniveau des Grosshandelsmarkts auch bei diesen Unternehmen über die Zeit versetzt in die bezahlten und abgebildeten Endkundenpreise ein. Aus diesem Grund kann zudem der tatsächlich bezahlte Preis für Strom um den dargelegten Durchschnittspreis stark variieren, und ist, abhängig von der Beschaffungsstrategie, stärker oder weniger stark den jeweils aktuellen Preisschwankungen ausgesetzt. Die in letzter Zeit gesunkenen Grosshandelspreise werden sich also in den kommenden Berichtsjahren zeigen. In den Zahlen nicht berücksichtigt ist, dass sich stromintensive Unternehmen den bezahlten Netzzuschlag zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien von 2,3 Rp/kWh ganz oder teilweise zurückerstatten lassen können<sup>45</sup>. Zur Erhöhung der Industriestrompreise dürften auch der Zuschlag zur Finanzierung der Stromreserve (Wasserkraft, Reservekraftwerke), der 2024 erstmals erhoben und 1,2 Rp./kWh betrug, sowie die 2024 gestiegenen Netznutzungstarife beigetragen haben. Die Niveauunterschiede zwischen den Ländern sind mit Vorsicht zu interpretieren. Dies unter anderem, weil stromintensive Unternehmen von gewissen im Preis enthaltenen Abgaben befreit werden können.

Beim **Erdgas** liegen die hiesigen Preise deutlich höher als in Deutschland, Frankreich und im Mittel der OECD-Länder. 2010, 2011 und 2013 bis 2020 war die Schweiz das teuerste Land der OECD. 2021 hat Schweden die Schweiz als teuerstes OECD-Land abgelöst, was u.a. an der in Schweden über die Jahre kontinuierlich angestiegenen CO<sub>2</sub>-Abgabe liegen dürfte (120 EUR/Tonne im Jahr 2024<sup>46</sup>). 2024 war die Schweiz erneut das teuerste OECD-Land, allerdings lag bei der Fertigstellung des vorliegenden Berichts der Industriepreis für Erdgas in Schweden in der IEA-Datenbank noch nicht vor. In der Schweiz, in Frankreich sowie in Deutschland sind für die Jahre 2022 und 2023 deutliche Preiserhöhungen sichtbar, wohingegen die Preise im Jahr 2024 wieder leicht gesunken sind. Die höheren Preise waren hauptsächlich auf die stark erhöhten europäischen Grosshandelspreise in Folge des russischen Angriffs auf die Ukraine zurückzuführen. Die Tatsache, dass Europa mehr verflüssigtes Erdgas (LNG) importieren muss, hat zur Folge, dass Europa und Asien um LNG-Lieferungen konkurrieren. Damit orientieren sich die europäischen Gaspreise stärker an den Gaspreisen in Asien, welche in der Vergangenheit meist höher lagen als diejenigen in Europa. Die Differenz zwischen der Schweiz und anderen OECD-Ländern ist beträchtlich, insbesondere gegenüber Kanada, dem günstigsten OECD-Land im Jahr 2024. Es gibt verschiedene mögliche

<sup>44</sup> Dadurch, dass der Produzenten- und Importpreisindex für Elektrizität vom Bundesamt für Statistik seit 2023 neu vierteljährlich und nicht mehr jährlich erhoben werden, widerspiegeln sich die Preiserhöhungen der Jahre 2022 und 2023 kumuliert in den Zahlen des Jahres 2023. Es ist also nicht ersichtlich, dass sich die tatsächliche Erhöhung der Strompreise für die Endkunden auf die beiden Jahre verteilt hat.

<sup>45</sup> Gemäss Art. 39 EnG wird der bezahlte Netzzuschlag bei Elektrizitätskosten zwischen mindestens 5 Prozent und weniger als 10 Prozent der Bruttowertschöpfung auf Gesuch hin teilweise zurückerstattet; bei Elektrizitätskosten von mindestens 10 Prozent erfolgt die Rückerstattung vollumfänglich. Im Jahr 2022 (letztes Jahr für welches Zahlen vorliegen) wurden Rückerstattungen an 254 Endverbraucher getätigt, davon 149 mit vollständiger Rückerstattung.

<sup>46</sup> CO<sub>2</sub> Tax | Climate Policy Database.

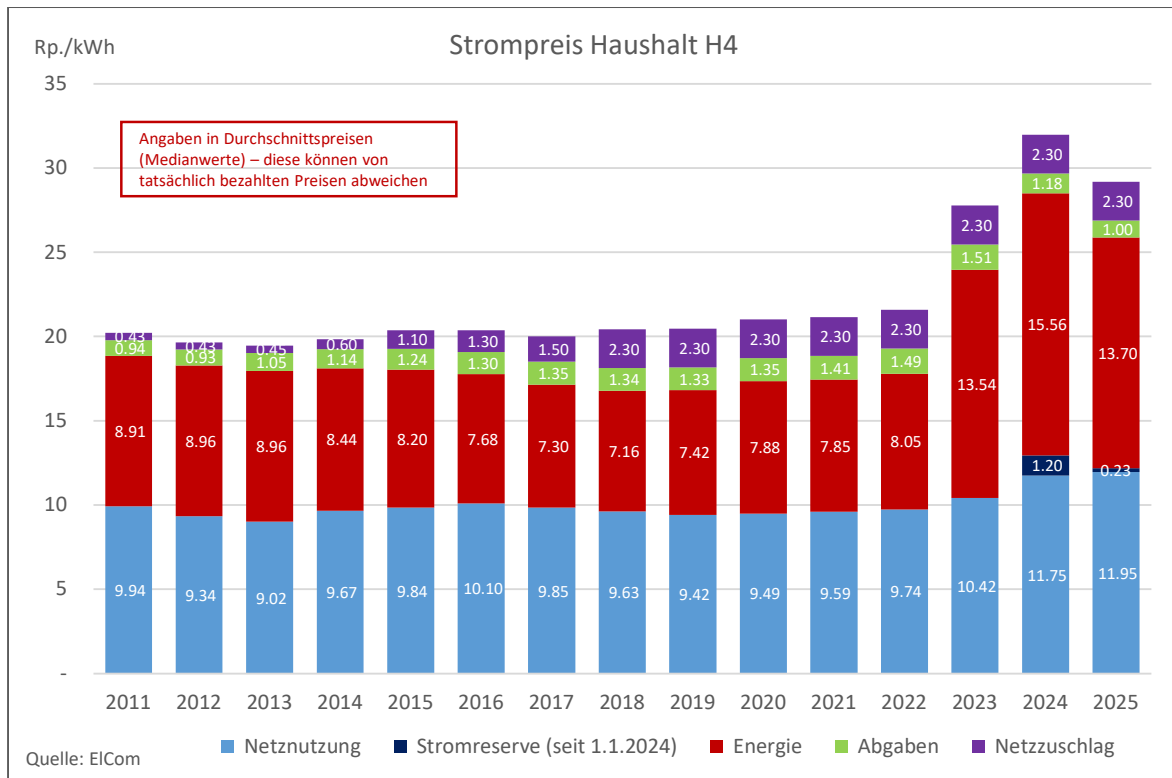
Erklärungen für die Preisdifferenz: So sind in Nordamerika die Grosshandelspreise für Erdgas aufgrund der hohen Gasförderung auf dem Kontinent deutlich tiefer als in Asien oder in Europa. Damit das Erdgas bspw. von Nordamerika, dem südlichen Afrika oder der arabischen Halbinsel nach Europa transportiert werden kann, muss es verflüssigt und durch LNG-Schiffe transportiert werden. Dabei ist insbesondere die Verflüssigung von Erdgas energieintensiv und damit auch teuer. In der Schweiz wurde, wie oben erwähnt, die CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Brennstoffen erhöht, was sich in den Zahlen niederschlägt. Dabei ist zu beachten, dass sich gewisse Unternehmen<sup>47</sup> von der Abgabe befreien lassen können, wenn sie sich im Gegenzug zu einer Emissionsverminderung verpflichten – dies ist jedoch in den vorliegenden Zahlen nicht ersichtlich. Diese Unternehmen bezahlen zwar auch den Endkundenpreis, können sich die Abgabe aber auf Gesuch hin zurückerstatten lassen. Die CO<sub>2</sub>-Abgabe erklärt den relativ hohen Preis nur teilweise und für die Jahre vor 2008 gar nicht. Weitere mögliche Erklärungen sind die höheren Netzkosten (bedingt etwa durch verhältnismässig wenige Anschlüsse pro Kilometer), sowie die Wettbewerbsintensität. So waren die Gasmärkte in den zum Vergleich herangezogenen Ländern im Vergleichszeitraum vollständig geöffnet. In der Schweiz wurden 2012 mit einer Verbändevereinbarung die Konditionen für den Erdgasbezug von industriellen Grosskunden geregelt; gemäss dieser Vereinbarung können einige hundert Endkunden ihren Gasanbieter frei wählen. Am 19. September 2025 hat der Bundesrat den überarbeiteten Entwurf des Gasversorgungsgesetzes (GasVG) in eine weitere Vernehmlassung geschickt, nachdem der ursprüngliche Entwurf von Herbst 2024 nach der Vernehmlassung umfangreiche Änderungen erfahren hatte. Das Gesetz sieht unter anderem den freien Marktzugang für alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher vor, regelt die Pflicht zur Einspeicherung von Gas für den Winter und schliesst institutionelle Lücken, indem es einen Marktgebietsverantwortlichen vorsieht, der das Transportnetz koordiniert und eine Regulierungsbehörde schafft. Seit Juni 2020 ist der Gasmarkt im Raum Luzern nach einem Entscheid der Wettbewerbskommission vollständig geöffnet (Quellen: OECD/IEA, 2025a / Bundesrat, 2025I / WEKO, 2020).

---

<sup>47</sup> Bis im Jahr 2024, welches die Zahlenbasis bildet, waren dies u.a. Unternehmen bestimmter Sektoren, die eine hohe Abgabebelastung im Verhältnis zu ihrer Wertschöpfung aufweisen und deren internationale Wettbewerbsfähigkeit dadurch stark beeinträchtigt würde; vgl. CO<sub>2</sub>-Verordnung, Anhang 7 (Tätigkeiten, die zur Abgabebefreiung mit Verminderungsverpflichtung berechtigen). Diese Unternehmen erhalten die CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Gesuch hin zurückerstattet. Grosse CO<sub>2</sub>-intensive Unternehmen nehmen am Emissionshandelssystem teil und sind (ebenfalls) von der CO<sub>2</sub>-Abgabe befreit.

## 6.2.2 Stromtarife und Komponenten für Haushalte und Unternehmen

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

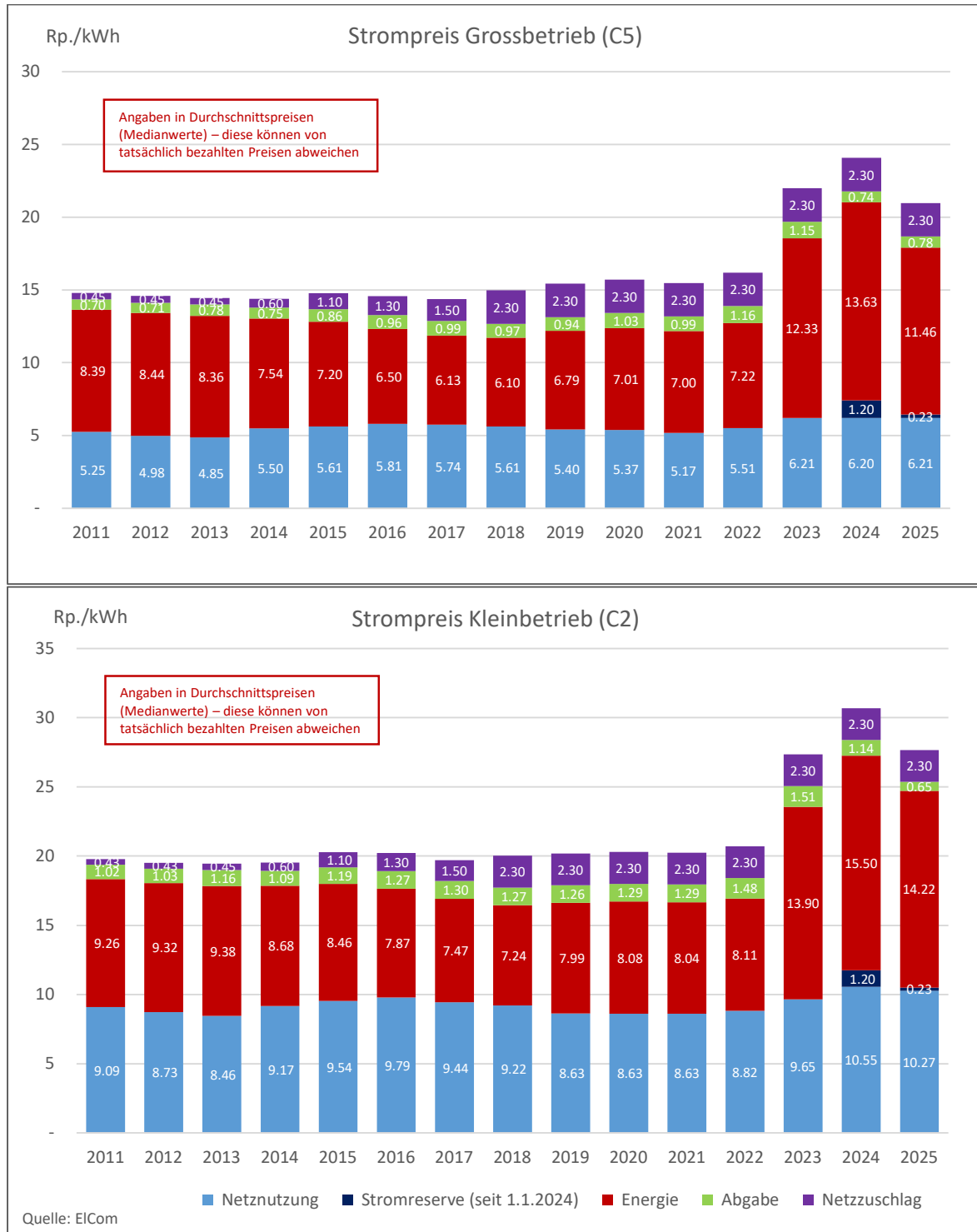


**Abbildung 39:** Entwicklung der Strompreiskomponenten für Haushalte (in Rp./kWh)

Abbildung 39 zeigt die Entwicklung des durchschnittlichen Strompreises und dessen Komponenten für das Konsumprofil H4 (ein Endverbrauch der Kategorie H4 entspricht einer 5-Zimmerwohnung ohne Elektroboiler mit einem Jahresverbrauch von 4500 kWh). 2025 sanken die Gesamttarife für die Haushalte gegenüber dem Vorjahr (-2,81 Rp./kWh)<sup>48</sup>. Die Netznutzungstarife stiegen nur leicht von 11,75 auf 11,95 Rp./kWh. Die Kosten für die Stromreserve sanken von 1,2 auf 0,23 Rp./kWh. Die Energiepreise sanken aufgrund der entspannteren Marktsituation von 15,56 auf 13,70 Rp./kWh. Die Abgaben an das Gemeinwesen blieben in Vergleich zum letzten Jahr relativ stabil. Die Netzbetreiber legen die Tarife jeweils bis Ende August für das kommende Jahr fest, diese sind anschliessend für ein Jahr fix. Steigen nun die Energiebeschaffungspreise unterjährig an, so kann der Netzbetreiber diese höheren Kosten erst in den Tarifen des darauffolgenden Jahres berücksichtigen<sup>49</sup>. Der Netzzuschlag, welcher u.a. zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien dient, blieb 2025 gleich wie im Vorjahr bei 2,3 Rp./kWh. Insgesamt sank der Strompreis für die Haushaltskunden per 1. Januar 2025 von 31,99 auf 29,18 Rp./kWh (Quelle: ECom, 2025b).

<sup>48</sup> Nach Berechnungen der ECom vom September 2025 sinken die schweizerischen Strompreise in der Grundversorgung für Haushalte für 2026, vgl. Medienmitteilung vom 9. September 2025 (die Netzbetreiber müssen die Tarife jeweils im Vorfeld für das kommende Jahr der ECom bekannt geben).

<sup>49</sup> Siehe dazu auch das Erklärvideo auf der Homepage der ECom: [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) > Die ECom > Kontakt > Häufige Fragen



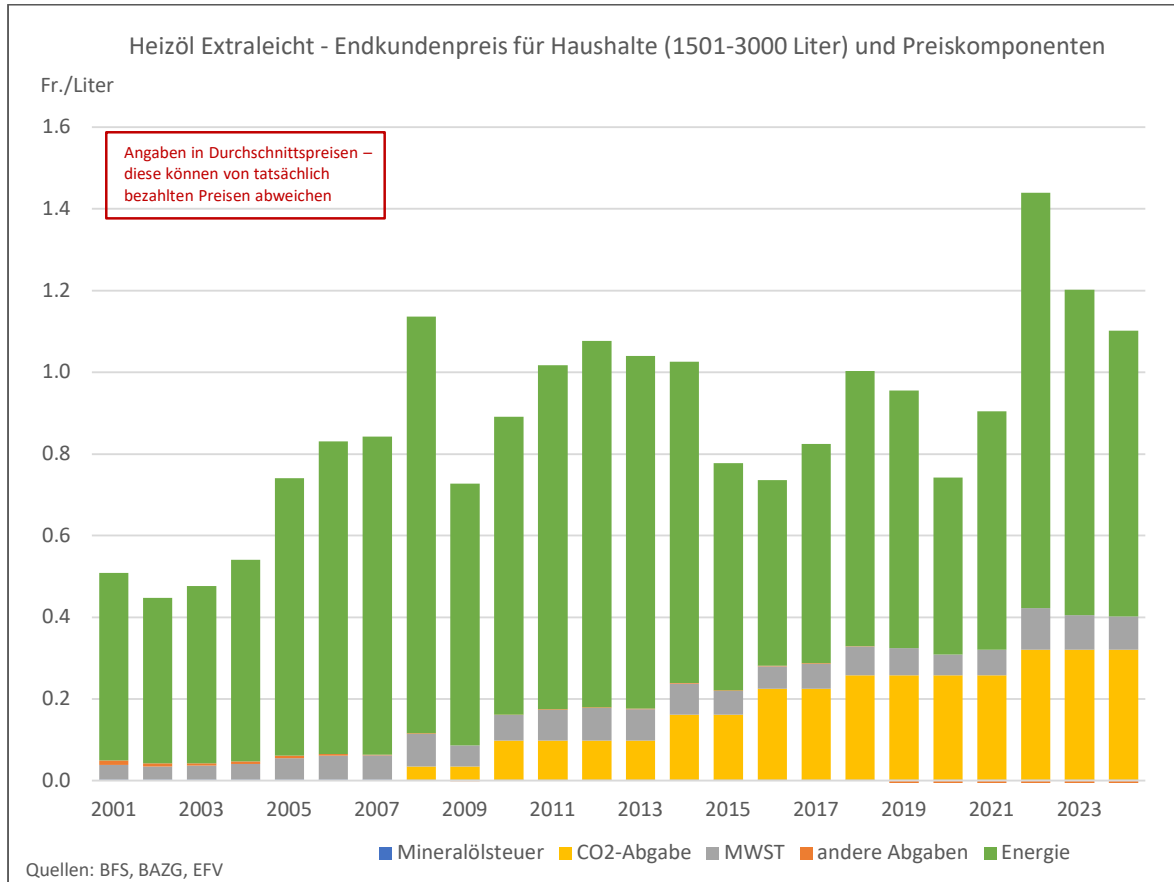
**Abbildung 40:** Entwicklung der Strompreiskomponenten für Industrie- und Gewerbetunden (in Rp./kWh)

Abbildung 40 zeigt die Entwicklung bei den **Industrie- und Gewerbetunden** in der Grundversorgung. Beim Industrieprofil C5 (Grossbetrieb mit einem Jahresverbrauch von 500'000 kWh) bleiben die Tarifkomponenten bis 2021 stabil und steigen 2022 leicht an. 2023 folgte aufgrund der angespannten Marktlage ein starker Tarifanstieg, der sich 2024 etwas weniger stark ausgeprägt fortsetzte. Bei den Kleinbetrieben C2 (Kleinbetrieb mit einem Jahresverbrauch von 30'000 kWh) sieht das Bild gleich aus. In der Summe ergeben sich im Jahr 2023 und 2024 für beide Profile stark steigende Stromtarife. 2025 sanken die Tarife für beide Profile

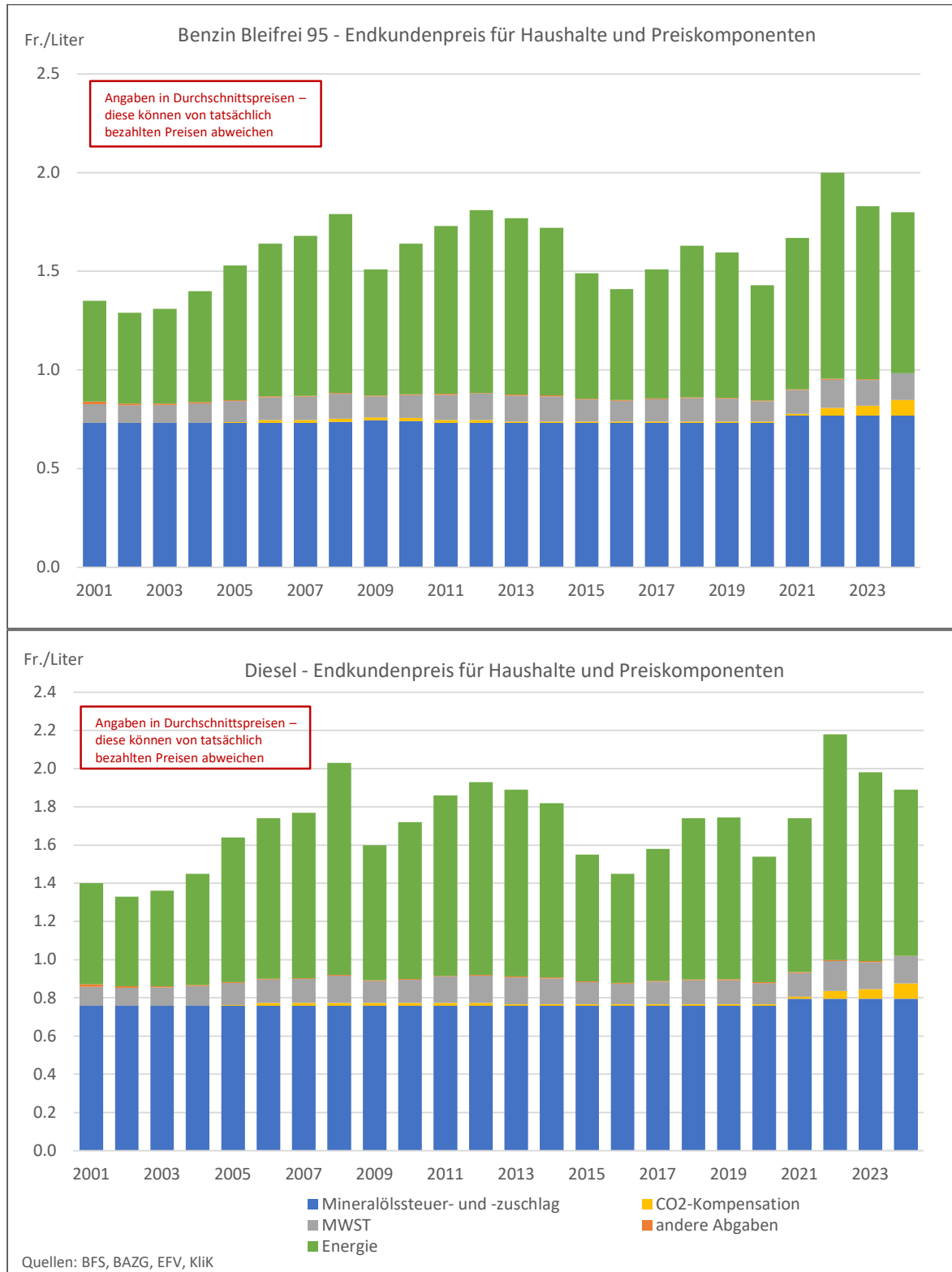
wieder. Dies aufgrund der entspannteren Marktlage bei der Energie und den tieferen Kosten für die Stromreserve. Hier gilt es zu beachten, dass die angegebenen Stromtarife für die Grossbetriebe (C5) nur für Stromkunden relevant sind, die sich nicht auf dem freien Markt versorgen. Die Energiepreise, welche von Kunden bezahlt werden, die im freien Markt ihren Strom beziehen, werden nicht durch die Elcom erhoben, auch wenn der Anteil jedes Jahr zunimmt. Im Jahr 2024 haben rund 66 Prozent der Grossverbraucher ihren Strom auf dem freien Markt beschafft. Sie konsumieren rund 82 Prozent der frei handelbaren Elektrizität. Zudem haben gewisse energieintensive Unternehmen zu bestimmten Bedingungen die Möglichkeit, sich den bezahlten Netzzuschlag teilweise oder vollumfänglich zurückerstatten zu lassen (Quellen: ElCom, 2025a+b / BFE, 2024b).

### 6.2.3 Entwicklung der Preise für Brenn- und Treibstoffe für Haushalte

Der Indikator zeigt die Entwicklung der Endkundenpreise für Heizöl, Benzin (Bleifrei 95) und Diesel sowie die Entwicklung der unterschiedlichen Preiskomponenten. Die Endkundenpreise setzen sich zusammen aus dem Anteil Energie (d.h. dem Mineralölprodukt), den Steuern und Abgaben (inkl. MWST und CO<sub>2</sub>-Abgabe) sowie der Kompensation der vom Verkehr verursachten Emissionen. Als «andere Abgaben» werden zudem die Pflichtlagerabgaben der Carbura und ein Fonds-Beitrag zusammen für Avenergy Suisse und Provisiogas erhoben. Für Mineralölprodukte existieren weltweite Grosshandelsmärkte. Die Preisschwankungen in der Schweiz sind im Wesentlichen auf die Wechselkursschwankungen (alle Mineralölprodukte werden importiert), Transportkosten, inländische Wettbewerbssituation und auf die Schwankungen der Weltmarktpreise zurückzuführen, welche von vielen Faktoren beeinflusst werden (u.a. gesteuerte Mengen durch Kartellsituation, geopolitische Lage in den Produktionsländern, Konjunkturlage, Temperatur, Markterwartungen).



**Abbildung 41:** Heizöl Extraleicht – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, Mengen 1501-3000 Liter, in Fr./l)



**Abbildung 42:** Benzin und Diesel – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, in Fr./Liter)

Nach einem turbulenten Jahr 2022 in Folge des russischen Angriffs auf die Ukraine haben sich die Energiemärkte 2023 und 2024 zunehmend erholt, was sich auf die Endkundenpreise der Erdölprodukte in der Schweiz niederschlug. Die Energiepreise auf den internationalen Märkten bewegen sich allerdings weiterhin auf einem höheren Niveau als in den Jahren vor 2022. Entsprechend führte die Komponente «Energie» im

Jahr 2023 zu leichten Preisrückgängen bei den Brenn- und Treibstoffen. Aufgrund des höheren Anteils der Energie am gesamten Preis fällt der Preisrückgang im Jahr 2024 gegenüber 2023 beim Heizöl mit gut 12 Prozent höher aus als bei den Treibstoffen (Benzin -3% und Diesel -9%). Die langfristige Entwicklung der Steuern und Abgaben<sup>50</sup> ist für Treib- und Brennstoffe unterschiedlich. Bei den **Treibstoffen** (s. *Abbildung 42*) ist diese Komponente deutlich höher und stabil. Die leichten Schwankungen sind hauptsächlich auf die Mehrwertsteuer zurückzuführen, welche als Anteil des Verkaufspreises erhoben wird und deshalb mit den Preisschwankungen des Produkts zeitlich übereinstimmt<sup>51</sup>. Bei den **Brennstoffen** trägt die CO<sub>2</sub>-Abgabe insbesondere beim Heizöl (s. *Abbildung 41*) mittlerweile einen substantziellen Teil zum Endkundenpreis bei. 2008 wurde die CO<sub>2</sub>-Abgabe auf fossilen Brennstoffen wie Heizöl und Erdgas eingeführt, als Massnahme zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Seither wurde die CO<sub>2</sub>-Abgabe schrittweise erhöht, da die vom Bundesrat festgelegten zweijährlichen Zwischenziele für die Emissionsverminderungen bei den fossilen Brennstoffen nicht erreicht wurden. Sie beträgt seit 2022 120 Franken pro Tonne CO<sub>2</sub> (umgerechnet 31,8 Rp./l.), womit das gesetzliche Maximum erreicht ist. Auf Treibstoffen wird keine CO<sub>2</sub>-Abgabe erhoben. Importeure fossiler Treibstoffe sind hingegen verpflichtet, einen Teil der durch den Verkehr verursachten Emissionen zu kompensieren<sup>52</sup>. Die Kompensationsgemeinschaft Stiftung Klimaschutz und CO<sub>2</sub>-Kompensation (KliK), auf welche 2024 fast alle Emissionen entfallen, verlangt von den ihr angeschlossenen Treibstoffimporteuren hierzu ein Entgelt, das seit dem 1. Januar 2024 8 Rappen pro Liter Treibstoff beträgt. Davon sollen 5 Rappen der Deckung sämtlicher Kosten dienen, welche der Stiftung im Zusammenhang mit der Erfüllung der Kompensationspflicht entstehen. Die übrigen drei Rappen werden gemäss Jahresbericht der Stiftung KliK erhoben, um bei allfälliger Nichterfüllung der Kompensationspflicht die anfallenden Sanktionskosten bezahlen zu können bzw. um das Eintreten des Sanktionsfalls abzuwenden. Das BAFU kann im Jahr 2026 prüfen, welcher Teil des KliK-Mitgliedsbeitrags effektiv an die Endkonsumenten weitergegeben wird. Im Zeitraum 2013 bis 2021 betrug die Kosten der Kompensationspflicht pro Liter abgesetzten Treibstoff rund 1 Rappen. Für die Versorgungssicherheit hat sich die Schweiz bei der IEA verpflichtet, ausreichend Lager zu halten, um für eine gewisse Zeit den Inlandverbrauch decken zu können. Um diese Lagerhaltung zu finanzieren, wird eine Abgabe erhoben. Diese wird mit einem Fonds-Beitrag von Avenergy Suisse und Provisiogas zusammen erhoben, die Beiträge sanken 2024 für Benzin auf 0 Rp./l., für Diesel auf 0,15 Rp./l. Für Heizöl wurde eine Rückerstattung von 2,5 Rp./l. bewilligt<sup>53</sup> (Quellen: BFS, 2025c / BAZG, 2025 / EFV, 2025 / KliK, 2025).

---

<sup>50</sup> Als Steuern und Abgaben betrachtet werden die Mehrwertsteuer, die Mineralölsteuer, der Mineralölsteuerzuschlag sowie staatlich verordnete und privat umgesetzte Pflichten zur Lagerhaltung sowie zur Kompensation der vom Verkehr verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen.

<sup>51</sup> Änderungen des Mehrwertsteuersatzes wie bspw. die Erhöhung um 0,4% per 1. Januar 2024 erklären auch einen kleinen Teil der Variationen.

<sup>52</sup> Gemäss Art. 28b ff des Bundesgesetzes über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen (CO<sub>2</sub>-Gesetz)

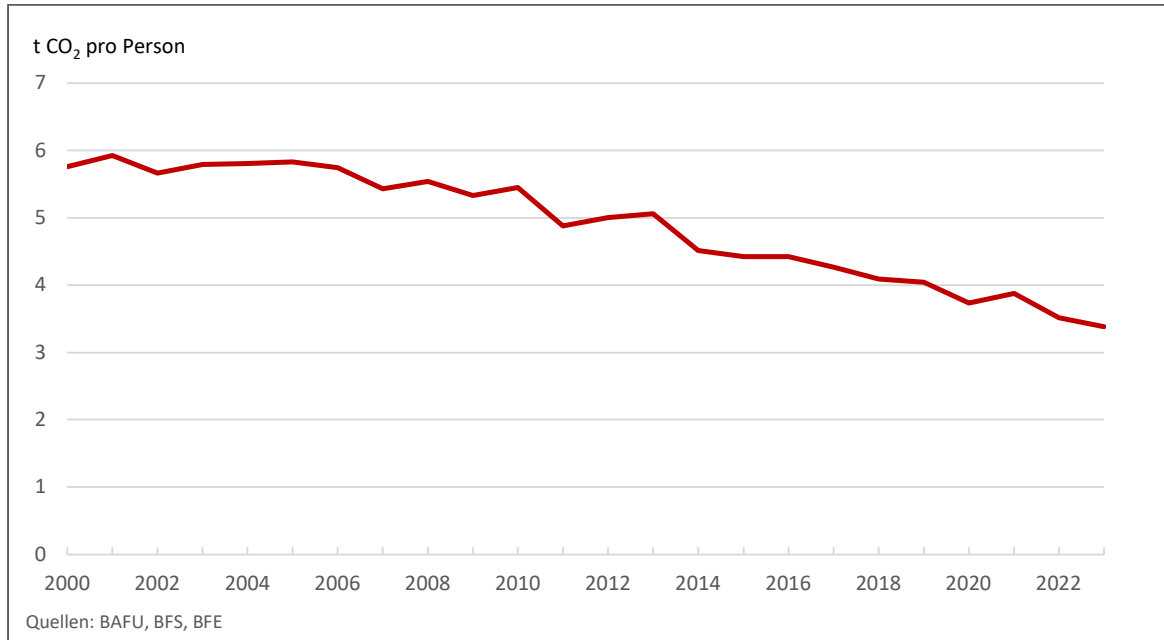
<sup>53</sup> Die 2018 begonnene Rückerstattung von Heizöl-Pflichtlagerbeiträgen wurde 2024 fortgesetzt. Das BWL bewilligte per 1. August eine Erhöhung der Rückerstattung von Heizölpflichtlagerbeiträgen auf neu 2,5 Rp. pro Liter Brennstoff (vgl. Geschäftsbericht Carburra 2024).

## 7 Themenfeld CO<sub>2</sub>-Emissionen

Zwischen Energie- und Klimapolitik besteht ein enger Zusammenhang, da rund drei Viertel der Treibhausgasemissionen in der Schweiz durch die Nutzung fossiler Energieträger verursacht werden. Die Energiestrategie 2050 leistet einen Beitrag zur Reduktion des Verbrauchs fossiler Energien und damit der energiebedingten Treibhausgasemissionen. Damit unterstützt sie die Erreichung der Ziele der Klimapolitik gemäss Bundesgesetz über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen (CO<sub>2</sub>-Gesetz) sowie gemäss Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG) (Bundesrat, 2019b+2021a+2022f / Bundesblatt, 2022+2024). Das anteilmässig bedeutendste Treibhausgas ist Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), welches vor allem bei der Verbrennung von fossilen Brenn- und Treibstoffen (Heizöl, Erdgas, Benzin, Diesel) entsteht. Das jährliche Monitoring verfolgt daher, wie sich die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Person insgesamt und in den einzelnen Sektoren sowie in Bezug zu anderen Grössen entwickeln. Wichtigste Quelle für die Indikatoren ist das Treibhausgasinventar der Schweiz, welches das Bundesamt für Umwelt (BAFU) jährlich nach den Vorgaben der UNO-Klimarahmenkonvention erstellt. Das Treibhausgasinventar wird jeweils im Frühling auf Basis der Daten des vorletzten Jahres aktualisiert. Die Angaben in den folgenden Grafiken decken demnach den Zeitraum bis und mit 2023 ab.

### 7.1 Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Person und Jahr

Die Energieperspektiven 2050+ zeigen auf, wie die Schweiz ihre Energieversorgung bis 2050 im Einklang mit dem Netto-Null-Ziel gemäss KIG umbauen kann (Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020). Diesem Zielwert müssen auch die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen folgen. In einer Netto-Null-Welt, in der bis 2050 alle vermeidbaren Emissionen eliminiert werden müssen, fallen gemäss Energieperspektiven 2050+ pro Person noch energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen von rund 0,4 Tonnen an.



**Abbildung 43:** Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Person und Jahr (in t CO<sub>2</sub> pro Person)<sup>54</sup>

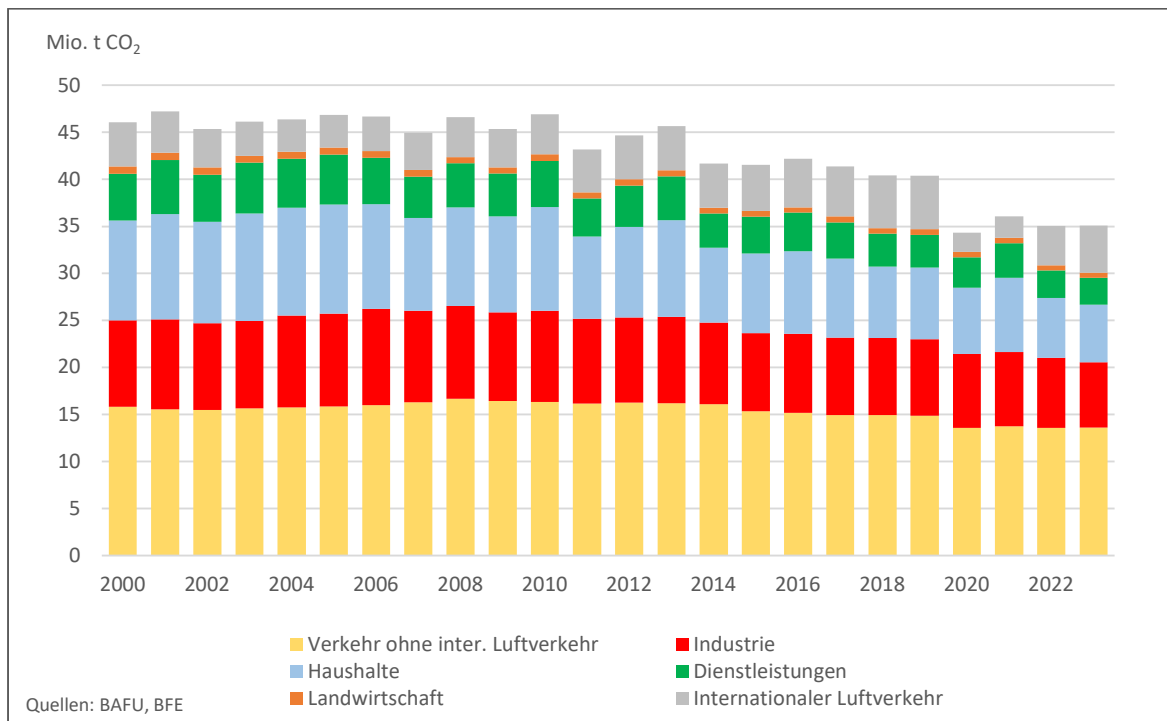
Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Person nehmen in der Schweiz seit dem Jahr 2000 kontinuierlich ab, wie *Abbildung 43* zeigt. Während die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen insgesamt seit 2000 ge-

<sup>54</sup> Abgrenzung gemäss CO<sub>2</sub>-Gesetz (ohne internationalen Flugverkehr, inklusive statistische Differenz). Nicht witterungsbereinigt.

sunken sind (vgl. nachfolgende Abbildung 44), ist die Bevölkerung im gleichen Zeitraum stetig gewachsen. Es findet somit eine zunehmende Entkopplung von Bevölkerungswachstum und energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen statt. 2023 lagen die inländischen Pro-Kopf-Emissionen bei rund 3,4 Tonnen und damit 41 Prozent unter dem Wert des Jahres 2000 (5,8 Tonnen)<sup>55</sup>. 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 Klimaziel von Netto-Null bis 2050 erreicht werden kann, müssen die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Person jedoch stärker sinken als bisher (Quellen: BAFU, 2025 / BFS, 2025a / BFE, 2025a).

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

Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen entstehen bei der Nutzung fossiler Brenn- und Treibstoffe. Die nachfolgende Abbildung zeigt diese energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen insgesamt sowie aufgeschlüsselt nach Verbrauchersektoren.



**Abbildung 44:** Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO<sub>2</sub>)

Die gesamten energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen (s. *Abbildung 44*; inkl. internationaler Luftverkehr) betragen 2023 35,1 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>. Sie lagen damit knapp 24 Prozent tiefer als im Jahr 2000.

- **Verkehr:** Der grösste Anteil entfällt auf den Verkehr (Anteil 2023: 39%; ohne internationalen Flugverkehr), wo die Emissionen zu einem grossen Teil durch den motorisierten Strassenverkehr verursacht werden<sup>56</sup>. Zwischen 2000 und 2023 sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verkehrssektor um knapp 2 Mio. Tonnen gesunken. Die Emissionen des internationalen Luftverkehrs sind nach einem Rückgang zu Beginn des Jahrtausends seit 2005 stetig angestiegen und betragen 2019 5,7 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>. Aufgrund der Covid-19-Pandemie sind diese Emissionen 2020 stark eingebrochen, und lagen auch 2022

<sup>55</sup> Zum Vergleich: Der inländische Ausstoss pro Person aller Treibhausgase betrug 2023 rund 4,6 Tonnen. Gegenüber dem Wert von 2000 (7,6 Tonnen) entspricht dies einer Abnahme um rund 39 Prozent. Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Person sind also prozentual leicht stärker gesunken als die Treibhausgase insgesamt.

<sup>56</sup> Das BFE weist in gewissen Publikationen jeweils den Anteil des Verkehrs an den gesamten Treibhausgasemissionen aus. Dieser Anteil beträgt aktuell ein Drittel (33%).

mit 4,2 Mio. Tonnen und 2023 mit 5 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> (Anteil von 14 Prozent) noch unter den vorherigen Werten<sup>57</sup>.

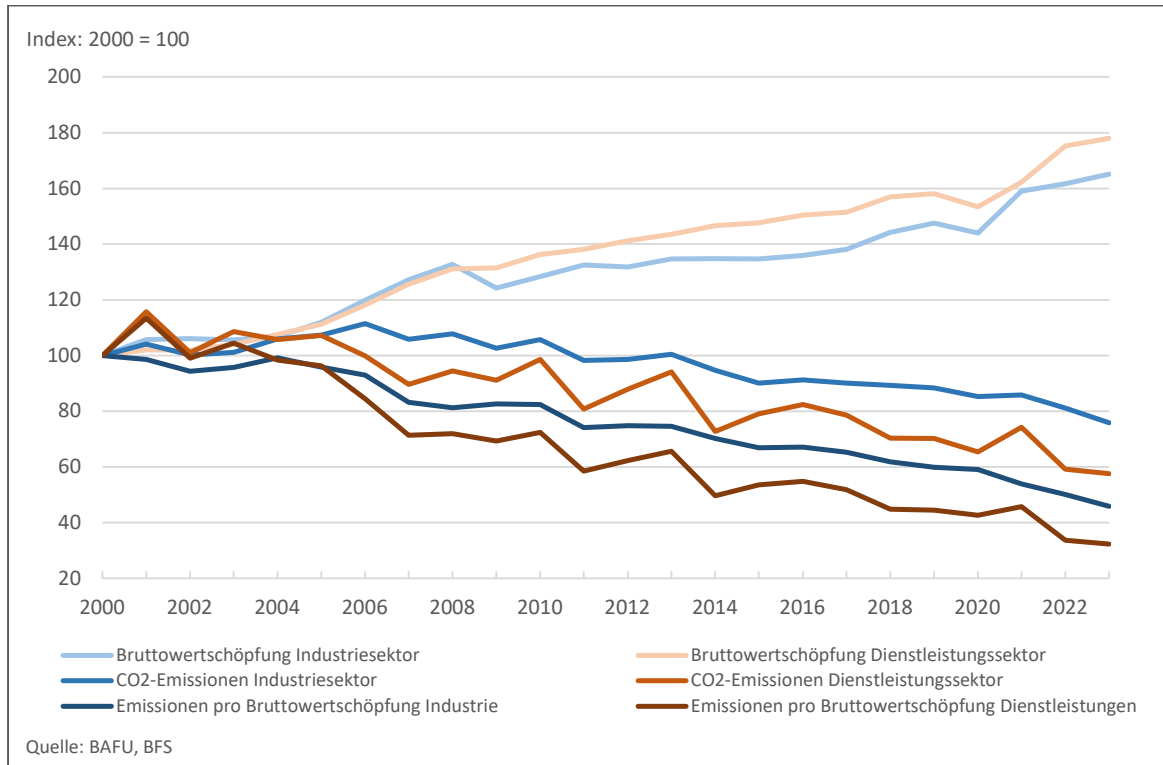
- **Industrie:** In der Industrie (Anteil 2023: 20%) entstehen die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen vor allem durch die Produktion von Gütern und zu einem kleineren Teil durch die Beheizung von Gebäuden. Seit 2000 ist eine leichte Abnahme zu verzeichnen, was unter anderem auf die gute Wirksamkeit der getroffenen Massnahmen, Effizienzsteigerungen sowie auf eine Entkopplung von industrieller Produktion und CO<sub>2</sub>-Ausstoss hinweist. Die Schwankungen im zeitlichen Verlauf sind primär konjunktur- und witterungsbedingt.
- **Haushalte:** Bei den Haushalten (Anteil 2023: 17%) 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. Weil aber nach wie vor viele fossile Heizsysteme in Betrieb sind, sind die jährlichen Emissionen stark von der Witterung abhängig. In Jahren mit kalten Wintern sind die Emissionen höher, in Jahren mit warmen Wintern tiefer.
- **Dienstleistungen:** Ähnliches gilt für den Sektor *Dienstleistungen* (Anteil 2023: 8%). Auch hier sind die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen seit 2000 leicht rückläufig, weisen aber sichtbare witterungsbedingte Schwankungen auf.
- **Landwirtschaft:** In der Landwirtschaft schliesslich sind die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen seit 2000 ebenfalls leicht gesunken. Ihr Anteil an den gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen ist sehr gering (Anteil 2023: 2%). Bedeutend sind in der Landwirtschaft nicht die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen, sondern vor allem Methan und Stickstoffdioxid.

Insgesamt haben sich die Anteile der einzelnen Sektoren an den gesamten energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen seit 2000 nur in geringem Ausmass verändert. Der Beitrag des Verkehrssektors (ohne internationalen Luftverkehr) hat sich erhöht (von 34% auf 39%), während der Beitrag der Haushalte gesunken ist (von 23% auf 17%) (Quellen: BAFU, 2025 / BFE, 2025a).

---

<sup>57</sup> Der internationale Flugverkehr wird in der nationalen 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 12%. Innerhalb des Verkehrssektor läge der Anteil an flugbedingten Emissionen bei 37,6%.

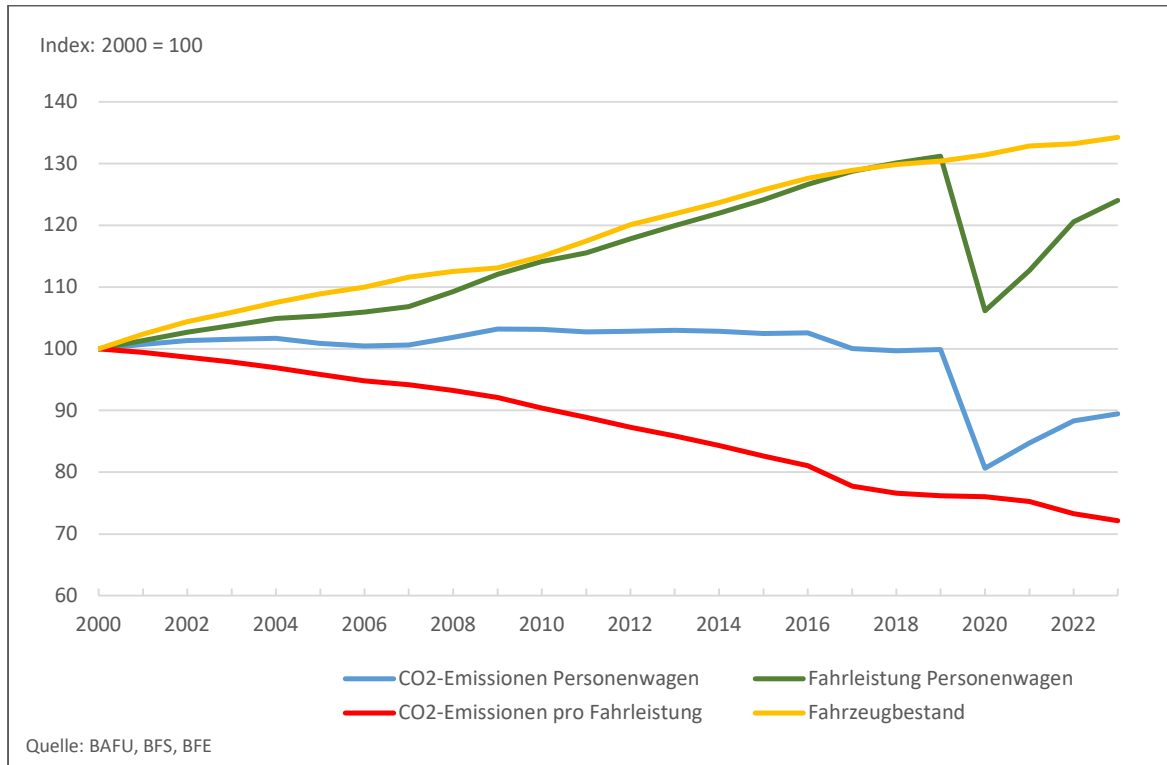
### 7.3 Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen Industrie und Dienstleistungen



**Abbildung 45:** Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen Industrie und Dienstleistungen pro Bruttowertschöpfung (indexiert)

*Abbildung 45* zeigt die indexierte Entwicklung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Sektoren Industrie und Dienstleistungen sowie deren Relation zur Bruttowertschöpfung auf. Sie verdeutlicht die zunehmende Entkoppelung von Wertschöpfung und CO<sub>2</sub>-Emissionen, sowohl in der Industrie als auch im Dienstleistungssektor. Während die Bruttowertschöpfung in beiden Sektoren seit 2000 deutlich angestiegen ist, sind die Emissionen in beiden Sektoren zurückgegangen. Die Wertschöpfung ist heute im Vergleich zu 2000 also spürbar weniger CO<sub>2</sub>-intensiv. Einen wichtigen Beitrag dazu dürfte nicht zuletzt die CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Brennstoffen (inkl. Verminderungsverpflichtungen für abgabebefreite Unternehmen) geleistet haben, die 2008 eingeführt und bis 2022 schrittweise erhöht wurde. Dies hat eine Evaluation der bisherigen Wirkung der Abgabe bestätigt. Die jährlichen Schwankungen sind wie erwähnt in erster Linie durch die Witterung und die Konjunktur bedingt (Quellen: BAFU, 2025 / BFS, 2025b / Ecoplan, 2017 / Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

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



**Abbildung 46:** Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen der Personenwagen in Relation zu Fahrzeugbestand und Fahrleistung (indiziert)

Abbildung 46 zeigt die Entwicklung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen von Personenwagen in Relation zum Fahrzeugbestand und der Fahrleistung (Fahrleistung als gesamthaft von allen PW zurückgelegten Wegstrecken, gemessen in Mio. Fahrzeugkilometern). Die Grafik zeigt, dass sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Personenwagen mittlerweile deutlich unter dem Niveau des Jahres 2000 befinden. Gleichzeitig sind sowohl der Fahrzeugbestand wie auch die Fahrleistung bis 2019 weiter angestiegen. Der Einfluss der Covid-19-Pandemie auf die Fahrleistungen in den Jahren 2020 und 2021 ist gut sichtbar, während der Fahrzeugbestand auch in diesem Zeitraum kontinuierlich gestiegen ist.

Die Emissionen pro Fahrleistung (d.h. die Emissionen pro Fahrzeugkilometer) haben seit 2000 abgenommen, was auf verbesserte Effizienz (weniger CO<sub>2</sub>-Emissionen pro gefahrenem Kilometer) zurückzuführen ist. Die Emissionsvorschriften für neue Personenwagen<sup>58</sup>, der technologische Fortschritt und die Verbreitung der Elektromobilität (die keine direkten Emissionen verursacht) sollten dazu beitragen, dass sich dieser abnehmende Trend fortsetzt. Insgesamt betragen die Emissionen der Personenwagen im Jahr 2023 rund 10,14 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> und damit rund 2,1 Millionen Tonnen weniger als im Jahr 2000. Die Zunahmen von Fahrzeugbestand und Fahrleistungen haben somit die erzielten Effizienzfortschritte zu einem gewissen Teil

<sup>58</sup> Analog zur EU hat die Schweiz per Juli 2012 CO<sub>2</sub>-Emissionsvorschriften für neue Personenwagen eingeführt. Seit 2021 werden für den Vollzug der Emissionsvorschriften die Verbrauchs- und CO<sub>2</sub>-Emissionswerte gemäss dem WLTP-Messverfahren (World Light Vehicles Test Procedure) verwendet. Die WLTP-Werte sind durchschnittlich über 20% höher – und damit realistischer – als die bis 2020 verwendeten Daten gemäss dem NEFZ-Messverfahren (Neuer Europäischer Fahrzyklus). Mit der Umstellung auf das WLTP-Messverfahren wurden auch die CO<sub>2</sub>-Zielwerte angepasst: Für PW von 95 auf 118 Gramm pro Kilometer, für leichte Nutzfahrzeuge von 147 auf 186 Gramm pro Kilometer. Die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen der neuen Personenwagen lagen 2024 mit 113,9 Gramm CO<sub>2</sub>/km leicht höher als im Vorjahr und unterschritten damit nach 2023 zum zweiten Mal den Zielwert nach CO<sub>2</sub>-Gesetz. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der neu zugelassenen Lieferwagen und leichten Sattelschlepper lagen mit 192,4 Gramm CO<sub>2</sub>/km über dem Zielwert (BFE 2025f). Mit dem neuen CO<sub>2</sub>-Gesetz, das am 1.1.2025 in Kraft getreten ist, wurden die Zielwerte für Neuwagen gegenüber den Vorjahren verschärft. Personenwagen dürfen im Durchschnitt maximal 93,2 Gramm CO<sub>2</sub>/km ausstossen, erstmals zugelassene Lieferwagen und leichte Sattelschlepper maximal 153,9 CO<sub>2</sub>/km (Bundesblatt 2024).

kompensiert. Der Anteil der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Personenwagen an den gesamten Verkehrsemissionen (ohne internationalen Flugverkehr) liegt aktuell bei über 75 Prozent (Quelle: BAFU, 2025).

## 7.5 Weitere Umweltauswirkungen

Die Umweltdimension der Energieversorgung ist in Energieartikel 89 der Bundesverfassung sowie in Artikel 1 des Energiegesetzes verankert, wonach eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung sowie ein sparsamer und rationeller Energieverbrauch anzustreben sind. Die Treibhausgasemissionen im Allgemeinen und die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen im Speziellen sind zentrale Indikatoren zur Beurteilung der Umweltauswirkungen der Energieversorgung und der Energiestrategie 2050. Darüber hinaus haben die Energieversorgung und die Massnahmen der Energiestrategie 2050 weitere umweltrelevante Auswirkungen, beispielsweise auf die Gewässer, die Landnutzung, die Biodiversität oder die Landschaft.

Diese weiteren Umweltaspekte sind insbesondere deshalb von Bedeutung, weil es mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien zu einer weiteren Akzentverschiebung zu Gunsten der erneuerbaren Energien und damit des Ausbaus entsprechender Anlagen kommen und gleichzeitig den Umweltschutz- und Gewässerschutzinteressen genügend Rechnung getragen werden soll. In den genannten Umweltbereichen fehlen indes oft aussagekräftige quantitative Indikatoren, die eine regelmässige Verfolgung der entsprechenden Auswirkungen ermöglichen würden. Wenn Indikatoren vorhanden sind, lassen sich in den wenigsten Fällen direkte Bezüge zur Energiestrategie 2050 herstellen<sup>59</sup>. Die Auswirkungen in den genannten Bereichen müssen daher gezielt und für ausgewählte Einzelfälle oder Projekte betrachtet werden. Dazu sind vertiefte Analysen nötig, die im Rahmen des jährlichen Monitorings nicht geleistet werden können (vgl. dazu die Diskussion der Umweltauswirkungen im Rahmen der fünfjährigen Berichterstattung des Monitorings)<sup>60</sup>.

---

<sup>59</sup> Das Bundesamt für Umwelt erhebt und verfolgt diverse Umweltindikatoren. Eine [Übersicht](#) findet sich auf der Webseite des BAFU.

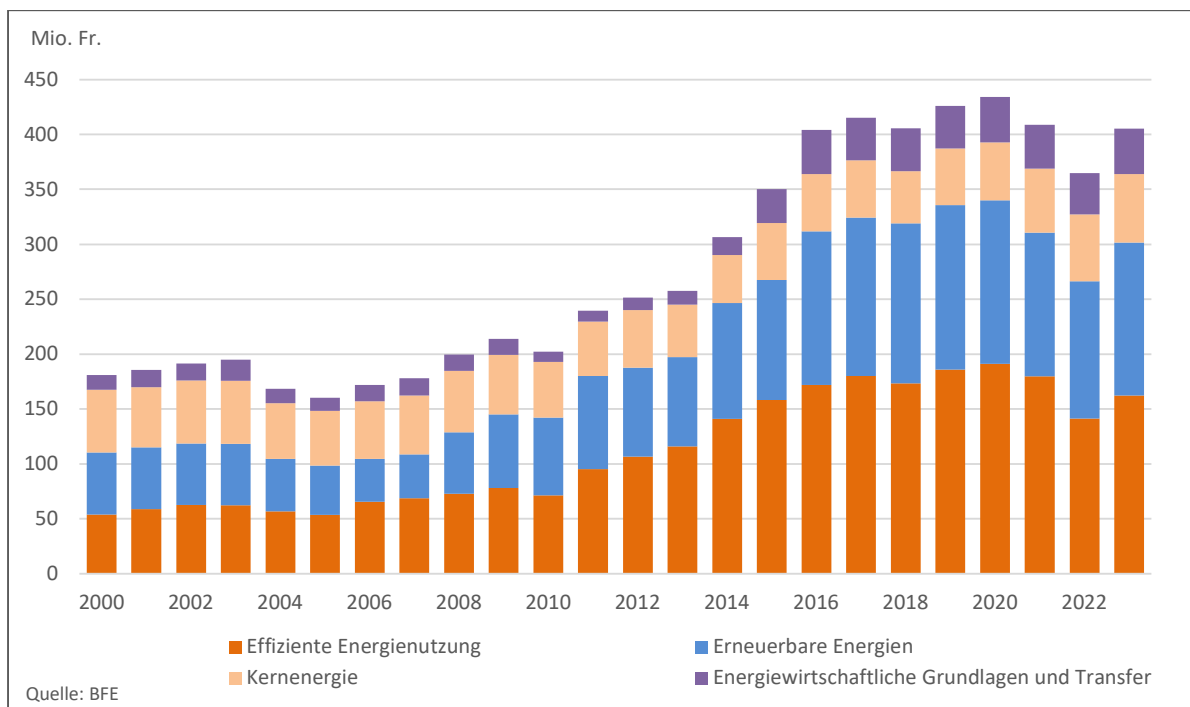
<sup>60</sup> Bundesrat 2022c: Energiestrategie 2050, Fünfjährliche Berichterstattung im Rahmen des Monitorings, Kapitel 7.

## 8 Themenfeld Forschung und Technologie

Die langfristigen Ziele der Energiestrategie 2050 setzen weitere technologische Entwicklungen voraus. Um diese gezielt anzukurbeln, werden in der Schweiz Ressourcen für die Energieforschung bereitgestellt. Fortschritte in den Bereichen Forschung und Technologie lassen sich in aller Regel nicht mit Indikatoren messen. Das jährliche Monitoring fokussiert deshalb auf die Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung als Indikator für die Anstrengungen in der Energieforschung. Im Weiteren wird auf laufende Forschungsaktivitäten und -programme verwiesen.

### 8.1 Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung

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



**Abbildung 47:** Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real)<sup>61</sup>

Von 2005 bis 2020 haben die öffentlichen Mittel für die Energieforschung kontinuierlich zugenommen, wie *Abbildung 47* zeigt. Vor allem seit 2014 ist im Rahmen der Energiestrategie 2050 und dem Aktionsplan «Koordinierte Energieforschung Schweiz» eine deutliche Zunahme festzustellen. Stark zum Ausbau beigetragen haben der Aufbau und die Etablierung der nationalen Kompetenzzentren in der Energieforschung

<sup>61</sup> Die Ausgaben umfassen auch einen Anteil am Overhead (indirekte Forschungskosten) der Forschungsinstitutionen.

(SCCER) durch die Innosuisse, die nationalen Forschungsprogramme im Energiebereich (NFP 70 und 71)<sup>62</sup> des Schweizer Nationalfonds sowie ein gezielter Ausbau der Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte des BFE. 2023 betrug die Aufwendungen der öffentlichen Hand real knapp 406 Mio. Franken (2022: 365 Mio. Franken). Der Rückgang 2022 ist auf das Auslaufen des Förderprogrammes Energie (SCCER) per Ende 2020 zurückzuführen. 2023 ist das Niveau von 2021 wieder erreicht worden. Dies hat verschiedene Gründe wie Schwankungen der Teilnahme an den EU-Rahmenprogrammen, die Ausschreibungen der Flagship Initiative der Innosuisse, die in den Jahren 2021 und 2023 auch energierelevante Themen enthielten, sowie die Zunahme der ausbezahlten Mittel im Rahmen des Förderprogramms SWEET (*siehe unten*).

Den Schwerpunkten der Energiestrategie 2050 entsprechend fliesst der grösste Teil der Ausgaben in die Forschungsgebiete *Effiziente Energienutzung* (Anteil 2023: 39,9%) und *Erneuerbare Energien* (Anteil 2023: 34,3%). Die absoluten Ausgaben für das Forschungsgebiet *Kernenergie (Kernspaltung/Fission und Kernfusion)* sind seit 2004 stabil, ihr Anteil an den Gesamtausgaben ist gegenüber dem Vorjahr leicht gefallen und betrug 2023 15,4 Prozent (2022 16,6%). Der Anteil des Forschungsgebiets *Energiewirtschaftliche Grundlagen* lag bei 10,2 Prozent (Quelle: BFE, 2024c+2025d).

## 8.2 Forschungsaktivitäten und -programme im Bereich Energie

Das BFE hat im Mai 2024 die *siebte Ausschreibung*<sup>63</sup> innerhalb des **Energieforschungsprogramms SWEET (Swiss Energy Research for the Energy Transition)** zusammen mit dem BAFU gestartet. Im Zentrum dieser Ausschreibung stand das Thema «Addressing Hard-To-Abate Emissions to Reach the Net-Zero Target of Switzerland». Das Gesamtbudget beträgt 21,5 Mio. Franken. Um das Schweizer Netto-Null Klimaziel bis 2050 zu erreichen, müssen die Treibhausgasemissionen in allen Sektoren so weit wie möglich gesenkt werden. In der Industrie - insbesondere in der Zementindustrie und in Kehrrechtverbrennungsanlagen - und in der Landwirtschaft werden jedoch Emissionen übrigbleiben, die nur schwer vermeidbar sind. Diese können durch «Carbon Capture and Storage (CCS)» reduziert und mit Negativemissionstechnologien (NET) aus der Atmosphäre entfernt werden. Wie dies konkret gelingen kann, untersucht das Konsortium «ACHIEVE» unter Federführung der Empa während den nächsten 6 bis 8 Jahren.

Bei der *sechsten Ausschreibung* mit einem Gesamtbudget von 8 Mio. Franken standen kritische Infrastrukturen wie Kraftwerke, Stauanlagen oder das Stromnetz im Fokus. Im Rahmen der Forschungsarbeiten soll der Einfluss der Transformation der Energieversorgung auf die kritischen Infrastrukturen analysiert und die Verwundbarkeit des Energiesystems gegenüber technischen, natürlichen und gesellschaftlichen Gefahren untersucht werden. Gefahren, die durch den Klimawandel beeinflusst werden, sind dabei von besonderem Interesse. Die Ausschreibung erfolgte in Zusammenarbeit mit dem National Center for Climate Services (NCCS). Das von der ETH Zürich geleitete Konsortium RECIPE (Resilient Infrastructure for the Swiss Energy Transition) hat im August 2024 den Zuschlag erhalten.

Die Leitthemen der *vierten und fünften Ausschreibungen* von März und September 2022 lauteten «Co-Evolution of the Swiss Energy System and Swiss Society and its Representation in Coordinated Simulations» (Gesamtbudget: 10 Mio. Franken) und «Sustainable Fuels and Platform Chemicals» (Gesamtbudget: 15 Mio. Franken). Das von der Universität Basel geleitete Konsortium «CoSi» (Co-Evolution and Coordinated Simulation of the Swiss Energy System and Swiss Society) erhielt den Zuschlag für die Forschungsarbeiten zum Thema Ko-Evolution, das von der Empa geleitete Konsortium reFuel.ch für diejenigen zum Thema Sustainable Fuels.

SWEET führt rollend Ausschreibungen für Konsortialprojekte durch. Die letzten Projekte werden 2032 abgeschlossen sein. Gefördert werden ausschliesslich Konsortialprojekte, die zentrale Forschungsthemen der Energiestrategie 2050 umfassend bearbeiten. Schwerpunkt von SWEET ist die lösungsorientierte Forschung und die Demonstration der erzielten Ergebnisse. Die Programmleitung liegt beim BFE. Seit dem

<sup>62</sup> [Programme | Nationales Forschungsprogramm Energie](#)

<sup>63</sup> Ein Überblick über alle bisherigen Ausschreibungen ist auf der Webseite des BFE zu finden: [Überblick Ausschreibungen \(admin.ch\)](#).



davon aus, dass der Neubau von Kernkraftwerken nicht ohne staatliche Unterstützung gelingen kann. Gleichzeitig hat das BFE eine Notiz zum Langzeitbetrieb der schweizerischen Kernkraftwerke publiziert<sup>69</sup>. Demnach planen die Betreiber der Schweizer Kernkraftwerke aktuell mit einem Langzeitbetrieb von bis zu 60 Jahren. Nach Einschätzung des BFE scheint diese Planung robust zu sein, so dass die jeweiligen Kernkraftwerke voraussichtlich 60 Jahre betrieben werden können. Auch sollten die dafür notwendigen Investitionen angesichts der aktuellen und absehbaren Marktpreise für Strom innerhalb der restlichen Betriebsdauer amortisiert werden können.

**International** spielt die Zusammenarbeit mit der IEA eine besondere Rolle. Die Schweiz beteiligt sich über das BFE an über 20 von rund 40 Forschungsprogrammen der IEA (Technology Collaboration Programmes TCP<sup>70</sup>). Auf europäischer Ebene wirkt die Schweiz über das Staatssekretariat für Bildung, Forschung und Innovation (SBFI) im Rahmen der Möglichkeiten in den Rahmenprogrammen für Forschung und Innovation (RPFI) der EU mit. Das BFE trägt zur Gestaltung und Weiterentwicklung der Energieforschung auf europäischer Ebene bei, namentlich im Europäischen Strategieplan für Energietechnologie (SET-Plan, nicht Teil der RPFI), und in kofinanzierten Partnerschaften der europäischen Rahmenprogramme. Die Schweiz ist seit dem 1. Januar 2025 beim Horizon-Paket 2021-2027 in einer Übergangsregelung; der aktuelle Stand ist auf der Webseite des SBFI<sup>71</sup> einsehbar. Damit ist Akteuren aus Forschung und Innovation in der Schweiz die Teilnahme und Leitung von Projekten in fast allen Ausschreibungen des European Research Council wieder möglich. Die raschestmögliche, vollständige Assoziierung der Schweiz am Horizon-Paket bleibt das erklärte Ziel des Bundesrates (Quelle: BFE, 2025d / SBFI, 2025).

---

<sup>69</sup> [Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken.pdf](#)

<sup>70</sup> [www.energieforschung.ch](http://www.energieforschung.ch) > Internationale Zusammenarbeit

<sup>71</sup> [Horizon-Paket 2021–2027](#)

## 9 Themenfeld Internationales Umfeld

Das internationale Umfeld ist für die Schweiz bedeutend, weil sie eng in die internationalen Energiemärkte eingebunden und auf Energieimporte – insbesondere im fossilen Bereich – angewiesen ist. Auf regulatorischer Ebene sind die Weiterentwicklungen des Rechtsrahmens in Europa zentral. Eine wichtige Rolle spielen zudem die internationalen Klimaschutzbestrebungen. Das jährliche Monitoring fokussiert auf einen deskriptiven Überblick wesentlicher Entwicklungen.

### 9.1 Entwicklung der globalen Energiemärkte

**Erdöl:** Die weltweite Erdölproduktion ist im Jahr 2024 weiter gestiegen. Sie lag laut US-Energieinformationsbehörde (EIA) weltweit durchschnittlich bei 102,62 Millionen Barrel pro Tag. Für 2025 wird ein weiterer Anstieg auf 104,66 Millionen Barrel pro Tag prognostiziert. Diese Zunahme ist insbesondere auf eine steigende Produktion ausserhalb der OPEC+-Staaten<sup>72</sup> zurückzuführen, wobei die USA massgeblich dazu beitrug und 2024 mit über 13,4 Millionen Barrels pro Tag ein neues Rekordniveau erreicht haben. Für 2025 wird ein weiterer leichter Anstieg der US-Produktion erwartet. Auch andere Nicht-OPEC+-Länder, wie Brasilien und Norwegen, verzeichneten steigende Fördermengen. Die OPEC+ hat ihre Produktionskürzungen, die 2023 verlängert wurden, im Jahr 2024 teilweise beibehalten. Sie steht aber 2025 vor einer Ausweitung der Produktion, vor allem, falls die Ölpreise niedrig bleiben. Insgesamt führt das stärkere Wachstum der Produktion insbesondere in Nicht-OPEC+-Ländern zu einem Angebotsüberschuss auf dem Ölmarkt im Jahr 2025, da das weltweite Nachfragewachstum schwächer ausfällt als in den Erholungsjahren nach der Covid-19-Pandemie. Die globale Nachfrage war 2024 so hoch wie noch nie zuvor. Verschiedene Faktoren haben 2024 die Nachfrage bestimmt. Das Wirtschaftswachstum blieb global moderat, was sich ebenso dämpfend auf den Ölpreis auswirkte wie das grössere Angebot aufgrund höherer Fördermengen in den Nicht-OPEC-Ländern. Die Nachfrage wird weiterhin von nicht-OECD-Staaten angetrieben. Indien wird laut der Internationalen Energieagentur (IEA) massgeblich zur weltweiten Nachfragesteigerung beitragen und ist für etwa ein Viertel des globalen Nachfragewachstums 2024/25 verantwortlich. In Indien wird insbesondere mehr Treibstoff benötigt, während in den etablierten Märkten (u.a. China, EU, Japan) der zunehmende Anteil von Elektrofahrzeugen und Massnahmen zur Energieeffizienz den Ölverbrauch begrenzen, sodass der Nachfragerückgang dort die Zuwächse in Schwellenländern teilweise ausgleicht.

**Erdgas:** Die weltweite Erdgasproduktion entwickelte sich 2024 weitgehend stabil. In den USA verzeichnete die Produktion seit 2020 erstmals einen Rückgang, insbesondere wegen reduzierter Bohraktivitäten im Zuge niedriger Gaspreise. Die Erdgaspreise sind global in den letzten beiden Jahren, nach dem Allzeithoch 2022, wieder gesunken. Der internationale Erdgasmarkt bleibt aber volatil, vor allem durch geopolitische Unsicherheiten. Diese lösten aber weder einen generellen globalen Schub noch einen Einbruch bei der Produktion zwischen 2024 und 2025 aus. Die globale Nachfrage nach Erdgas hat sich gemäss vorläufigen Daten der IEA 2024 um 2,8 Prozent erhöht. 40 Prozent des zusätzlichen Gasbedarfs entfielen auf Asien, insbesondere China und Indien. Nur geringfügig höher fiel die Erdgasnachfrage in den USA und in Europa aus. Gemäss Daten der IEA werden bis 2030 voraussichtlich zusätzliche LNG-Exportkapazitäten von 300 Mrd. Kubikmeter (bcm) in Betrieb gehen, was zu einem Anstieg des weltweit verfügbaren LNG-Angebots um 50% führen wird.

**Kohle:** Die globale Kohleproduktion ist 2024 auf einen Höchststand von über 9 Milliarden Tonnen gestiegen. Der wesentliche Treiber dieses Wachstums war vor allem China, das weiterhin knapp über die Hälfte der weltweiten Kohle fördert, sowie Indien, wo die Produktion ebenfalls stark zunahm. In Industrieländern wie den USA und in Europa hingegen ging sowohl die Produktion als auch der Verbrauch deutlich zurück. Treibende Faktoren für die Kohlenachfrage bleiben weiterhin der hohe Strombedarf in

<sup>72</sup> Die OPEC (Organisation der erdölexportierenden Länder) ist eine internationale Organisation, der zurzeit 12 erdölexportierende Länder angehören. Sie wurde 1960 gegründet und hat ihren Sitz in Wien. Ist von der OPEC+ die Rede, sind weitere Förderländer (bspw. Russland, Kasachstan u.a.) mitgemeint, die zwar nicht der OPEC angehören, aber bei Förderentscheiden kooperieren.

Schwellenländern – trotz höherer CO<sub>2</sub>-Preise – und eine schwankende Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen. Für 2025 erwartet die IEA eine Stagnation der Kohleproduktion auf dem hohen Niveau von 2024 (Quellen: OECD/IEA, 2025b+c+d).

**CO<sub>2</sub> im europäischen Emissionshandel:** Kontrakte bis ins Jahr 2028 bewegen sich zwischen 70 und 80 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>. Im Jahr 2024 schwankten die CO<sub>2</sub>-Preise zwischen 50 und 75 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>. Aufgrund der tieferen CO<sub>2</sub>-Preise Anfang 2024 war die Stromerzeugung aus Gas leicht günstiger, wurde aber in der zweiten Jahreshälfte aufgrund steigender Gaspreise durch die Kohleverstromung etwas verdrängt, wodurch sich die Nachfrage nach CO<sub>2</sub>-Zertifikaten erhöhte.

**Strom:** Die IEA erwartet, dass die globale Stromnachfrage in der Periode 2025 bis 2027 um jährlich 4 Prozent wächst, verglichen mit einer Wachstumsrate von 4,3 Prozent im Jahr 2024 und einer weltweiten Nachfrage von rund 29'000 TWh. Dieses Wachstum erklärt sich vor allem durch eine stärkere Nachfrage in Asien und den USA, sowie dem zunehmenden Stromverbrauch von Servern für Anwendungen der künstlichen Intelligenz (KI). Chinas Bruttostrombedarf näherte sich Ende 2024 der 10'000-TWh-Marke. Seit 2023 entfällt mehr als ein Drittel des weltweiten Stromverbrauchs auf China. Trotz eines um rund 5 Prozent verlangsamten Wirtschaftswachstums stieg der Stromverbrauch sowohl 2023 als auch 2024 im Vergleich zum Vorjahr um jeweils rund 7 Prozent. In den USA, dem zweitgrössten Stromverbraucher der Welt nach China, stieg die Nachfrage 2024 und erreichte mit einem Wachstum von 2 Prozent einen neuen Höchststand. Zuvor war die Nachfrage 2023 aufgrund milder Witterungsbedingungen und einer schwächeren Produktionstätigkeit um 1,8 Prozent zurückgegangen. In Indien stieg der Strombedarf im Jahr 2024 im Rahmen eines starken Wirtschaftswachstums um 5,8 Prozent gegenüber dem Vorjahr, wegen des weniger heissen Sommers fiel das Wachstum geringer aus als 2023.

Der Anteil erneuerbarer Energien an der weltweiten Stromversorgung stieg im Jahr 2024 auf über 30 Prozent und dürfte im 2025 den Kohleanteil erstmals übersteigen. Die für 2024 geschätzte erneuerbare Erzeugung beträgt 9848 TWh (2023: 8958 TWh). Die IEA erwartet, dass die Kohleverstromung im Jahr 2025 erstmals leicht rückläufig sein wird, nachdem sie im Jahr 2024 noch um 0,8 Prozent gestiegen war. Der Rückgang der Kohleverstromung dürfte in den USA und Europa sehr deutlich ausfallen, wird aber voraussichtlich durch einen Anstieg in Asien fast ausgeglichen werden. Fossile Brennstoffe sind die grösste Energiequelle zur Stromerzeugung in den USA<sup>73</sup>, wobei Erdgas im Jahr 2024 mit etwa 43 Prozent die grösste Quelle war, gefolgt von den erneuerbaren Energien mit 24 Prozent sowie Kernenergie und Kohle mit Anteilen von etwa 18 bzw. 15 Prozent. Im Jahr 1990 lieferten erneuerbare Ressourcen erst etwa 12 Prozent der Stromerzeugung. Seit 2008 verdrängt Erdgas die Kohle Schritt für Schritt: Heute hat Erdgas einen fast drei Mal so hohen Anteil wie Kohle.

Nachdem der Stromverbrauch in der EU im Jahr 2023 das zweite Jahr in Folge sank (-3% gegenüber 2022), ist er im Jahr 2024 wieder leicht um 1 Prozent gestiegen. Dies ist hauptsächlich auf die zunehmende Elektrifizierung und den Ausbau von Data-Centern zurückzuführen. Nach den historischen Höchstständen der Strompreise im Jahr 2022 hat sich das Marktumfeld seither wesentlich verbessert, was zu niedrigeren Grosshandelsstrompreisen führte. Der europäische Strom-Benchmark<sup>74</sup> lag 2024 im Durchschnitt bei 74 Euro pro MWh – 22 Prozent niedriger als 2023. Auf Jahresbasis lagen die Preise zwischen 36 Euro pro MWh in Schweden und 109 Euro pro MWh in Irland. Die grössten Preisrückgänge im Jahresvergleich auf nationaler Ebene wurden in Frankreich (-40%) und Schweden (-30%) verzeichnet (Quellen: OECD/IEA, 2025e / COM, 2025e+f).

---

<sup>73</sup> [U.S. electricity generation mix by source 2024 | Statista](#)

<sup>74</sup> Index für den durchschnittlichen Grosshandelsstrompreis auf dem europäischen Markt

## 9.2 Entwicklungen in der EU

### 9.2.1 Neue EU-Kommission und Ausrichtung für Legislaturperiode von 2024-2029

Nach den Wahlen des EU-Parlaments im Juni 2024 hat die neue EU-Kommission unter Leitung der Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen Ende 2024 ihre Arbeit aufgenommen. Als neuer Kommissar für Energie und Wohnen wurde der Däne Dan Jørgensen im November 2024 vom Parlament bestätigt. Ursula von der Leyen hat die neuen Prioritäten der EU-Kommission für die nächsten fünf Jahre mittels strategischer Agenda 2024-2029<sup>75</sup> gesetzt. Im Zentrum stehen dabei unter anderem die Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit und die Vertiefung des Binnenmarktes unter Weiterführung der grünen Transition. Prägend für von der Leyens Agenda ist der im September 2024 von Mario Draghi veröffentlichte Bericht zur Zukunft der EU-Wettbewerbsfähigkeit<sup>76</sup>. Der Bericht setzt im Energiebereich den Fokus auf zentralistische Planung und grosse Investitionen und nennt Energie als einen der Hauptfaktoren für den Wettbewerbsrückstand der EU gegenüber anderen Weltregionen.

Die neue EU-Kommission richtet in der Energiepolitik den Fokus stärker auf die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit, die praktische Umsetzung bestehender Massnahmen sowie auf die Stärkung der wirtschaftlichen und geopolitischen Resilienz. Ein zentrales Anliegen bleibt die Versorgungssicherheit – insbesondere vor dem Hintergrund aktueller geopolitischer Spannungen. Die Diversifizierung von Energiequellen, der Ausbau der Infrastruktur für erneuerbare Energien und Wasserstoff sowie strategische Energiepartnerschaften mit Drittstaaten stehen dabei im Vordergrund. Parallel dazu wird der Ausbau und die Integration von Strom- und Gasnetzen forciert, um eine flexible und stabile Energieversorgung sicherzustellen. Hinzu kommen industriepolitische Ziele, wie die Rahmenbedingungen für energieintensive Industrien zu verbessern und Europa als Standort für klimafreundliche Technologien zu stärken. Hierzu zählen etwa Investitionen in grünen Wasserstoff, CO<sub>2</sub>-Speicherung (CCS), innovative Speichertechnologien und die Förderung technologieoffener Ansätze, etwa in der Kernenergie. Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf der Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren für Energieinfrastrukturprojekte sowie auf dem Abbau regulatorischer Hürden. Damit soll nicht nur der Umsetzungstau bestehender Projekte abgebaut, sondern auch die Akzeptanz der Bevölkerung für die Energiewende erhöht werden.

Insgesamt lässt sich eine pragmatische und wirtschaftsnahe Ausrichtung der Energiepolitik erkennen. Die neue EU-Kommission legt weniger Gewicht auf neue gesetzgeberische Initiativen und mehr auf die konsistente Umsetzung, wirtschaftliche Machbarkeit und geopolitische Stabilität der europäischen Energie- und Klimastrategie. Die energiepolitischen Entwicklungen in der EU bleiben auch für die Schweiz aufgrund ihrer geografischen Lage und ihrer engen Verflechtung mit der EU von zentraler Bedeutung.

### 9.2.2 «European Green Deal»

Der «European Green Deal» hatte in der vergangenen Legislatur unter Ursula von der Leyen höchste Priorität. Die neue EU-Kommission setzt beim Green Deal auf Anpassung statt Abkehr. Zwar bleibt das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 bestehen, doch angesichts wachsender wirtschaftlicher und geopolitischer Herausforderungen verändert sich der politische Kurs. Die Strategie der EU-Kommission konzentriert sich künftig stärker auf die Umsetzung bestehender Massnahmen, eine Entlastung von Unternehmen und Landwirten sowie die bessere Verknüpfung von Klimaschutz mit Industrie- und Wettbewerbsfähigkeit (Quelle: COM(2016) 860 final).

<sup>75</sup> [Priorities 2024-2029 - European Commission](https://commission.europa.eu/priorities-2024-2029_en) (https://commission.europa.eu/priorities-2024-2029\_en)

<sup>76</sup> Draghi, Mario: The future of European competitiveness, Part A+B, September 2024.

### 9.2.3 Der «Competitiveness Compass»

Der am 29. Januar 2025 veröffentlichte «Competitiveness Compass» der EU-Kommission folgt den drei Pfeilern des Draghi-Berichts – Innovationsförderung, Dekarbonisierung bei gleichzeitiger Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit sowie wirtschaftliche Sicherheit durch geringere Abhängigkeiten – und baut auf dem Green Deal auf. Energie ist dabei ein zentrales Querschnittsthema. Zur Innovationsförderung setzt die EU-Kommission auf gezielte Investitionen, etwa über das TechEU-Programm (u.a. für Energiespeicherung) sowie auf KI-Anwendungen im Energiesektor und bessere Rahmenbedingungen für saubere Technologien. Im Bereich Dekarbonisierung und Wettbewerbsfähigkeit liegt der Fokus auf bezahlbarer Energie. Mit dem «Clean Industrial Deal» und dem «Affordable Energy Action Plan» (s.u.) sollen strukturelle Energieabhängigkeiten reduziert, Netzinvestitionen gestärkt und neue Marktinstrumente gefördert werden. Zur Stärkung der Versorgungssicherheit wird ein Pakt für das Mittelmeer<sup>77</sup> angekündigt, der erneuerbare Energien in der Region fördern soll. Zudem sind eine gemeinsame Rohstoffbeschaffung und ein Plan zur vollständigen Abkehr von russischen Energieimporten vorgesehen (REpowerEU-Roadmap).

Der Kompass nennt fünf horizontale Erfolgsfaktoren: Bürokratieabbau, Beseitigung von Hindernissen im Binnenmarkt, Ermöglichung einer effizienteren Finanzierung, Förderung von Kompetenzen und hochwertigen Arbeitsplätzen sowie Gewährleistung einer besseren Koordinierung. In diesen wird Energie ebenfalls adressiert – etwa durch Entbürokratisierung (z. B. Decarbonisation Accelerator Act), verbesserte Koordination und neue Finanzierungsinstrumente. Auffällig ist der strategische Wandel: Dekarbonisierung wird nun primär als wirtschaftlicher Wettbewerbsfaktor verstanden – weniger als sozial-ökologische Aufgabe, wie dies noch im «Green Deal» der Fall war (Quellen: COM, 2025b / COM(2025) 30 final).

#### «Clean Industrial Deal» und «Affordable Energy Action Plan»

Am 26. Februar 2025 hat die EU-Kommission den «Affordable Energy Action Plan» als Teil des «Clean Industrial Deals» vorgestellt. Mit Hilfe von acht Massnahmen sollen vier zentrale Ziele erreicht werden: die Senkung der Energiekosten, die Vollendung der Energieunion<sup>78</sup>, die Förderung von Investitionen und die Vorbereitung auf Energiekrisen. Im Zentrum steht die Senkung der Energiekosten, insbesondere durch effizientere Netzentgelte, niedrigere Abgaben, bessere Gasmarktbedingungen sowie den Ausbau von Flexibilitätsoptionen wie Speichern und Laststeuerung. Auch langfristige Verträge (Power Purchase Agreements (PPAs) und Contracts for Difference (CFDs)) und Investitionen in Netze und Digitalisierung sollen Kosten senken.

Die Vervollständigung der Energieunion soll über eine stärkere Marktintegration, gezielte Elektrifizierungsmassnahmen und eine neue «Clean Energy Investment Strategy» erfolgen. Eine eigene Task Force<sup>79</sup>, die am 16. Juni 2025 in Leben gerufen worden ist, begleitet die Umsetzung. Zur Förderung von Investitionen ist ein Drei-Parteien-Vertrag zwischen öffentlicher Hand, Energieerzeugern und Industrie vorgesehen, um Planungssicherheit und Transparenz für Investitionen in Energie zu schaffen. Im Bereich Versorgungssicherheit kündigt die EU-Kommission gesetzgeberische Schritte an, um besser auf Energiekrisen reagieren zu können – inklusive Massnahmen gegen Versorgungsunterbrechungen und Preisvolatilität.

Insgesamt bringt der Plan keine grundlegend neuen Instrumente, sondern baut auf bestehende Massnahmen aus REPowerEU und der Strommarktreform auf. Der Fokus liegt klar auf Wettbewerbsfähigkeit und sinkenden Energiepreisen. Bemerkenswert ist der verstärkte Fokus auf LNG – auch aus Drittstaaten wie

<sup>77</sup> Die EU beabsichtigt, den Ausbau der erneuerbaren Energien u.a. in Algerien, Marokko, Tunesien und Ägypten zu fördern und für die EU nutzbar zu machen.

<sup>78</sup> Energieunion: Energiepolitische Rahmenstrategie der EU seit 2015 mit fünf Dimensionen: (1) Sicherheit, Solidarität und Vertrauen, (2) ein vollständig integrierter Energiebinnenmarkt, (3) Energieeffizienz (4) Klimaschutz – Umstellung auf eine Wirtschaft mit geringen CO<sub>2</sub>-Emissionen (5) Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit.

<sup>79</sup> Die Taskforce Energieunion setzt sich aus hochrangigen Vertretern der Kommission und der EU-Länder zusammen und wird gegebenenfalls von einschlägigen EU-Institutionen wie der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) und der Europäischen Investitionsbank (EIB) unterstützt. Sie wird von der EU-Kommission geleitet und moderiert.

den USA oder Katar –, was auf eine Abkehr vom bisherigen EU-Prinzip hindeutet, fossile Projekte nicht fördern zu wollen.

Für die Schweiz, die eng in den europäischen Energiemarkt eingebunden ist, ist der Kurs der EU besonders hinsichtlich LNG-Strategie und Preisentwicklung relevant. Tiefere Strom- und Gaspreise in der EU wirken sich positiv auf den Schweizer Energiemarkt aus (Quellen: COM(2015) 80 final / COM(2025) 79 final / COM(2025) 85 final / COM(2025a)).

#### 9.2.4 REPowerEU-Roadmap

Die REPowerEU-Roadmap vom Mai 2025 ist eine Erweiterung im Kontext des REPowerEU-Plans von 2022 für die Reduktion der Abhängigkeit der EU von fossilen Energieimporten aus Russland. Die Roadmap soll nun diese Abhängigkeit strukturell und rechtlich beenden. Die EU-Kommission hat am 17. Juni 2025 einen Gesetzesvorschlag zum schrittweisen Ausstieg aus fossilen Energieimporten aus Russland vorgelegt. Ziel ist es, sämtliche Importe von russischem Pipelinegas, LNG und Erdöl bis spätestens Ende 2027 zu beenden.

Konkret sieht der Vorschlag vor, dass ab dem 1. Januar 2026 keine neuen Importverträge für russisches Pipeline- oder LNG-Gas mehr abgeschlossen werden dürfen. Für bestehende Verträge ist eine Übergangsphase vorgesehen. Die vollständige Einstellung von russischen Ölimporten soll bis zum 1. Januar 2028 erfolgen, gestützt auf nationale Diversifizierungspläne. Kurzfristverträge müssen bis Mitte Juni 2026 auslaufen, langfristige Gasverträge – einschliesslich LNG – spätestens bis Anfang 2028. Ebenfalls ab 2026 verboten werden Dienstleistungen von LNG-Terminals für russische Anbieter; langfristige Terminalverträge sollen bis spätestens 2028 beendet werden. Flankierend verpflichtet der Vorschlag die Mitgliedstaaten, bis März 2026 konkrete Diversifizierungspläne für Gas und Öl vorzulegen. Die EU-Kommission sowie die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) werden die Umsetzung überwachen und können bei Versorgungsrisiken eingreifen. Zusätzlich sollen neue Transparenzpflichten eingeführt werden, wonach Unternehmen detaillierte Informationen zur Herkunft und zu Transportwegen des importierten Gases melden müssen (Quellen: COM(2022) 230 final / COM(2025) 440 final/2 / COM (2025c) / COM(2025) 828 final).

#### 9.2.5 Mehrjähriger Finanzrahmen

Die EU-Kommission hat am 16. Juli 2025 den Vorschlag für den neuen mehrjährigen Finanzrahmen (MFR) 2028–2034 vorgelegt. Sie setzt einen klaren Schwerpunkt auf Energie und Klimaschutz. Rund 700 Milliarden Euro sollen für grüne Investitionen bereitgestellt werden, darunter Massnahmen zur Dekarbonisierung, zum Ausbau von Strom-, Wasserstoff- und Speichernetzen sowie zur Förderung sauberer Energietechnologien. Ein neu geschaffener «European Competitiveness Fund» bündelt Fördermittel für Energieinfrastruktur und Clean-Tech-Investitionen. Mindestens 35 Prozent der MFR-Mittel werden klima- und energiebezogen gebunden. Zudem sollen private Investitionen über Garantien und neue Finanzierungsinstrumente mobilisiert werden. Die «Connecting Europe Facility» (CEF) bleibt zudem ein zentrales Finanzierungsinstrument für grenzüberschreitende Energieinfrastruktur. Die CEF-Energie soll gezielt gestärkt werden, um Investitionen in Strom-, Wasserstoff- und CO<sub>2</sub>-Netze sowie Speicherprojekte zu fördern.

Mittel aus dem Emissionshandel und der CO<sub>2</sub>-Grenzabgabe (CBAM) sollen die Finanzierung absichern. Ab Herbst 2025 sind Verhandlungen im Parlament und im Rat zu erwarten, sodass der MFR vor Anfang 2028 beschlossen werden kann (Quellen: COM(2025d) / COM(2025) 571 final).

#### 9.2.6 Das «Clean Energy Package»

Zur Umsetzung der Energieunion ist seit 2019 in der EU das sog. «Clean Energy Package» in Kraft, ein umfangreiches Paket mit neuen Regeln zu Strombinnenmarkt, erneuerbaren Energien, Versorgungssicherheit, Energieeffizienz und Gouvernanz. Die Regeln sind damit in den «EU-Energieacquis» übergegangen. Für

die Schweiz im Besonderen relevant ist die Vorgabe aus der EU-Strommarktverordnung für Strom-Übertragungsnetzbetreiber: Sie müssen sicherstellen, dass mindestens 70 Prozent der für den grenzüberschreitenden Stromhandel relevanten Netzkapazitäten dem Stromhandel zur Verfügung gestellt werden. Die Regel gilt seit 2020, Mitgliedsstaaten können jedoch bis 2025 Ausnahmen beantragen, wodurch die Kapazität bis Ende 2025 linear vom Ausgangsniveau auf 70 Prozent erhöht werden muss. Die Regel besagt nicht, dass 70 Prozent der Kapazitäten für den Stromhandel innerhalb der EU vorgehalten werden müssen. Der Umgang mit Drittstaaten wie der Schweiz ist im EU-Recht aktuell noch nicht geregelt. Die EU-Kommission will aber eine Rechtsgrundlage bei der Überarbeitung vom Network Code zur Kapazitätsvergabe schaffen. Weitere Details für Berücksichtigung der Schweiz bei der 70-Prozent-Regel finden sich im Kapitel 9.2.9. Das Stromabkommen würde sicherstellen, dass die Schweiz bei der Marktkopplung teilnehmen könnte und in alle europäischen Prozesse im Strombereich integriert würde (Quelle COM (2016) 860 final).

### 9.2.7 Entwicklung gegenüber den Energie- und Klimazielen

Für 2020 und 2030 hat sich die EU quantitative Ziele für die Bereiche Treibhausgasemissionen, erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Stromverbund gesetzt. Die aktuelle Entwicklung gegenüber diesen Zielen präsentiert sich wie folgt (Quelle: COM (2024) 404 final):

- **Treibhausgasemissionen:** Die Treibhausgasemissionen in der EU (inkl. internationalem Luftverkehr) gingen zwischen 1990 und 2023 um 37 Prozent zurück. Gegenüber 2022 sanken die Emissionen 2023 um 8,3%. Bis 2030 will die EU ihre Treibhausgasemissionen um 55 Prozent gegenüber 1990 senken. Bis 2050 strebt sie die Klimaneutralität an.
- **Erneuerbare Energien:** Der Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch in der EU lag 2023 bei 24,5 Prozent. Bis 2030 soll der Anteil auf mindestens 42,5 Prozent steigen. Die Mitgliedstaaten sollen sich bemühen, 45 Prozent zu erreichen.
- **Energieeffizienz:** 2023 lag der Primärenergieverbrauch der EU bei 1211 Mio. t Rohöl-Äquivalente und erreichte damit einen historischen Tiefststand. Die Energieeffizienzrichtlinie sieht eine EU-weite verbindliche Reduktion des Endenergieverbrauchs bis 2030 von 11,7 Prozent gegenüber einem Referenzszenario auf Basis von 2020<sup>80</sup> vor. 2023 lagen die EU-Staaten rund 22 Prozent über dem Ziel.

### 9.2.8 Umsetzung der Network Codes im Strombereich

In der EU sind mehrere so genannte Network Codes und Guidelines für den Strombereich in Form von Durchführungsverordnungen der Europäischen Kommission in Kraft. Sie lassen sich in vier Bereiche einteilen: Netzbetrieb (Regeln für den sicheren und stabilen Betrieb des Stromnetzes), Netzanschluss (Anforderungen für den Anschluss von Anlagen ans Stromnetz), Markt (Vorschriften für den grenzüberschreitenden Stromhandel) und Cyber Security (Massnahmen zum Schutz des Stromnetzes vor Cyberangriffen). Es handelt sich um sehr technische Erlasse, die aber prägend sind für die Entwicklung des Strombinnenmarkts und des Betriebs des Stromnetzes. Von besonderer Bedeutung für den Stromhandel an den Schweizer Grenzen sind die Regelungen über die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement<sup>81</sup>, über die Vergabe langfristiger Kapazität<sup>82</sup> und über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem<sup>83</sup>. Diese Regelungen schliessen die Schweiz ausdrücklich von den neuen Handelsplattformen aus, solange kein Stromabkommen mit der EU abgeschlossen wird.

---

<sup>80</sup> Daraus ergibt sich eine Obergrenze von 763 Mio. t Rohöl-Äquivalente für den Endenergieverbrauch der EU und von 993 Mio. t Rohöl-Äquivalente für den Primärverbrauch.

<sup>81</sup> Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement

<sup>82</sup> Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission vom 26. September 2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität

<sup>83</sup> Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem

Die Regelungen über die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement führen im europäischen Strommarkt die Marktkopplung ein: Durch so genannte implizite Auktionen vereint die Marktkopplung im Kurzfristhandel (Day-Ahead und Intraday) die vorher getrennten Handelsgeschäfte der Vergabe der Übertragungskapazitäten und des Stroms zu einem integrierten Strommarkt. Die Marktkopplung erhöht die Markteffizienz und reduziert Preisunterschiede zwischen den Regionen. Ohne Stromabkommen ist die Schweiz jedoch von dieser Entwicklung ausgeschlossen und kann die Vorteile der Marktintegration nicht nutzen.

Unabhängig davon pflegt Swissgrid enge Beziehungen zu den Übertragungsnetzbetreibern in den Nachbarstaaten und setzt freiwillig zahlreiche Network Codes um, insbesondere solche, die für den sicheren Netzbetrieb relevant sind, etwa im Rahmen des Synchronous Area Framework Agreement (SAFA). Als pragmatische Übergangslösung hat Swissgrid privatrechtliche Abkommen mit den Kapazitätsberechnungsregionen Italy North und CORE geschlossen. Diese wurden von den zuständigen Regulierungsbehörden und der Europäischen Kommission genehmigt und ermöglichen eine technische Berücksichtigung der Schweiz in den Kapazitätsberechnungen, einschliesslich der Berücksichtigung der Schweizer Flüsse im Rahmen der 70-Prozent-Regel. Dadurch sollen unerwünschte Transitflüsse reduziert und die Systemsicherheit gewährleistet werden. Dennoch sind diese Abkommen nicht völkerrechtlich verbindlich, müssen regelmässig erneuert werden und ersetzen deshalb ein Stromabkommen nicht. Die Network Codes sind Teil des europäischen Strom-Acquis, der im Rahmen eines Stromabkommens vollständig in der Schweiz umzusetzen wäre.

### 9.2.9 Gasbinnenmarkt und Gasversorgungssicherheit

**Gasmarkt:** Die Schweiz ist ein Transitland für Gas, das traditionell von Frankreich und Deutschland nach Italien transportiert wird. Seit August 2017 kann das Gas von Italien aus ebenfalls in nördliche Richtung fließen. Die Möglichkeit des Exports von Gas aus Italien in den Norden ist ökonomisch dann attraktiv, wenn die Preise am italienischen Grosshandelsmarkt tiefer sind als an den entsprechenden Märkten in Frankreich oder Deutschland. Im Januar 2021 und danach war dies mehrfach der Fall, weshalb seither auch Gas von Italien über die Schweiz nach Frankreich und Deutschland transportiert wird. Im August 2024 ist das Gas- und Wasserstoffpaket in Kraft getreten (*s. nächstes Kapitel*). Das Paket ist Teil des umfassenden Klimapakets «Fit for 55».

**Regeln zur Sicherung der Gasversorgung:** Nach dem russischen Angriff auf die Ukraine hat die EU gegen Russland bislang 18 Sanktionspakete verhängt. Russland reagierte auf die Sanktionen unter anderem mit Einschränkungen von Erdgaslieferungen nach Europa. Die EU ihrerseits hat daraufhin im Juni 2022 eine neue Verordnung über die Gasspeicherung<sup>84</sup> beschlossen. Sie will damit sicherstellen, dass die Gasspeicher in der EU trotz Störungen auf dem Gasmarkt vor dem Winter voll sind und von den Mitgliedstaaten gemeinsam genutzt werden können. Im Juli 2025 hat die EU die Verlängerung der Verordnung bis Ende 2027 beschlossen. Ursprünglich war sie bis Ende 2025 befristet gewesen. Die EU hat zudem einige Änderungen beschlossen: So müssen die Gasspeicher im Hoheitsgebiet der Mitgliedstaaten nur noch 75 bis 80 Prozent gefüllt werden und der bisher gültige Stichtag vom 1. November wird auf einen Zeitraum zwischen Oktober und dem 1. Dezember verschoben. Bereits im April 2022 hatte die Union die EU-Energieplattform<sup>85</sup> ins Leben gerufen und ermöglichte damit eine gemeinsame Gasbeschaffung der Mitgliedstaaten. Dies mit dem Ziel, die Gasversorgung zu diversifizieren und die Verhandlung mit den Lieferanten zu koordinieren. Auf diese Weise will die EU verhindern, dass sich die Mitgliedstaaten bei der Gasbeschaffung gegenseitig überbieten. Die ursprünglich bis Ende 2023 geltende Verordnung war im Dezember 2023 um ein Jahr verlängert<sup>86</sup> worden und im August 2024 durch das Gas- und Wasserstoffpaket abgelöst worden. Mit der REPowerEU-Roadmap beabsichtigt die EU, ihre Abhängigkeit von russischen fossilen Energien zu beenden und die Diversifizierung bei der Beschaffung von Gas und Öl weiter voranzutreiben (*s. Kapitel 9.2.4*).

<sup>84</sup> Verordnung (EU) 2022/1032 des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnung (EU) 2017/1938 und (EG) Nr. 715/2009 im Hinblick auf die Gasspeicherung.

<sup>85</sup> Verordnung (EU) 2022/2576 des Rates der europäischen Union über mehr Solidarität durch eine bessere Koordinierung der Gasbeschaffung, zuverlässige Preis-Referenzwerte und den grenzüberschreitenden Austausch von Gas.

<sup>86</sup> Verordnung (EU) 2023/2919 des Rates vom 21. Dezember 2023 zur Änderung der Verordnung (EU) 2022/2576 hinsichtlich der Verlängerung ihrer Geltungsdauer.

Die Massnahmen für den Fall der Gefährdung der Gasversorgungssicherheit sind in der EU in der sogenannten «SoS-Verordnung» geregelt. Ein Kernpunkt der 2017 revidierten Verordnung<sup>87</sup> ist das Solidaritätsprinzip, bei dem benachbarte Mitgliedstaaten einander im schweren Krisenfall unterstützen, um die Energieversorgung der Haushalte und wesentlicher sozialer Dienste zu sichern und hierzu untereinander bilaterale Verträge abschliessen. Ende 2024 waren erst 9 von 40 notwendigen bilateralen Verträgen abgeschlossen worden<sup>88</sup>. Vor dem Hintergrund der Energiekrise hat die EU-Kommission Ende 2022 Standardregeln<sup>89</sup> für jene Mitgliedstaaten festgelegt, die bis dahin kein Solidaritätsabkommen abgeschlossen hatten. Damit wird sichergestellt, dass jeder Mitgliedstaat in den Genuss von Solidaritätsmassnahmen eines anderen Mitgliedstaates kommen kann. Diese Standardvorschriften wurden von der EU mit dem neuen Gas- und Wasserstoffpaket Anfang August 2024 in Kraft gesetzt. Die Schweiz ist nicht an diese Klausel gebunden. Der Abschluss eines Solidaritätsabkommens mit einem Drittland wie der Schweiz ist nicht obligatorisch, selbst wenn dieses Land Gas von einem Mitgliedstaat in einen anderen durchleitet. Die Schweiz ihrerseits hat mit Italien und Deutschland ein Solidaritätsabkommen unterzeichnet (s. *Kapitel 5.3.*).

Die Schweiz hat bis 2020 fallweise und auf Einladung der EU-Kommission als Beobachterin an den Sitzungen der EU Gas Coordination Group teilgenommen, die von der EU nach der russisch-ukrainischen Gas-krise von 2009 eingesetzt wurde (s. *Kapitel Gasversorgungssicherheit*). Seither wird die Schweiz mit Ausnahme von wenigen Sitzungen während der Pandemie und der Energiekrise nicht mehr eingeladen (Quellen: COM(2021) 550 final / COM(2022) 360 final / COM(2022) 361 final).

## 9.2.10 Entwicklungen im Bereich Wasserstoff

Am 13. Dezember 2024 hat der Bundesrat die nationale Wasserstoffstrategie verabschiedet. Voraussichtlich wird die Schweiz künftig auf Wasserstoffimporte angewiesen sein, weshalb ein grenzüberschreitender Handel von Wasserstoff mit den EU-Nachbarstaaten zentral sein wird. Dabei ist es wichtig, dass Standards und Herkunftsnachweise für Wasserstoff international harmonisiert werden. Die EU-Kommission hat 2023 zwei delegierte Kommissionsverordnungen zur EU-Definition von erneuerbarem Wasserstoff final verabschiedet. Der erste Rechtsakt definiert, unter welchen Bedingungen wasserstoffbasierte Energieträger unter der Erneuerbaren Energien Richtlinie (RED II) als «Renewable Fuel of Non-Biological Origin (RFNBO)» angerechnet werden können. Der zweite Rechtsakt definiert eine Methodologie zur Berechnung der Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen von RFNBO. Die Kommission schätzt, dass unter den nun veröffentlichten Definitionen bis 2030 eine erneuerbare Stromproduktion von 500 TWh notwendig sein wird, um das Ziel von 10 Mio. Tonnen erneuerbarem Wasserstoff bis 2030 in der EU zu erreichen. Die europäische Kommission hat zudem am 8. Juli 2025 eine Methode zur Bewertung der Treibhausgasemissionen von kohlenstoffarmem Wasserstoff und kohlenstoffarmen Brennstoffen dem Europäischen Parlament und dem Rat übermittelt. Diese Methode ergänzt die bereits bestehenden Methoden für erneuerbaren Wasserstoff und erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs und vervollständigt somit den EU-Rechtsrahmen für Wasserstoff.<sup>90</sup>

Mit der Verabschiedung der EU-Binnenmarkt-Richtlinie für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff<sup>91</sup> sowie der zugehörigen EU-Verordnung<sup>92</sup> hat die EU umfassende Rahmenbedingungen und Regulierungen

<sup>87</sup> Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 über Massnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010.

<sup>88</sup> Deutschland-Dänemark, Deutschland-Österreich, Italien-Slowenien, Estland-Lettland, Litauen-Lettland, Estland-Finnland; Slowenien-Kroatien und Dänemark-Schweden.

<sup>89</sup> Art. 27 der Verordnung (EU) 2022/2576 des Europäischen Rates über mehr Solidarität durch eine bessere Koordinierung der Gasbeschaffung, zuverlässige Preis-Referenzwerte und den grenzüberschreitenden Austausch von Gas.

<sup>90</sup> Delegierte Verordnung (EU) 2025/2359 der Kommission vom 8. Juli 2025 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung einer Methode zur Bewertung der Einsparungen an Treibhausgasemissionen durch kohlenstoffarme Brennstoffe.

<sup>91</sup> Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG

<sup>92</sup> Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1227/2011, (EU) 2017/1938, (EU) 2019/942 und (EU) 2022/869 sowie des Beschlusses (EU) 2017/684 und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 715/2009

für Wasserstoff beschlossen. Mit diesem Gesetzkpaket legt sie gemeinsame Binnenmarktvorschriften für erneuerbare Gase, Erdgas und Wasserstoff fest, gleichzeitig hat sie einen Rechtsrahmen für eine spezielle Wasserstoffinfrastruktur und spezielle Wasserstoffmärkte und eine integrierte Netzplanung geschaffen. Weiter führt sie Vorschriften für den Verbraucherschutz ein und stärkt die Versorgungssicherheit. Schliesslich hat die EU die Standpunkte zum künftigen Gas- und Wasserstoffmarkt festgelegt (u.a. Vorgehen bei der Entflechtung von Gas- und Wasserstoffnetze; Beschränkung der Beimischung von Wasserstoff an Grenzübergangspunkten auf einen Volumenanteil von zwei Prozent, damit eine harmonisierte Gasqualität gewährleistet werden kann).

Die verabschiedeten regulatorischen Vorgaben für Wasserstoffleitungen finden auch Anwendung für Wasserstoffverbindungsleitungen mit Drittländern (wie der Schweiz). Für einen Anschluss ans europäische Wasserstoffnetz muss die Schweiz deshalb eine zwischenstaatliche Übereinkunft zu den Betriebsvorschriften der Leitung abschliessen. Entsprechend sind die regulatorischen Vorgaben der EU auch für Wasserstoffleitungen in der Schweiz zu prüfen, wenn diese Leitungen dem Transit, Export oder Import von Wasserstoff von bzw. nach benachbarten EU-Mitgliedsstaaten dienen.

Der Aufbau einer leistungsfähigen Wasserstoffinfrastruktur in der EU wird mit verschiedenen Förderprogrammen, wie bspw. den «Projects of Common Interest (PCI)» oder den «Important Projects of Common European Interest (IPCEI)» staatlich stark unterstützt. Für die Förderung des Wasserstoffmarkthochlaufs innerhalb der EU und den Import von Wasserstoff von ausserhalb der EU ist u.a. eine europäische Wasserstoffbank<sup>93</sup> geschaffen worden. Die Wasserstoffbank basiert auf der deutschen Initiative H2Global, bei welchem über eine angebotsseitige Ausschreibung Wasserstoff beschafft und eine nachfrageseitige Ausschreibung Wasserstoff verkauft wird. Die allfällige Differenz zwischen Angebots- und Nachfragegebot wird über staatliche Mittel finanziert.

### 9.3 Internationale Klimapolitik

Zur weiteren Umsetzung des **Klimaübereinkommens von Paris** haben sich die Vertragsstaaten im November und Dezember 2024 zur 29. UNO-Klimakonferenz in Baku (COP29) getroffen. An der COP29 wurde ein neues kollektives Finanzziel für die Zeit nach 2025 beschlossen. Die Länder haben sich auf ein neues Finanzziel in Höhe von jährlich 300 Milliarden US-Dollar geeinigt, das ab 2035 erreicht werden soll. Damit können Investitionen für Klimamassnahmen gestärkt und insbesondere die ärmsten Länder unterstützt werden. Zudem konnten an der COP29 weiter griffige Umsetzungsregeln für den weltweiten Marktmechanismus verabschiedet werden. Mit diesem können Länder unter dem Pariser Übereinkommen Klimaschutzprojekte im Ausland umsetzen und sich die erzielten Emissionsverminderungen an ihr nationales Klimaziel anrechnen lassen. Die Schweiz hat auf solche Regeln hingearbeitet, welche die doppelte Anrechnung von erzielten Emissionsverminderungen verhindern und einen effektiven Markt für Emissionsverminderungen etablieren.

Das Übereinkommen von Paris, welches die internationale Gemeinschaft im Dezember 2015 verabschiedet hatte, ist seit dem 4. November 2016 in Kraft. Es knüpft an die zweite Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls an und verpflichtet alle Staaten, Massnahmen zur Verminderung der Treibhausgasemissionen zu ergreifen. Dies mit dem gemeinsamen Ziel, den globalen Temperaturanstieg gegenüber dem vorindustriellen Niveau auf deutlich unter 2 Grad Celsius zu begrenzen, wobei Anstrengungen für eine Beschränkung auf 1,5 Grad unternommen werden sollen. Die weiteren Ziele des Übereinkommens bestehen darin, die Anpassungsfähigkeiten gegenüber den nicht vermeidbaren Folgen des Klimawandels zu verbessern und die Finanzflüsse in Einklang zu bringen mit einem Weg hin zu einer treibhausgasarmen und gegenüber Klimaänderungen widerstandsfähigen Entwicklung. 198 Vertragsparteien sind der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) beigetreten und 195 Staaten sowie die EU haben es ratifiziert.

Die Schweiz hat 2015 das Übereinkommen von Paris unterzeichnet und im Herbst 2017 ratifiziert. Als Ziel hat die Schweiz international eine Halbierung der gesamten Treibhausgasemissionen bis 2030 gegenüber

---

<sup>93</sup> [Europäische Wasserstoffbank - Europäische Kommission \(europa.eu\)](https://european-council.europa.eu/media/en/press-communications/infographic/infographic-water-hydrogen-bank-2024-01-14-1000x500.pdf)

1990 eingereicht. Zur nationalen Umsetzung des Abkommens bis zum Jahr 2030 ist am 1. Januar 2025 eine Teilrevision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes für die Zeit nach 2024 in Kraft getreten.

Mit der Ratifikation des Übereinkommens von Paris ist die Schweiz zudem rechtlich verpflichtet, Massnahmen zur Eindämmung und zur Anpassung an den Klimawandel zu ergreifen. Sie muss ausserdem mit dem so genannten «Biennial Transparency Report» dem Sekretariat der UNO-Klimarahmenkonvention alle zwei Jahre Bericht erstatten über die Entwicklung der Treibhausgasemissionen, die geplanten Verminderungs- und Anpassungsmassnahmen sowie über die Beiträge für die internationale Klimafinanzierung. Im Rahmen des Pariser Abkommens sind die Mitgliedsstaaten ausserdem verpflichtet, alle fünf Jahre sogenannte «*Nationally Determined Contributions* (NDC)» einzureichen. Dabei handelt es sich um national festgelegte Klimaziele, mit denen sich die Staaten zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen verpflichten. Die Schweiz übermittelte fristgerecht im Januar 2025 ihr aktualisiertes NDC mit Zielen für das Jahr 2035. Ende März 2023 veröffentlichte der Weltklimarat (IPCC) seinen Synthesebericht des 6. Evaluationszyklus. Der Synthesebericht enthält eine Zusammenfassung des Wissensstandes über den Klimawandel, seiner Auswirkungen und Risiken im Allgemeinen sowie der Chancen, die Treibhausgasemissionen zu vermindern und sich an die Folgen des Klimawandels anzupassen (Quellen: Bundesrat, 2024I+2021a / BAFU, 2024 / IPCC, 2021+2023).

## 9.4 Internationale Zusammenarbeit der Schweiz im Energiebereich

Der Bundesrat hat am 20. Dezember 2024 Kenntnis vom materiellen Abschluss der Verhandlungen zum breiten **Paket zur Stabilisierung und Weiterentwicklung der Beziehungen zwischen der Schweiz und der EU** inklusive eines **Stromabkommens** genommen. Die Verhandlungen wurden mit der Paraphierung der Abkommen durch die Chefunterhändlerinnen und Chefunterhändler am 21. Mai 2025 formell abgeschlossen. Am 13. Juni 2025 hatte der Bundesrat die öffentliche Vernehmlassung zur Genehmigung und Umsetzung des Pakets zur Stabilisierung und Weiterentwicklung der Beziehungen zwischen der Schweiz und der Europäischen Union eröffnet. Die Vernehmlassung dauerte bis zum 31. Oktober 2025. Die Verabschiedung der Botschaft zuhanden des Parlaments ist für das erste Quartal 2026 geplant.

Mit dem Stromabkommen würde die Schweiz Teil des **EU-Strombinnenmarktes**. Das Abkommen würde einen wesentlichen Beitrag an die Stärkung der Versorgungssicherheit und die Sicherstellung des stabilen Netzbetriebs leisten. Die enge Integration ins europäische Stromsystem könnte völkerrechtlich abgesichert werden und die Schweizer Akteure erhielten einen gleichberechtigten Zugang zum EU-Strombinnenmarkt. Auch würde das Stromabkommen wesentliche Handelsopportunitäten zur Vermarktung der flexiblen Schweizer Wasserkraft und vereinfacht die Umsetzung der Energiestrategie 2050 ermöglichen.

Mit dem Stromabkommen würde die Schweiz den **EU-Stromacquis** mit den im Abkommen aufgeführten Ausnahmen und Präzisierungen übernehmen. Der EU-Stromacquis besteht im Wesentlichen aus dem EU-Clean Energy Package von 2019 und beinhaltet die EU-Strombinnenmarktverordnung und -richtlinie (EU/2019/943 und EU/2019/944), die Verordnung über die Risikovorsorge im Strombereich (EU/2019/941), die Verordnung zur EU-Agentur der Energieregulierungsbehörden ACER (EU/2019/942) und die Verordnung über die Integrität und Transparenz der Energiemärkte (REMIT, EU/1227/2011). Ebenso würde die Schweiz Teile der Richtlinie für Erneuerbare Energien (EU/2018/2011) übernehmen und ein hohes Niveau an Umweltschutz im Stromsektor analog zu sechs relevanten Richtlinien der EU gewähren. Mit dem Stromabkommen als Binnenmarktabkommen würden auch die von der Schweiz mit der EU spezifisch ausgehandelten institutionellen Regeln für die Rechtsüberwachung, die Rechtsanwendung, die Rechtsübernahme und die Streitbeilegung gelten und die Schweiz würde gemäss dem sog. 2-Pfeiler-Ansatz eine eigenständige, aber mit der EU äquivalent Beihilfeüberwachung im Strombereich gewährleisten.

Die Schweiz würde das Stromabkommen in zwei Etappen umsetzen. Eine erste Etappe mit Änderungen im StromVG, im EnG und im Bundesgesetz über die Aufsicht und Transparenz in den Energiegrosshandelsmärkten (BATE) käme zusammen mit dem Inkrafttreten des Stromabkommens. Diese enthielte die

für das Funktionieren des Strombinnenmarktes wesentliche Elemente u.a. für die Koppelung des Schweizer Marktes mit dem EU-Markt und die Marktöffnung für alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher. Mit letzterer erhielten alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher das Recht zur freien Wahl des Stromlieferanten. Endverbraucherinnen und Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch unter einer gewissen Schwelle pro Jahr hätten das Recht, in einer regulierten Grundversorgung mit regulierten Preisen zu verbleiben. Die Marktöffnung für alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher würde begleitet mit umfassenden Massnahmen zur Sicherstellung eines funktionierenden Marktes und zum Konsumentenschutz. Weiter enthielte die erste Etappe u.a. zusätzliche Vorgaben für die Entflechtung der Übertragungsnetzbetreiberin Swissgrid, für grosse Verteilnetzbetreiberinnen mit mehr als 100'000 Kunden, Anpassungen bei der Abnahme- und Vergütungspflicht für Strom aus kleinen Produktionsanlagen und den Regeln für die Aufsicht und Transparenz im Strombereich. Eine zweite Etappe käme spätestens drei Jahre nach Inkrafttreten des Stromabkommens. Diese enthielte weitere technische Elemente der Markt- und Netzregulierung. Zudem sollte die Kompetenz zur Regulierung der Netztarife bis fünf Jahre nach Inkrafttreten an die ECom übergehen.

Die Schweiz nimmt im Rahmen der **regionalen Zusammenarbeit** seit Februar 2011 als ständige und aktive Beobachterin am Pentilateralen Energieforum teil. Im Rahmen dieses Forums arbeiten die Energieministerien folgender Länder freiwillig zusammen: Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Österreich und Schweiz. Im Fokus des Penta-Forums stehen die Themen Strommarktintegration, Netzbetrieb, Stromversorgungssicherheit und Zukunft des Energiesystems. Die teilnehmenden Länder führen regelmässig gemeinsame Übungen zur Bewältigung von Stromkrisen durch. Die letzte solche Übung hat im September 2025 in Luxemburg stattgefunden. Aus der Schweiz nahmen Vertreterinnen und Vertreter von Swissgrid und vom BFE daran teil.

Die zahlreichen Interdependenzen mit den Nachbarländern im Energiebereich erfordern eine Vertiefung der **bilateralen Beziehungen** im Energie- und Klimabereich. Im Rahmen eines Arbeitsbesuchs in Norwegen im Juni 2025 unterzeichneten Bundesrat Albert Rösti und der norwegische Energieminister Terje Aasland ein Abkommen zur Speicherung von CO<sub>2</sub>. Dank dieses Abkommens werden der Export und die Speicherung von Schweizer CO<sub>2</sub> in Norwegen sowie der Handel mit der Atmosphäre entzogenem CO<sub>2</sub> (so genannte «Negativemissionen») ermöglicht. Schweizer Firmen können somit Negativemissionen aus Norwegen kaufen und umgekehrt. Dies gemäss den internationalen Standards des Übereinkommens von Paris. Im September 2025 folgten ähnliche Vereinbarungen mit Dänemark, die den Export und die dauerhafte Speicherung von Schweizer CO<sub>2</sub> in Dänemark ermöglichen. Im Bereich der erneuerbaren Energien beobachtet die Schweiz die Entwicklung des Energieträgers grüner Wasserstoff sowie den Aufbau der zukünftigen europäischen Infrastruktur (Hydrogen Backbone). Zu diesem Zweck nimmt die Schweiz seit 2024 als Beobachterin an der von Österreich, Italien und Deutschland gebildeten Trilateralen Arbeitsgruppe zum Südkorridor Wasserstoff teil.

Die Schweiz engagiert sich im Rahmen der **multilateralen Zusammenarbeit** in internationalen Energieinstitutionen wie der *Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA)* in Abu Dhabi und dem *Nachhaltigen Energiekomitee der Wirtschaftskommission für Europa (UNECE)* in Genf. Zentrale Themen sind unter anderem E-Mobilität, digitale Innovationen, die gerechte Transition zu nachhaltigen Energieträgern und die technische Zusammenarbeit mit Ländern in Osteuropa, dem Kaukasus und Zentralasien. Besonders Gewicht kommt der Mitgliedschaft bei der *Internationalen Energieagentur (IEA)* zu. Im Juni 2025 nahm die Schweiz an der zehnten «Global Conference on Energy Efficiency» teil. Im Beisein von BFE-Direktor Benoît Revaz wurde eine Ministererklärung genehmigt, in der die Regierungen ihr Engagement für stärkere Massnahmen zur Energieeffizienz bekräftigten und wichtige Massnahmen für grössere Fortschritte in allen Endverbrauchssektoren hervorhoben. Für die Schweiz spielt die IEA eine Schlüsselrolle bei der Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit ihrer Mitgliedsländer, bei der Entwicklung internationaler Forschungsprojekte und bei der Unterstützung der Energiewende durch die Elektrifizierung der Energiesysteme. Darüber hinaus wirkte die Schweiz als verantwortungsvolle Akteurin bei der *Internationalen Atomenergie-Agentur (IAEA)* der UNO mit. Im Zentrum des Interesses der Schweiz liegen insbesondere die Themen der weltweiten nuklearen Sicherheit und Sicherung, Safeguards, die technische Kooperation sowie die Unterstützung der Mitgliedsländer durch nuklearwissenschaftliche Methoden, beispielsweise in den Bereichen Medizin, Wasser und Landwirtschaft.

Die Schweiz hat sich in den letzten Jahren ausserdem aktiv an den Verhandlungen zur Modernisierung des Vertrags über die Energiecharta (ECT) vom 17. Dezember 1994 beteiligt, einem multilateralen Abkommen zur Förderung von Handel, Investitionen und Energieeffizienz im Energiesektor<sup>94</sup>. Nach rund vierjährigen Verhandlungen wurde die Reform von der Energiecharta-Konferenz – dem höchsten Leitungsgremium des Vertrags - im Dezember 2024 definitiv verabschiedet. Trotz des zwischenzeitlichen Ausstiegs von EU und EURATOM sowie mehrerer EU-Mitgliedstaaten, unter anderem Deutschland, Frankreich und Spanien, bleibt die Reform international breit abgestützt. Auch eine Mehrheit der EU-Mitgliedsstaaten verbleibt nach wie vor im ECT. Die überarbeitete Fassung modernisiert die Standards zum Investitionsschutz gemäss den Entwicklungen in multilateralen Foren und der Vertragspraxis bei bilateralen Investitionsabkommen, erhöht die Integrität und Transparenz der Streitbeilegung und präzisiert das Recht der Staaten, im öffentlichen Interesse zu regulieren. Neu wurde für Vertragsparteien, die dies wünschten, die Möglichkeit eingeführt, fossile Energieträger vom Investitionsschutz auszunehmen – eine Möglichkeit, die die Schweiz gezielt nutzt, um besonders klimaschädliche Energieträger auszuschliessen. Der modernisierte Vertrag entspricht dem Verhandlungsmandat des Bundesrates und ist im Interesse der Schweiz. Der Bundesrat wird voraussichtlich Anfang nächstes Jahr die ordentliche Vernehmlassung zur Ratifikation des modernisierten Vertrags eröffnen (Quellen: Bundesrat, 2022b+2023d+2024e+f+g+m+ 2025e+f) / UVEK, 2024+2025 / BFE, 2025f).

---

<sup>94</sup> Vertrag über die Energiecharta, SR 0.730.0

## Literatur- und Quellenverzeichnis

- Avenergy Suisse (2025): Jahresberichte 2013-2024.
- BAFU (2024): Bundesamt für Umwelt: COP29: Einigung auf neues Finanzziel für Entwicklungsländer, Medienmitteilung von 24. November 2024.
- BAFU (2025): Bundesamt für Umwelt, Treibhausgasinventar 2023.
- BAZG (2025): Bundesamt für Zoll und Grenzsicherheit: Belastung der Treib- und Brennstoffe 2024.
- BAZL (2025): Bundesamt für Zivilluftfahrt, Datenvorabzug zum internationalen Flugverkehr 2024 im Rahmen des Treibhausgasinventars.
- BFE (2014): Bundesamt für Energie, Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz. Bericht in Anlehnung an die Verordnung (EU) Nr. 994/2010.
- BFE (2016): Bundesamt für Energie, Präventions- und Notfallpläne der Schweiz für Gas.
- BFE (2024a): Bundesamt für Energie, diverse Medienmitteilungen aus dem Jahr 2024
- BFE (2024b): Bundesamt für Energie, Rückerstattung Netzzuschlag – Zusammenstellung Kennzahlen 2021 und 2022.
- BFE (2024c): Bundesamt für Energie, Energieforschungsstatistik 2023.
- BFE (2025a): Bundesamt für Energie, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2024.
- BFE (2025b): Bundesamt für Energie, Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2024.
- BFE (2025c): Bundesamt für Energie, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2024.
- BFE (2025d): Bundesamt für Energie, Energieforschung und Innovation, Bericht 2024.
- BFE (2025e): Bundesamt für Energie, Energieverbrauch und Energieeffizienz der neuen Personenwagen und leichten Nutzfahrzeuge 2024.
- BFE (2025f): Bundesamt für Energie, diverse Medienmitteilungen aus dem Jahr 2025.
- BFE (2025g): Bundesamt für Energie, Schweizerische Elektrizitätsbilanz – Monatswerte.
- BFE (2025h): Bundesamt für Energie, Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energie, Ausgabe 2024.
- BFE/EICom/BWL (2022): Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy Schweiz – Winter 2022/2023.
- BFE/Swissgrid (2025): Informationen zum Status von Netzprojekten.
- BFS (2025a): Bundesamt für Statistik, Statistik der Bevölkerung und der Haushalte (STATPOP) 2024.
- BFS (2025b): Bundesamt für Statistik, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Schweiz 2024.
- BFS (2025c): Bundesamt für Statistik, Landesindex der Konsumentenpreise, Durchschnittspreise für Energie und Treibstoffe 2024.
- BFS/BAFU/ARE (2025): Indikatorensystem Monitoring Nachhaltige Entwicklung MONET.
- Bundesblatt 2017: Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze, BBI 2017 7909.
- Bundesblatt (2022): Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG), BBI 2022 2403.
- Bundesblatt (2023a): Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, BBI 2023 2301.
- Bundesblatt (2023b): Bundesgesetz über die Beschleunigung der Bewilligungsverfahren für Windenergieanlagen, BBI 2023 1522.
- Bundesblatt (2024): Bundesgesetz über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen, BBI 2024 686.

- Bundesblatt (2025): Botschaft zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes (Beschleunigung beim Aus- und Umbau der Stromnetze, BBI 2025 1832.
- 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 (2019a): Bundesrat beschliesst Paket zur Senkung des Treibhausgas-Ausstosses in der Bundesverwaltung, Medienmitteilung vom 3. Juli 2019.
- Bundesrat (2019b): Bundesrat setzt die Strategie Stromnetze per Juni 2019 in Kraft, Medienmitteilung vom 3. April 2019.
- Bundesrat (2020): Botschaft und Entwurf zum Bundesbeschluss über einen Verpflichtungskredit für das Forschungsförderungsinstrument SWEET (Swiss Energy Research for the Energy Transition) für die Jahre 2021–2032, BBI 2020 1961.
- Bundesrat (2021a): Langfristige Klimastrategie der Schweiz.
- Bundesrat (2021b): Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, BBI 2021 1666.
- Bundesrat (2022a): Bundesrat genehmigt Szenariorahmen für Stromnetzplanung 2030/2040, Medienmitteilung vom 23. November 2022.
- Bundesrat (2022b): Beziehungen zur EU: Der Bundesrat legt Stossrichtung für Verhandlungspaket fest, Medienmitteilung vom 25. Februar 2022.
- Bundesrat (2022c): Energiestrategie 2050, Fünfjährige Berichterstattung im Rahmen des Monitorings.
- Bundesrat (2022d): Der Bundesrat empfiehlt die Umschaltung von Zweistoffanlagen, Medienmitteilung vom 23. September 2022.
- Bundesrat (2022f): Botschaft zur Revision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes für die Zeit nach 2024, BBI 2022 2651.
- Bundesrat (2023a): Bundesrat setzt Verordnungsänderung für Windexpress in Kraft, Medienmitteilung von 15. Dezember 2023.
- Bundesrat (2023b): Bundesrat setzt Verordnungsänderung zur Umsetzung der Solaroffensive in Kraft; Medienmitteilung vom 17. März 2023.
- Bundesrat (2023c): Botschaft zu Änderung des Energiegesetzes (Beschleunigungserlass), BBI 2023 1602.
- Bundesrat (2023d): Bundesrat diskutiert Handlungsoptionen betreffend Energiechartavertrag, Medienmitteilung vom 8. November 2023.
- Bundesrat (2024a): Botschaft zum Bundesbeschluss über einen Verpflichtungskredit für das Forschungsförderungsinstrument SWEETER (SWiss research for the EnErgy Transition an Emissions Reduction) für die Jahre 2025-2036.
- Bundesrat (2024b): Bundesrat Röstli unterschreibt Gas-Solidaritätsabkommen mit Deutschland und Italien, Medienmitteilung vom 19 März 2024.
- Bundesrat (2024c): Bundesrat legt für den Winter 2024/25 wiederum ein freiwilliges Gassparziel fest, Medienmitteilung vom 28. August 2024.
- Bundesrat (2024d): Bundesrat will den Ausbau der Stromnetze weiter beschleunigen, Medienmitteilung vom 26. Juni 2024.
- Bundesrat (2024e): Der Bundesrat nimmt eine Standortbestimmung zu den laufenden Verhandlungen vor, Medienmitteilung vom 26. Juni 2024.

- Bundesrat (2024f): Bundespräsidentin Amherd und EU-Kommissionspräsidentin von der Leyen eröffnen Verhandlungen Schweiz-EU, Medienmitteilung vom 18. März 2024.
- Bundesrat (2024g): Beziehungen Schweiz–EU: Der Bundesrat verabschiedet das endgültige Verhandlungsmandat, Medienmitteilung vom 8. März 2024.
- Bundesrat (2024i): Bundesrat verlängert Gas-Reserve für die Schweiz um einen weiteren Winter, Medienmitteilung vom 13. September 2024.
- Bundesrat (2024j): Bundesrat will Stromreserve gesetzlich verankern, Medienmitteilung vom 1. März 2024
- Bundesrat (2024k): Initiative «Blackout stoppen»: Bundesrat schlägt indirekten Gegenvorschlag vor, Medienmitteilung vom 28. August 2024.
- Bundesrat (2024l): 29. UNO-Klimakonferenz: Bundesrat genehmigt Mandat der Schweizer Delegation, Medienmitteilung vom 20. September 2024.
- Bundesrat (2024m): Bundesrat stimmt der Modernisierung des Energiechartavertrags zu, Medienmitteilung vom 20. November 2024.
- Bundesrat (2024n): Bundesrat setzt erstes Paket des Bundesgesetzes für eine sichere Stromversorgung in Kraft, Medienmitteilung vom 20. November 2024.
- Bundesrat (2024o): Keine finanzielle Hilfe für Zweistoffanlagen. Medienmitteilung vom 30. Oktober 2024.
- Bundesrat (2025a): Zubau von Wasserkraft erfordert angepasste Projektliste, Medienmitteilung vom 27. August 2025.
- Bundesrat (2025b): Bundesrat setzt Arbeiten an zwei Verordnungen für Solidaritätsmassnahmen im Fall einer Gasmangellage fort, Medienmitteilung vom 27. August 2025.
- Bundesrat (2025c): Fünf Reservekraftwerke für die Versorgungssicherheit ab 2026, Medienmitteilung vom 14. Mai 2025.
- Bundesrat (2025d): Gasturbinen-Prüfstand von Ansaldo soll ab Februar 2027 als Reservekraftwerk bereitstehen, Medienmitteilung vom 25. Juni 2025.
- Bundesrat (2025e): Paket Schweiz-EU: Der Bundesrat heisst die Abkommen gut und eröffnet die Vernehmlassung, Medienmitteilung vom 13. Juni 2025.
- Bundesrat (2025f): Stromabkommen Schweiz-EU: Bundesrat legt Eckpunkte zur Umsetzung fest, Medienmitteilung vom 14. Mai 2025.
- Bundesrat (2025g): Bundesrat startet Vernehmlassung zur Verlängerung der Winterreserveverordnung, Medienmitteilung vom 7. März 2025.
- Bundesrat (2025h): Initiative «Blackout stoppen» - Bundesrat verabschiedet Botschaft zum indirekten Gegenvorschlag, Medienmitteilung vom 13. August 2025.
- Bundesrat (2025i): Bundesrat überweist Botschaft zur Beschleunigung des Ausbaus der Stromnetze, Medienmitteilung vom 21. Mai 2025.
- Bundesrat (2025j): Freiwilliges Winter-Gassparziel erreicht, Medienmitteilung vom 14. Mai 2025.
- Bundesrat (2025k): Verzicht auf freiwilliges Gassparziel für den Winter 2025/26, Medienmitteilung vom 26. September 2025.
- Bundesrat (2025l): Erneute Vernehmlassung zum Gasversorgungsgesetz, Medienmitteilung vom 19. September 2025.
- Bundesrat (2025m): Bundesrat verlängert Gas-Reserve für die Schweiz bis 2025, Medienmitteilung vom 15. Oktober 2025.
- BWL (2023a): Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung, Trockenheit beeinträchtigt Mineralölversorgung der Schweiz, Medienmitteilung vom 22. Juli 2022.
- BWL (2023b): Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung, Zweite Pflichtlagerunterschreitung für Mineralölprodukte, Medienmitteilung vom 18. August 2022.

- BWL (2023c): Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung, Versorgung der Schweiz mit flüssigen Treib- und Brennstoffen wieder sichergestellt, Medienmitteilung vom 17. Oktober 2023.
- BWL (2023d): Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung, Bericht zur Vorratshaltung.
- COM(2015) 80 final: Mitteilung der Europäischen Kommission, «A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy»
- COM(2016) 860 final: Mitteilung der Europäischen Kommission, Saubere Energie für alle Europäer.
- COM(2021) 550 final: Mitteilung der Kommission «Fit für 55»: auf dem Weg zur Klimaneutralität – Umsetzung des EU-Klimaziels für 2030.
- COM(2022) 230 final: Mitteilung der Europäischen Kommission, REPowerEU Plan
- COM(2022) 360 final: Mitteilung der Europäischen Kommission, «Save gas for a safe winter»
- COM(2022) 361 final: Vorschlag für eine Verordnung des Rates über koordinierte Massnahmen zur Senkung der Gasnachfrage.
- COM(2025) 30 final: Mitteilung der Europäischen Kommission, «A Competitiveness Compass for the EU».
- COM(2025) 79 final: Mitteilung der Europäischen Kommission, «Action Plan for Affordable Energy»
- COM(2025) 85 final: Mitteilung der Europäischen Kommission, «The Clean Industrial Deal».
- COM(2025) 440 final/2: Mitteilung der Europäischen Kommission, «Roadmap towards ending Russian energy imports».
- COM(2025) 828 final: Vorschlag der Europäischen Kommission für eine Verordnung zur Einstellung der Einfuhren von russischem Erdgas, zur Verbesserung der Überwachung potenzieller Energieabhängigkeiten und zur Änderung der Verordnung (EU) 2017/1938.
- COM(2025) 571 final: Vorschlag der Europäischen Kommission für eine Verordnung zur Festlegung des Mehrjährigen Finanzrahmens für die Jahre 2028 bis 2034.
- COM (2025a): Medienmitteilung der Europäischen Kommission vom 16. Juni 2025, «New Energy Union Task Force to reinforce pan-European energy cooperation».
- COM (2025b): Medienmitteilung der Europäischen Kommission vom 19. Januar 2025, «An EU Compass to regain competitiveness and secure sustainable prosperity».
- COM (2025c): Medienmitteilung der Europäischen Kommission vom 17. Juni 2025, «Commission proposes gradual phase-out of Russian gas and oil imports into the EU».
- COM (2025d): Medienmitteilung der Europäischen Kommission vom 16. Juli 2025, «An ambitious budget for a stronger Europe: 2028-2034».
- COM (2025e): European Commission, Directorate-General for Energy: Quarterly Report on European Gas Markets, covering fourth quarter of 2024.
- COM (2025f): European Commission, Directorate-General for Energy: Quarterly Report on European Electricity Markets, covering fourth quarter of 2024.
- Ecoplan/EPFL/FHNW (2015): Wirkungsabschätzung CO<sub>2</sub>-Abgabe, i.A. des BAFU.
- Ecoplan (2017): Wirkungsabschätzung CO<sub>2</sub>-Abgabe, Aktualisierung bis 2015, i.A. des BAFU.
- EFV (2025): Eidgenössische Finanzverwaltung, Entwicklung der Mehrwertsteuersätze 2024.
- Eicher + Pauli (2025): Schweizerische Statistik der Erneuerbaren Energien 2024, i.A. des BFE.
- EICom (2025a): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Tätigkeitsbericht 2024.
- EICom (2025b): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Tarif- und Rohdaten der schweizerischen Verteilnetzbetreiber.
- EICom (2025c): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Markttransparenz 2024.
- EICom (2025d): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Termin- und Spotmarktberichte.
- EICom (2025e): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Stromversorgungsqualität 2024.

- EICom (2025f): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Update Winterproduktionsfähigkeit, Einschätzungen der EICom zur Stromversorgungssicherheit Schweiz bis 2035.
- EICom (2025g): Eidgenössische Elektrizitätskommission, System Adequacy 2028, 2030 und 2035.
- ENTSO-E (2024): European Resource Adequacy Assessment, 2024 Edition.
- Innosuisse (2025): Website zur «Flagship Initiative».
- IPCC (2021): Intergovernmental Panel on Climate Change, 6. Sachstandsbericht zu den naturwissenschaftlichen Grundlagen des Klimawandels.
- IPCC (2023): Intergovernmental Panel on Climate Change, Synthesis Report: Climate Change 2023.
- KliK (2025): Stiftung Klimaschutz und CO<sub>2</sub> Kompensation KliK, Jahresbericht 2025.
- Noailly, J., Wurlod, J-D. (2016): The impact of Green Innovation on Energy Intensity: An Empirical Analysis for 14 Industrial Sectors in OECD Countries, Final report.
- OECD/IEA (2025a): International Energy Agency, Energy Prices and Taxes 2024.
- OECD/IEA (2025b) International Energy Agency, Oil 2025: Analysis and forecast to 2030.
- OECD/IEA (2025c) International Energy Agency, Global Gas Security Review 2024.
- OECD/IEA (2025d) International Energy Agency, Coal: Mid-Year Update 2025.
- OECD/IEA (2025e) International Energy Agency, Electricity: Mid-Year Update 2025.
- 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/Ecoplan (2020): Energieperspektiven 2050+, i. A. des BFE.
- Prognos/TEP/Infras (2025a): Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2023 nach Bestimmungsfaktoren, i. A. des BFE.
- Prognos/TEP/Infras (2025b): Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2023 nach Verwendungszwecken, i. A. des BFE.
- SBFI (2025): Staatssekretariat für Bildung, Forschung und Innovation, Webseite zum aktuellen Stand Horizon Europe.
- Swissgas/VSG (2024): Datenlieferung Berechnung Infrastrukturstandard N-1.
- Swissgrid (2015): Strategisches Netz 2025.
- Swissgrid (2025a): Geschäftsbericht 2024.
- Swissgrid (2025b): Strategisches Netz 2040.
- Swissolar (2025): Markterhebung Sonnenergie 2024, i. A. des BFE.
- Universität Basel/ETHZ/Consentec (2022): Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom, i.A. des BFE.
- UVEK (2021): Gemeinsame Erklärung des Runden Tisches Wasserkraft.
- UVEK (2024): Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, diverse Medienmitteilungen.
- UVEK (2025): Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, diverse Medienmitteilungen.
- Voigt S. et al. (2014): Energy Intensity Developments in 40 Major Economies: Structural Change or Technology Improvement?
- VNB (2025): Datenumfrage bei Verteilnetzbetreibern zu Eigenverbrauch und intelligenten Netzkomponenten, i.A. des BFE.
- VSG (2025): Verband der schweizerischen Gasindustrie, Jahresstatistik 2024.
- WEKO (2020): Wettbewerbskommission, Medienmitteilung vom 4. Juni 2020, WEKO öffnet Gasmarkt in der Zentralschweiz.

# Abbildungsverzeichnis

<b>Abbildung 1:</b> Zielsetzungen Energiestrategie 2050 (ausgehend vom Basisjahr 2000).....	9
<b>Abbildung 2:</b> Themenfelder und Indikatoren jährlicher Monitoring-Bericht (ausführliche Fassung) .....	11
<b>Abbildung 3:</b> Entwicklung des Endenergieverbrauchs pro Person und Jahr seit 2000 (indexiert) .....	13
<b>Abbildung 4:</b> Entwicklung des Stromverbrauchs pro Person und Jahr seit 2000 (indexiert) .....	14
<b>Abbildung 5:</b> Entwicklung Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) seit 2000 (in GWh) .....	15
<b>Abbildung 6:</b> Entwicklung der mittleren Produktionserwartung von Strom aus Wasserkraft (in GWh) seit 2000 sowie Aufschlüsselung nach Kraftwerktyp im Berichtsjahr .....	17
<b>Abbildung 7:</b> Entwicklung Import- resp. Exportüberschuss Strom im Winterhalbjahr (Oktober bis März) sowie die mittlere Nettoimportmenge seit 2000/2001 .....	18
<b>Abbildung 8:</b> Entwicklung des Endenergie- und Stromverbrauchs sowie wichtiger Einflussfaktoren (indexiert).....	19
<b>Abbildung 9:</b> Entwicklung des Endenergieverbrauchs (in TJ) total und nach Sektoren (Verbrauchergruppen) .....	20
<b>Abbildung 10:</b> Anteil erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch (in %) .....	22
<b>Abbildung 11:</b> Entwicklung des (modellierten) Endenergieverbrauchs nach Verwendungszwecken.....	23
<b>Abbildung 12:</b> Elektrizitätsverbrauch von Elektromobilität und Wärmepumpen.....	24
<b>Abbildung 13:</b> Entwicklung der Energie- bzw. Stromintensität als Verhältnis von Endenergie- und Stromverbrauch zum realen BIP (in MJ/Franken) .....	25
<b>Abbildung 14:</b> PV-Anlagen im Eigenverbrauch (Quelle: VNB-Umfrage).....	26
<b>Abbildung 15:</b> Übersicht Netzvorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2025) .....	31
<b>Abbildung 16:</b> Kumulierte Dauer der Projektphasen Netzvorhaben auf Netzebene 1 per 15. Oktober 2024 in Jahren .....	32
<b>Abbildung 17:</b> Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km) .....	38
<b>Abbildung 18:</b> Investitionen und Abschreibungen von Sachanlagen im Übertragungsnetz .....	39
<b>Abbildung 19:</b> Investitionen (durchgezogen) und Abschreibungen (gestrichelt) für die Netzebenen 2 bis 7 (in Mio. Fr.).....	40
<b>Abbildung 20:</b> Anteil Smart Meter im Vergleich zu konventionellen Zählern .....	41
<b>Abbildung 21:</b> Entwicklung von Transformatoren mit Spannungsregelung unter Last .....	42
<b>Abbildung 22:</b> Steuer- und Regelsysteme auf der untersten Netzebene (Quelle: VNB-Umfrage) .....	43
<b>Abbildung 23:</b> Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch .....	44
<b>Abbildung 24:</b> Diversifizierung Stromproduktion: Anteile nach Stromproduktionsarten.....	45
<b>Abbildung 25:</b> Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (in %) .....	46
<b>Abbildung 26:</b> Monatliche Erzeugung nach Kraftwerkstyp, Importe und Landesverbrauch im Kalenderjahr 2023 .....	51
<b>Abbildung 27:</b> Importkapazitäten an den Schweizer Grenzen (in GW).....	52
<b>Abbildung 28:</b> Simulierte Netzbelastungswerte im N-1-Fall des Übertragungsnetzes.....	53
<b>Abbildung 29:</b> Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher in Minuten als Ausdruck der Versorgungsqualität (SAIDI).....	54
<b>Abbildung 30:</b> Gasabsatz an Ein- und Zweistoffanlagen (Anteile in %).....	56
<b>Abbildung 31:</b> Gasverbrauch nach Kundengruppen (Quelle: Umfrage VSG).....	57

<b>Abbildung 32:</b> Entwicklung Infrastrukturstandard N-1 für verschiedene Nachfragekategorien (Quellen: Swissgas und VSG, Berechnungen BFE) .....	58
<b>Abbildung 33:</b> Einfuhr Rohöl und Fertigprodukte nach Transportmitteln (Anteile Importmenge in %) ....	59
<b>Abbildung 34:</b> Rohöl-Einfuhr nach Herkunftsländern (Anteile Importmenge in %) .....	60
<b>Abbildung 35:</b> Einfuhr von Rohöl und Erdölprodukten sowie Total der Erdölimporte .....	61
<b>Abbildung 36:</b> Entwicklung der EndverbraucherAusgaben für Energie (in Mrd. Fr., Schätzungen (Elektrizität provisorisch für 2024)) und wichtiger Einflussfaktoren (indexiert) sowie Aufteilung nach Energieträger .....	64
<b>Abbildung 37:</b> Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand jeweils aktueller Wechselkurse umgerechnet).....	67
<b>Abbildung 38:</b> Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand jeweils aktueller Wechselkurse umgerechnet).....	68
<b>Abbildung 39:</b> Entwicklung der Strompreiskomponenten für Haushalte (in Rp./kWh) .....	71
<b>Abbildung 40:</b> Entwicklung der Strompreiskomponenten für Industrie- und Gewerbekunden (in Rp./kWh) .....	72
<b>Abbildung 41:</b> Heizöl Extraleicht – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, Mengen 1501-3000 Liter, in Fr./l) .....	73
<b>Abbildung 42:</b> Benzin und Diesel – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, in Fr./Liter) .....	74
<b>Abbildung 43:</b> Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen pro Person und Jahr (in t CO <sub>2</sub> pro Person) .....	76
<b>Abbildung 44:</b> Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO <sub>2</sub> ).....	77
<b>Abbildung 45:</b> Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen Industrie und Dienstleistungen pro Bruttowertschöpfung (indexiert) .....	79
<b>Abbildung 46:</b> Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen der Personenwagen in Relation zu Fahrzeugbestand und Fahrleistung (indexiert).....	80
<b>Abbildung 47:</b> Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real) .....	82