



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für  
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**

**Bericht** vom Dezember 2024

---

# **Energiestrategie 2050**

## **Monitoring-Bericht 2024 (ausführliche Fassung)<sup>1</sup>**

---

---

<sup>1</sup> Mit Daten mehrheitlich bis 2023.

**Datum:** Dezember 2024

**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)

**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>8</b>
2.1	Rechtliche Grundlage und Zweck des Monitorings .....	9
2.2	Bezugsrahmen für das Monitoring.....	9
2.2.1	Stossrichtung der Energiestrategie 2050 .....	10
2.3	Themenfelder und Indikatoren des Monitorings .....	11
<b>3</b>	<b>Themenfeld Energieverbrauch und -produktion</b> .....	<b>13</b>
3.1	Überprüfung der Richterwerte gemäss Energiegesetz .....	13
3.1.1	Endenergieverbrauch pro Person und Jahr.....	14
3.1.2	Stromverbrauch pro Person und Jahr .....	15
3.1.3	Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) .....	16
3.1.4	Stromproduktion aus Wasserkraft .....	17
3.2	Vertiefende Indikatoren zum Energie- und Stromverbrauch .....	20
3.2.1	Entwicklung und Treiber des Endenergie- und Stromverbrauchs .....	20
3.2.2	Endenergieverbrauch insgesamt und nach Sektoren .....	21
3.2.3	Anteil erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch .....	22
3.2.4	Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken .....	23
3.2.5	Energie- und Stromintensität .....	26
3.2.6	PV-Anlagen im Eigenverbrauch .....	27
<b>4</b>	<b>Themenfeld Netzentwicklung</b> .....	<b>29</b>
4.1	Status und Dauer der Vorhaben im Übertragungsnetz .....	29
4.2	Erdverlegung von Leitungen.....	39
4.3	Netzinvestitionen und -abschreibungen .....	40
4.3.1	Investitionen ins Übertragungsnetz und Abschreibungen .....	40
4.3.2	Investitionen ins Verteilnetz und Abschreibungen.....	41
4.4	Entwicklung der intelligenten Netze.....	42
4.4.1	Intelligente Zähler (Smart Meter).....	42
4.4.2	Spannungsregelungsinstrumente (Transformation) .....	43
4.4.3	Steuer- und Regelsysteme (Flexibilität).....	44
<b>5</b>	<b>Themenfeld Versorgungssicherheit</b> .....	<b>45</b>
5.1	Energieübergreifende Sicht .....	45
5.1.1	Diversifizierung der Energieversorgung .....	45
5.1.2	Auslandabhängigkeit .....	47
5.2	Stromversorgungssicherheit.....	48
5.2.1	System Adequacy und Winterproduktionsfähigkeit .....	48
5.2.2	Stromproduktion, Importe und Verbrauch im Jahresverlauf.....	52
5.2.3	Importkapazität .....	53

5.2.4	Belastung N-1 im Übertragungsnetz .....	54
5.2.5	Versorgungsqualität/Netzverfügbarkeit .....	55
5.3	Gasversorgungssicherheit .....	56
5.3.1	Zweistoffanlagen.....	56
5.3.2	Infrastrukturstandard.....	58
5.4	Ölversorgungssicherheit.....	60
5.4.1	Diversifikation der Transportmittel .....	60
5.4.2	Importportfolio von Rohöl.....	61
5.4.3	Importe von Rohöl und Erdölprodukten.....	62
<b>6</b>	<b>Themenfeld Ausgaben und Preise.....</b>	<b>64</b>
6.1	Endverbraucherausgaben für Energie.....	64
6.2	Energiepreise.....	66
6.2.1	Energiepreise für Industriesektoren im internationalen Vergleich .....	67
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 Kopf .....	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 .....	78
7.4	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen der Personenwagen .....	79
7.5	Weitere Umweltauswirkungen .....	80
<b>8</b>	<b>Themenfeld Forschung und Technologie .....</b>	<b>81</b>
8.1	Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung.....	81
8.2	Forschungsaktivitäten und -programme im Bereich Energie .....	82
<b>9</b>	<b>Themenfeld Internationales Umfeld.....</b>	<b>85</b>
9.1	Entwicklung der globalen Energiemärkte .....	85
9.2	Entwicklungen in der EU.....	87
9.2.1	Wahljahr 2024 und neue strategische Agenda 2024-2025 .....	87
9.2.2	«European Green Deal» und «Fit for 55» .....	87
9.2.3	Reform des EU-Strommarktdesigns.....	88
9.2.4	Das «Clean Energy Package» .....	89
9.2.5	Entwicklung gegenüber den Energie- und Klimazielen .....	89
9.2.6	Umsetzung der Network Codes im Strombereich .....	90
9.2.7	Gasbinnenmarkt und Gasversorgungssicherheit .....	91
9.2.8	Entwicklungen im Bereich Wasserstoff .....	92
9.3	Internationale Klimapolitik.....	93
9.4	Internationale Zusammenarbeit der Schweiz im Energiebereich .....	94
	<b>Literatur- und Quellenverzeichnis .....</b>	<b>96</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>100</b>

# 1 Wichtiges in Kürze

Mit der Energiesstrategie 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. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien ist die Energiesstrategie 2050 weiterentwickelt worden. Das Gesetz tritt am 1.1.2025 in Kraft, nachdem ihm das Stimmvolk am 9. Juni 2024 zugestimmt hat. Begleitet wird die Energiesstrategie durch ein detailliertes Monitoring, welches jährlich darüber berichtet, wie die Schweiz auf diesem Weg vorankommt. Der vorliegende **Monitoringbericht 2024** zeigt die Situation per Ende 2023. Die wichtigsten Ergebnisse sind:

**Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft):** Diese steigt seit 2000 an, seit 2010 hat sich das Wachstum verstärkt. 2023 lag die erneuerbare Stromproduktion bei 6798 Gigawattstunden (GWh) oder 10,2 Prozent der gesamten Netto-Elektrizitätsproduktion. 2023 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 786 GWh, seit 2011 lag er im Durchschnitt bei 415 GWh pro Jahr. Das Wachstum ist grösstenteils auf den Ausbau im Bereich Photovoltaik zurückzuführen. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wird für das Jahr 2035 ein Zielwert von 35'000 GWh gesetzlich verankert. Um diesen zu erreichen, ist im Mittel ein jährlicher Zuwachs von 2350 GWh nötig (*Seite 16*).

**Stromproduktion aus Wasserkraft:** Diese ist seit 2000 kontinuierlich angestiegen. 2023 lag die mittlere Netto-Produktionserwartung bei 36'708 GWh und hat damit gegenüber dem Vorjahr um 66 GWh abgenommen. Seit 2012 hat sie im Durchschnitt jedoch um 95 GWh pro Jahr zugenommen. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wird für das Jahr 2035 ein Zielwert von 37'900 GWh gesetzlich verankert. Um diesen zu erreichen, ist ein jährlicher Zuwachs von durchschnittlich 99 GWh nötig (*Seite 17*).

**Endenergieverbrauch pro Kopf:** Dieser hat seit 2000 abgenommen. 2023 lag er 28 Prozent unter dem Basisjahr 2000 (witterungsbereinigt -25,6%). Der witterungsbereinigte Endenergieverbrauch pro Kopf muss künftig im Mittel um 2,2 Prozent pro Jahr sinken, damit der Zielwert 2035 (-43%) aus dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien erreicht werden kann. Zum Vergleich: In den letzten zehn Jahren betrug der mittlere Rückgang rund 1,9 Prozent pro Jahr (*Seite 14*).

**Stromverbrauch pro Kopf:** Dieser nahm bis 2006 zu, seither ist der Trend rückläufig. 2023 lag er 13,5 Prozent unter dem Wert von 2000 (witterungsbereinigt -12,6%). 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 15*).

**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 hat der Anteil wieder zugenommen und lag 2023 bei 28 Prozent (2022: 25,7%; 2000: 17%) (*Seite 22*).

**Diversifizierung und Auslandabhängigkeit:** Erdölprodukte machten 2023 über 46 Prozent des Endenergieverbrauchs aus, Strom etwa 26 Prozent und Erdgas rund 12 Prozent. Der Anteil der Erdöltreibstoffe hat gegenüber dem Vorjahr um 1,5 Prozent zugenommen, was vor allem auf den höheren Absatz von Flugpetrol zurückzuführen ist. Bei den Brennstoffen ist weiterhin eine Abnahme zu beobachten. (-0,4% Öl; -1% Gas). 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. 2023 ist die Auslandabhängigkeit zwar mit 71,2 Prozent (2022: 73,7%) zurückgegangen, allerdings bewegt sie sich weiterhin auf hohem Niveau (*Seite 45*).

**Stromversorgungssicherheit:** Die kurz- bis mittelfristige Versorgungssicherheit steht nach dem russischen Angriff auf die Ukraine nach wie vor im Fokus. Das BFE hat eine Studie zur Versorgungssicherheit, eine sogenannte 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 kam zum Schluss, dass die Stromversorgungssicherheit der Schweiz im Winter 2022/23 nicht gefährdet war, Versorgungsengpässe jedoch 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 (*ab Seite 48*).

**Netzentwicklung:** Dank verfahrensbeschleunigender Massnahmen sowie optimierter und gestrafter 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 2023 lag der Anteil Smart Meter an den gesamthaft installierten Zählern bereits bei rund 39 Prozent. Gegenüber 2022 ist der Anteil um über acht Prozentpunkte gestiegen (*ab Seite 29*).

**Energieausgaben und -preise:** Die *Endverbraucherausgaben für Energie* betragen in der Schweiz im Jahr 2023 36,4 Mrd. Franken und lagen damit knapp zehn Prozent höher als im Vorjahr. Das Wachstum hat sich allerdings abgeschwächt (2022: +22% gegenüber 2021). Der Anstieg der Ausgaben war vom Anstieg der Preise getrieben; so stieg der Teilindex des Landesindex der Konsumentenpreise, welcher die Energie abbildet, aufgrund der angespannten Energieversorgungslage nach dem russischen Angriff auf die Ukraine, um 30 Prozent innerhalb der letzten beiden Jahre. Besonders stark ausgeprägt war der Anstieg bei den Ausgaben in den letzten beiden Jahren beim Strom (62%) und Gas (40%). 2023 wurde für Strom 16,9 Mrd. Franken und für fossile Brenn- und Treibstoffe 18,4 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 der *Strompreis* in der Schweiz 2023 wieder deutlich über dem OECD-Mittelwertes liegt. Bei *Heizöl und Diesel* liegen die Preise ebenfalls über dem OECD-Mittelwert. Beim *Erdgas* sind in praktisch allen OECD-Ländern 2022 deutliche Preiserhöhungen aufgrund des russischen Angriffs auf die Ukraine sichtbar. Allerdings sanken die Erdgaspreise 2023 im Mittel der OECD-Länder wieder, während sie in der Schweiz und in anderen europäischen Ländern weiterhin zugenommen haben (*ab Seite 64*).

**CO<sub>2</sub>-Emissionen:** Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf nehmen in der Schweiz seit dem Jahr 2000 stetig ab. 2022 lagen sie bei 3,5 Tonnen und damit 39 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 Kopf stärker sinken als bisher. In einer Netto-Null-Welt, in der bis 2050 alle vermeidbaren Emissionen eliminiert werden müssen, fallen 2050 pro Kopf 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 seit 2014 ist im Rahmen der Energiestrategie 2050 und dem Aktionsplan Koordinierte Energieforschung Schweiz eine deutliche Zunahme feststellbar. Seit 2021 gehen die eingesetzten öffentlichen Mittel zurück. Dies ist im Auslaufen des Förderprogrammes Energie (SCCER) begründet: Der ETH-Bereich und Innosuisse haben daher weniger zur Energieforschung in der Schweiz beigetragen. Da das BFE-Forschungsprogramm SWEET geringer dotiert ist als das Förderprogramm Energie, kann der Rückgang voraussichtlich auch in Zukunft nicht ganz kompensiert werden. 2022 betragen die Aufwendungen real knapp 365 Mio. Franken (2021: gut 408 Mio. Fr.) (*ab Seite 81*).

**Internationales Umfeld:** Die Energiepreise sind nach den Höchstständen 2022 wieder gesunken, die Märkte waren aber auch im letzten Jahr nach wie vor angespannt und volatil. In der EU startete mit den Neuwahlen für das Europäische Parlament die neue fünfjährige Legislaturperiode 2024-2029. In der abgelaufenen Legislatur haben EU-Rat und Parlament zu allen Vorschlägen, welche die Kommission 2021 im umfassenden Legislativpaket «Fit for 55» vorgelegt hatte, Einigungen erzielt und diese formell weitgehend verabschiedet. Ausnahme ist die Revision der EU-Energiesteuerrichtlinie. Der Bundesrat hat am 8. März 2024 das endgültige Verhandlungsmandat für die Verhandlungen mit der EU verabschiedet und zehn Tage später diese Verhandlungen eröffnet. Im Herbst wird er eine Standortbestimmung zu den laufenden Verhandlungen vornehmen (*ab Seite 85*).

## 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 jüngst 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 austossen 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 und es wird ab 1. Januar 2025 gestaffelt in Kraft treten. 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 2023g), welcher sich in parlamentarischer Beratung befindet. 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 18*).

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 sektorielle Richtwerte fest. Weiter umfasst das Gesetz, welches am 1.1.2025 in Kraft tritt, 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 Frühlingssession 2024 zugestimmt hat und nun ebenfalls Anfang 2025 in Kraft tritt. 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 stärken (*für den Gasbereich s. Kapitel 5.3*). Das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien sieht 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. Die Winterreserveverordnung regelt neben dem Einsatz

der Wasserkraftreserve zudem eine ergänzende thermische Reserve bestehend aus Reservekraftwerken, Notstromgruppen und WKK-Anlagen. Dieser Teil der Stromreserve soll auf eine gesetzliche Grundlage gestellt werden; der Bundesrat hat die Botschaft Anfang März 2024 verabschiedet (Bundesrat, 2024j), die Vorlage befindet sich in der parlamentarischen Beratung.

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, will aber noch in diesem Jahr einen indirekten Gegenvorschlag zur Initiative zu erarbeiten. Darin möchte er im Sinne der Technologieoffenheit das bestehende Neubauverbot für Kernkraftwerke aufheben (Bundesrat, 2024k).

## 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 Richtwerte für 2035 die jährliche Energieproduktion. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien verlagert sich dieser Fokus auf die Energieproduktion im Winterhalbjahr, was eine Anpassung des Monitorings ab dem Berichtsjahr 2025 erforderlich machen 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 Richtwerten steht. Das Monitoring beinhaltet zwei Hauptprodukte, einen jährlichen Monitoring-Bericht, wie er hier für das Jahr 2023 (mit Daten mehrheitlich bis 2023) vorliegt, und eine zusätzliche fünfjährige Berichterstattung.

Der jährlich aktualisierte Monitoring-Bericht enthält quantitative Indikatoren mit wichtigen energiewirtschaftlichen Kennzahlen, ergänzt mit deskriptiven Teilen. Die fünfjährige Berichterstattung des Bundesrats zu Händen des Parlaments ergänzt und vertieft die jährliche Monitoring-Berichterstattung mit weiteren Analysen. Insbesondere soll sie Bundesrat und Parlament erlauben, die Erreichung der Richtwerte gemäss Energiegesetz über einen längeren Zeitraum zu überprüfen und nötigenfalls zusätzliche Massnahmen zu beschliessen oder bestehende anzupassen. Die erste fünfjährige Berichterstattung<sup>2</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 Ausrich-

---

<sup>2</sup> Energiestrategie 2050 – Fünfjährige Berichterstattung im Rahmen des Monitorings (Bundesrat, 2022c).

tung des Energiesystems auf das neue Klimaziel Netto-Null bis 2050 sind diese Werte im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien teilweise angepasst worden und werden ab dem 1.1.2025 als verbindliche Ziele im Gesetz verankert sein, dies auf Basis der Energieperspektiven 2050+ (Bundesrat, 2021b). Für das Monitoring relevant sind weitere Vorlagen und Politiken des Bundes, darunter das Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Strategie Stromnetze, vgl. auch Bundesrat, 2016), welches gleichzeitig mit den dazugehörigen Verordnungen seit Juni 2019 respektive Juni 2021 in Kraft ist. Weiter besteht wie eingangs erwähnt ein enger Bezug zur Klimapolitik (Bundesrat 2019b+2021a).

Bereich	2020 gemäss EnG	2035 gemäss EnG resp. dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, das per 1.1.2025 in Kraft tritt (in Klammern)	2050 gemäss dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, das per 1.1.2025 in Kraft tritt
Durchschnittlicher Energieverbrauch pro Person und Jahr	minus 16%	minus 43%	minus 53%
Durchschnittlicher Stromverbrauch pro Person und Jahr	minus 3%	minus 13%	minus 5%
Durchschn. Jahresproduktion Strom aus Erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft)	mindestens 4,4 Terawattstunden (TWh)	mindestens 11,4 TWh (neu: 35 TWh)	mindestens 45 TWh
Durchschn. Jahresproduktion Strom aus Wasserkraft	kein Richtwert für 2020	Mindestens 37,4 TWh (neu: 37,9 TWh)	mindestens 39,2 TWh

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

### 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 durch EnergieSchweiz;
- 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, Richtwerten und Stossrichtungen leiten sich die 7 Themenfelder und 43 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 Handen des Parlaments besteht derweil ein Gefäss, welches einerseits vertiefende Untersuchungen aufnehmen kann. Diese werden koordiniert mit laufenden Grundlagenarbeiten des BFE (z.B. Energieperspektiven, Evaluationen). Andererseits ermöglicht die fünfjährige Berichterstattung eine energiepolitische Standortbestimmung und kann Handlungsempfehlungen abgeben.

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

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

**Abbildung 2:** Themenfelder 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 Energiegesetz (EnG) festgeschriebenen Richtwerte für den Energie- und Stromverbrauch pro Person sowie die Richtwerte für den Ausbau der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien und für Wasserkraft ab. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien treten per 1.1.2025 ausgehend vom Basisjahr 2000 neue verbindliche Reduktions- resp. Ausbauziele für 2035 und 2050 in Kraft. 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.

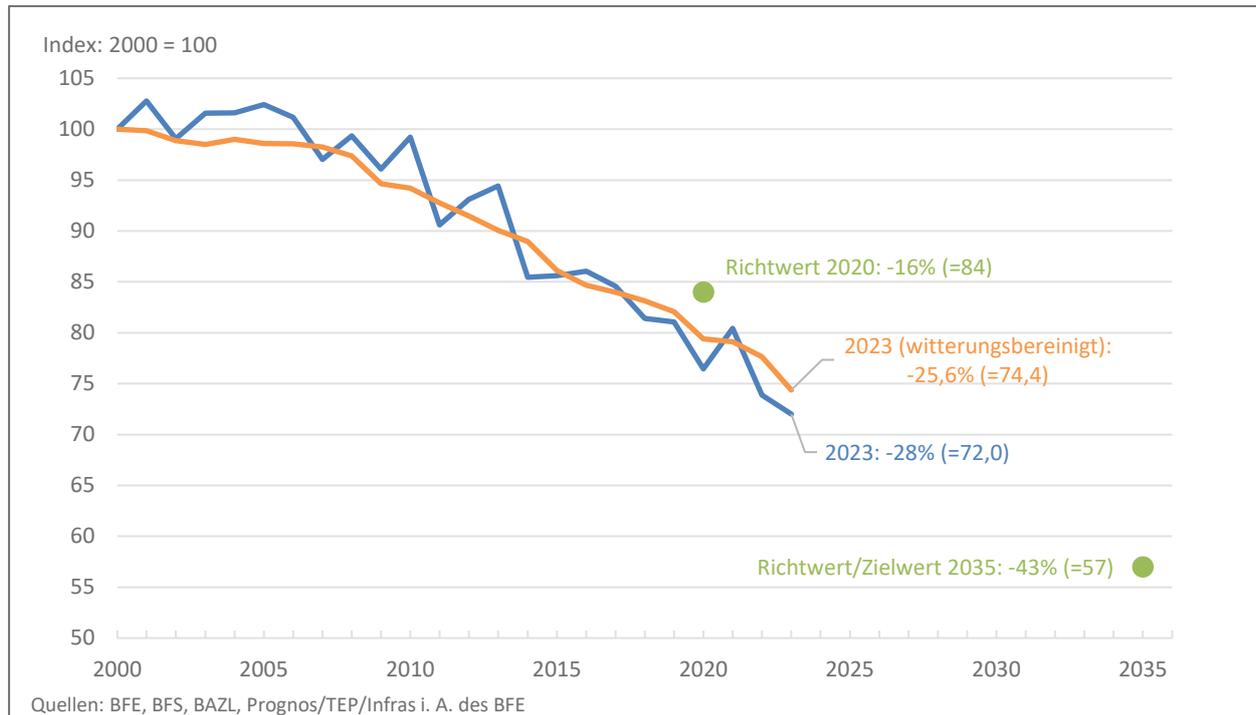
### 3.1 Überprüfung der Richtwerte gemäss Energiegesetz

Das geltende EnG schreibt ausgehend vom Basisjahr 2000 relative Energie- und Stromverbrauchsrichtwerte für die Jahre 2020 und 2035 fest. Für die Ableitung dieser Richtwerte dienten die Energieperspektiven 2050 (Prognos, 2012) 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>3</sup>. Mit dem korrigierten Verbrauchswert lässt sich im Berichtsjahr eine von der Witterung unabhängige Aussage über den Verbrauch ableiten. Die Pro-Kopf-Betrachtung erlaubt eine von der Bevölkerungsentwicklung unabhängige Betrachtung der Verbrauchsentwicklung. Im Gegensatz zu den relativen Richtwerten beim Energie- und Stromverbrauch sind beim Ausbau der erneuerbaren Energien absolute Richtwerte vorgegeben (*s. weiter unten*). Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien treten per 1.1.2025 ausgehend vom Basisjahr 2000 neue verbindliche Reduktions- resp. Ausbauziele für 2035 und 2050 in Kraft. Die nachfolgenden Grafiken und Kommentare nehmen deshalb auch Bezug auf diese neuen verbindlichen Zielwerte.

---

<sup>3</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

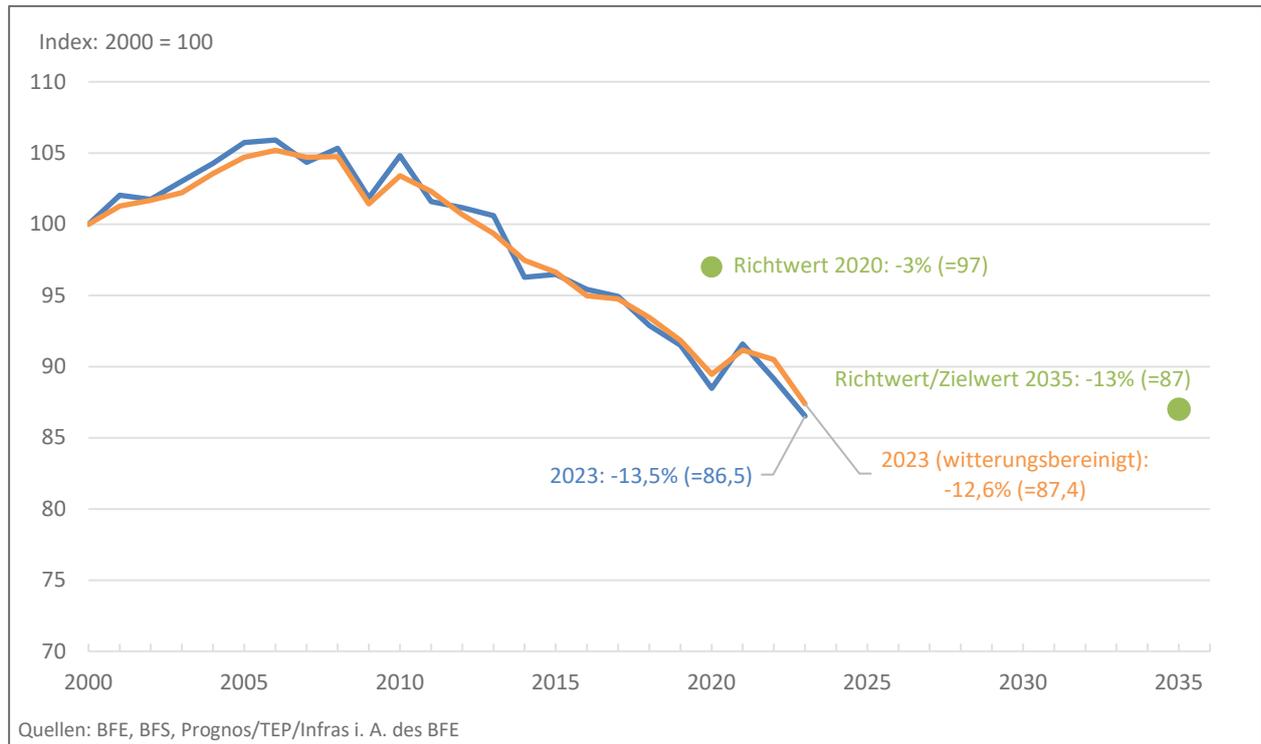


**Abbildung 3:** Entwicklung des Endenergieverbrauchs<sup>4</sup> pro Kopf seit 2000 (indexiert)

Der Endenergieverbrauch pro Kopf hat seit 2000 abgenommen, wie *Abbildung 3* zeigt. Die Abnahme folgt daraus, dass der absolute Endenergieverbrauch zwischen 2000 und 2023 um 9,5 Prozent abgenommen hat (um -10,9% ohne den internationalen Luftverkehr), während die Bevölkerung in diesem Zeitraum um 23,7 Prozent zugenommen hat. Die angestrebte Senkung des Endenergieverbrauchs pro Kopf gegenüber dem Basisjahr 2000 beträgt gemäss geltendem Energiegesetz 43 Prozent bis 2035. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wird dieser Wert von 43 Prozent bis 2035 als verbindlicher Zielwert im Gesetz verankert. 2023 lag der Endenergieverbrauch pro Kopf bei 78,6 Gigajoule (21,8 MWh) und damit 28,0 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 25,6 Prozent. Der witterungsbereinigte Endenergieverbrauch pro Kopf muss künftig im Mittel um 2,2 Prozent pro Jahr sinken, damit der Richtwert 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 2023 gegenüber dem Vorjahr um 0,3 Prozent zugenommen. Dieser Anstieg ist vorwiegend auf die Verbrauchszunahme des internationalen Luftverkehrs zurückzuführen. Der Effekt der kühleren Witterung (die Heizgradtage stiegen im Vergleich zum Vorjahr um 1,8%) auf den Energieverbrauch zu Heizzwecken konnte hingegen durch Sparanstrengungen, Effizienzsteigerungen und Substitutionseffekte überkompensiert werden. Der absolute Endenergieverbrauch hat über die gesamte Betrachtungsperiode 2000 bis 2023 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 2023 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, 2024a / BFS, 2024a / BAZL, 2024 / Bundesblatt, 2023a / Prognos/TEP/Infras 2024a+b).

<sup>4</sup> Ohne internationalen Flugverkehr

### 3.1.2 Stromverbrauch pro Person und Jahr

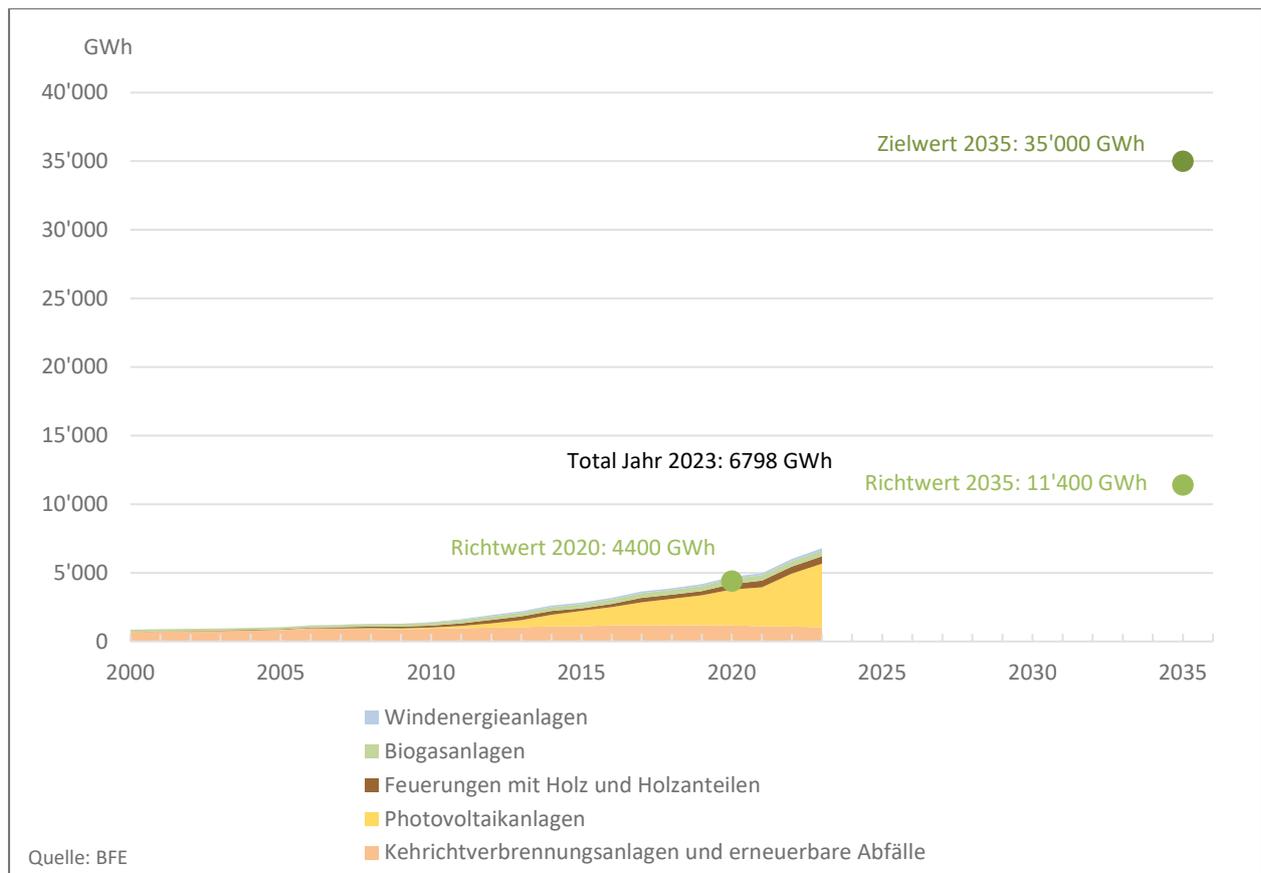


**Abbildung 4:** Entwicklung des Stromverbrauchs pro Kopf seit 2000 (indexiert)

Zwischen 2000 und 2006 nahm der Stromverbrauch pro Kopf zu, da der absolute Stromverbrauch um 10,3 Prozent stieg, während die Bevölkerung lediglich um 4,2 Prozent wuchs. Seit 2006 ist der Trend rückläufig, wie *Abbildung 4* zeigt. Der absolute Stromkonsum hat zwischen 2006 und 2023 um 3 Prozent abgenommen, während die Bevölkerung im gleichen Zeitraum um 18,8 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 Kopf gegenüber dem Basisjahr 2000 beträgt gemäss geltendem Energiegesetz 13 Prozent bis 2035. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wird dieser Wert von 13 Prozent bis 2035 als verbindlicher Zielwert im Gesetz verankert. 2023 lag der Pro-Kopf-Stromverbrauch bei 22,7 Gigajoule (6308 kWh) und damit 13,5 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 12,6 Prozent (*vgl. orange Kurve*). Der mittlere witterungsbereinigte Rückgang betrug in den letzten 10 Jahren rund 1,3 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 Richtwert/Zielwert für 2035 (-13%) nicht ohne weitere Anstrengungen erreicht werden. 2023 hat der absolute Stromverbrauch gegenüber dem Vorjahr um 1,7 Prozent abgenommen. Über die gesamte Betrachtungsperiode 2000-2023 ist der Stromverbrauch hingegen um 7,1 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 Energie-Schweiz) nicht kompensiert werden (Quellen: BFE, 2024a / BFS, 2024a / Bundesblatt, 2023a / Prognos/TEP/Infras 2024a+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 Richtwerte (EnG Art. 2, Abs. 1) beziehen sich auf die inländische Produktion, was dem Wirkungsbereich der Instrumente des Gesetzes entspricht. Anzumerken ist, dass diese Richtwerte nicht mehr mit dem Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 kompatibel sind. Mit Inkrafttreten des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien gelten ab dem 1.1.2025 neue verbindliche Ausbau- und Effizienzziele für 2035 und 2050.



**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. 2023 betrug die Produktion 6798 Gigawattstunden (GWh), das entspricht 10,2 Prozent der gesamten Netto-Elektrizitätsproduktion (exkl. Verbrauch Speicherpumpen). Im Basisjahr 2010 lag die erneuerbare Stromproduktion bei 1402 GWh. 2023 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 786 GWh, seit 2011 lag er im Durchschnitt bei 415,1 GWh pro Jahr. 2035 beträgt der Richtwert gemäss geltendem Energiegesetz 11'400 GWh. Um diesen zu erreichen, ist im Mittel ein Nettozuwachs von 383,5 GWh pro Jahr erforderlich.

Ein deutlich höherer Zuwachs von 2350,2 GWh pro Jahr ist erforderlich, damit der im Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien für 2035 festgeschriebene Zielwert von 35'000 GWh erreicht werden kann. Das Gesetz tritt am 1.1.2025 in Kraft. 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 68 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 2023: 15,4%), aus Feuerungen mit Holz und Holzanteilen (Anteil 2023: 7,9%), aus Biogas (Anteil

2023: 6,1%), Windenergie (Anteil 2023: 2,5%). Bis jetzt wurde noch keine Geothermie-Anlage für die Stromproduktion realisiert (Quellen: BFE, 2024a / 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>5</sup>. Mitte Oktober 2024 waren zwei Projekte mit einer Leistung von 27,8 MW rechtskräftig bewilligt, drei Projekte mit einer Leistung von 27,2 MW erstinstanzlich bewilligt und elf weitere Projekte mit einer Leistung von 223,7 MW öffentlich aufgelegt. Werden alle 16 Anlagen auf der Liste wie projektiert realisiert, kann mit einer zusätzlichen jährlichen Produktion von 417,8 GWh gerechnet werden (Quelle: Bundesrat 2023d).

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

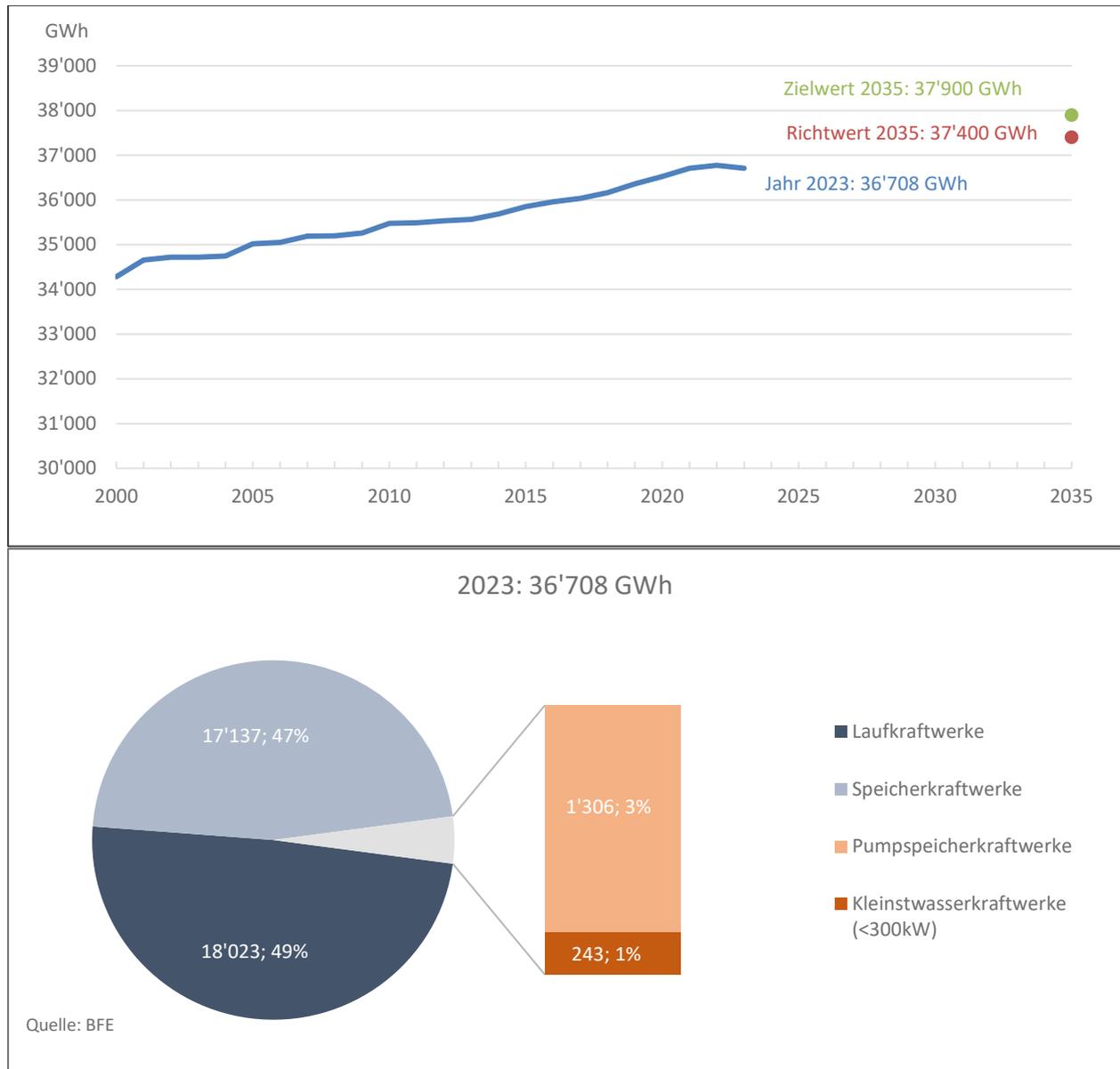
In der Sommersession 2023 hatte das Parlament das Bundesgesetz über die Beschleunigung der Bewilligungsverfahren für Windenergieanlagen (sogenannter Windexpress resp. neuer Artikel 71c des Energiegesetzes) angenommen. Das Gesetz sieht vor, dass die Bewilligungsverfahren für Windenergieanlagen von nationalem 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 2024 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 Richtwert im geltenden Energiegesetz bei mindestens 37'400 GWh liegen. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wird für das Jahr 2035 ein verbindlicher Zielwert von 37'900 GWh gesetzlich verankert. Bei Pumpspeicherkraftwerken ist nur die Produktion aufgrund natürlicher Zuflüsse in diesen Zahlen enthalten. Beim Ausbau der Stromproduktion aus Wasserkraft stützen sich Energiestrategie 2050, das aktuelle Energiegesetz sowie

<sup>5</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.

das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien auf eine mittlere Netto-  
 produktionserwartung<sup>6</sup> auf Basis der Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA). Dies, weil da-  
 mit jährliche klimatische oder marktbedingte Schwankungen geglättet sind.



**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. 2023 (Stand 1.1.2024) lag die mittlere Produktionserwartung bei 36'708 GWh. Im Basisjahr 2011 (Stand 1.1.2012) betrug diese 35'488 GWh. Um den Richtwert gemäss geltendem Energiegesetz zu erreichen, wird zwischen 2011 und 2035 ein Nettozuwachs von rund 1900 GWh angestrebt. Davon waren im Berichtsjahr 63,8 Prozent erreicht. 2023 hat die mittlere Produktionserwar-

<sup>6</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).

tung gegenüber dem Vorjahr um 66 GWh abgenommen. Verantwortlich dafür war vor allem die unterdurchschnittliche Hydrologie der vergangenen Jahre im Tessin und in Graubünden. Seit 2012 hat die mittlere Produktionserwartung im Durchschnitt um 95 GWh pro Jahr zugenommen. Um den Richtwert im Jahr 2035 zu erreichen, ist im Mittel jährlich ein Nettozuwachs von 58 GWh notwendig. Um den verbindlichen Zielwert des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien für das Jahr 2035 von 37'900 GWh zu erreichen, ist ein jährlicher Zuwachs von durchschnittlich 99 GWh nötig. 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 (Quelle: BFE, 2024b+f).

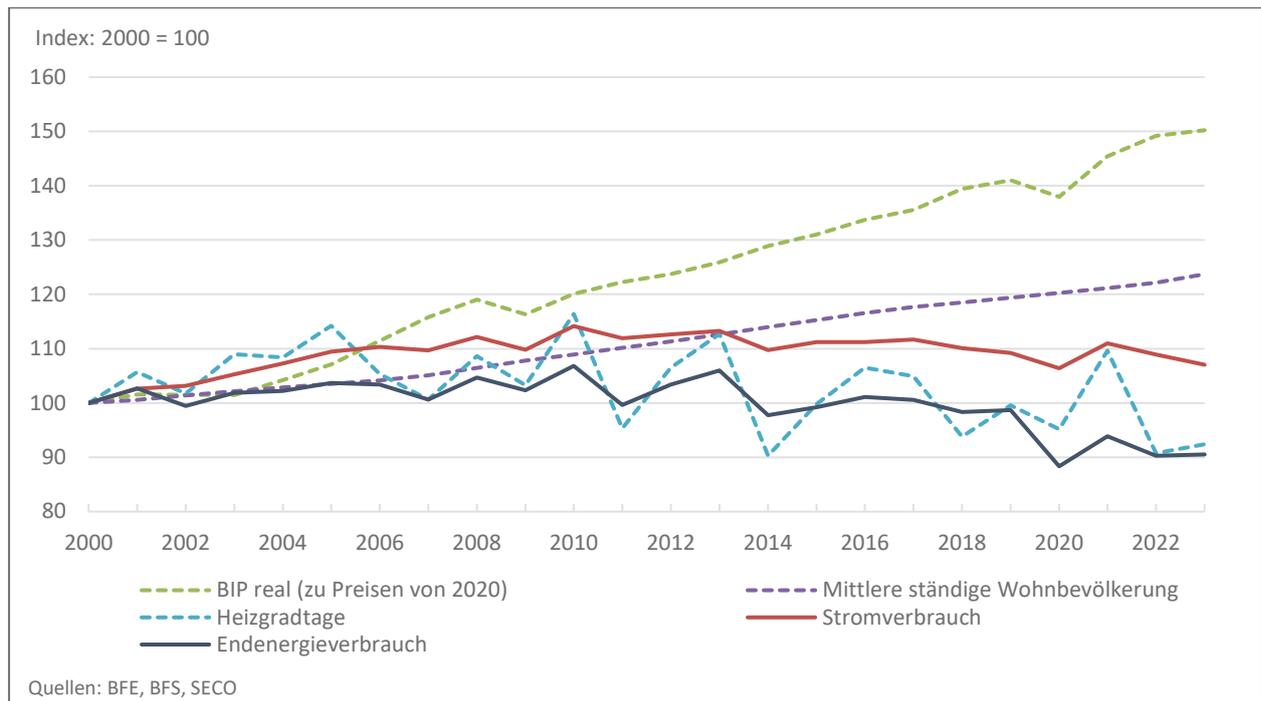
#### **Zubauziel Stromproduktion im Winter**

Zur Stärkung der Versorgungssicherheit im Winter soll gemäss dem Bundesgesetz über 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 Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien verankert. Im Rahmen des Monitoringberichts wird der Zubau unter Betrachtung der Entwicklung der 16 Projekte verfolgt. Im August 2024 präsentierte sich der Entwicklungsstand der Projekte sehr unterschiedlich. Am weitesten fortgeschritten in der Planung waren die Projekte Trift (BE), Chlus (GR) und Grimsel (BE), die sich im Konzessionsverfahren befanden. Für das Projekt Trift ist die Konzessionsgenehmigung erstinstanzlich erfolgt, allerdings ist dagegen Beschwerde erhoben worden, die vor dem kantonalen Verwaltungsgericht hängig ist. Mit Gorner (VS) und Mattmark (VS) hatten zwei Projekte die Vorprojektphase abgeschlossen. Die anderen elf Projekte befanden sich in früheren Stadien der Planung. (Quelle: UVEK 2021, Bundesblatt 2023a).

## 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.

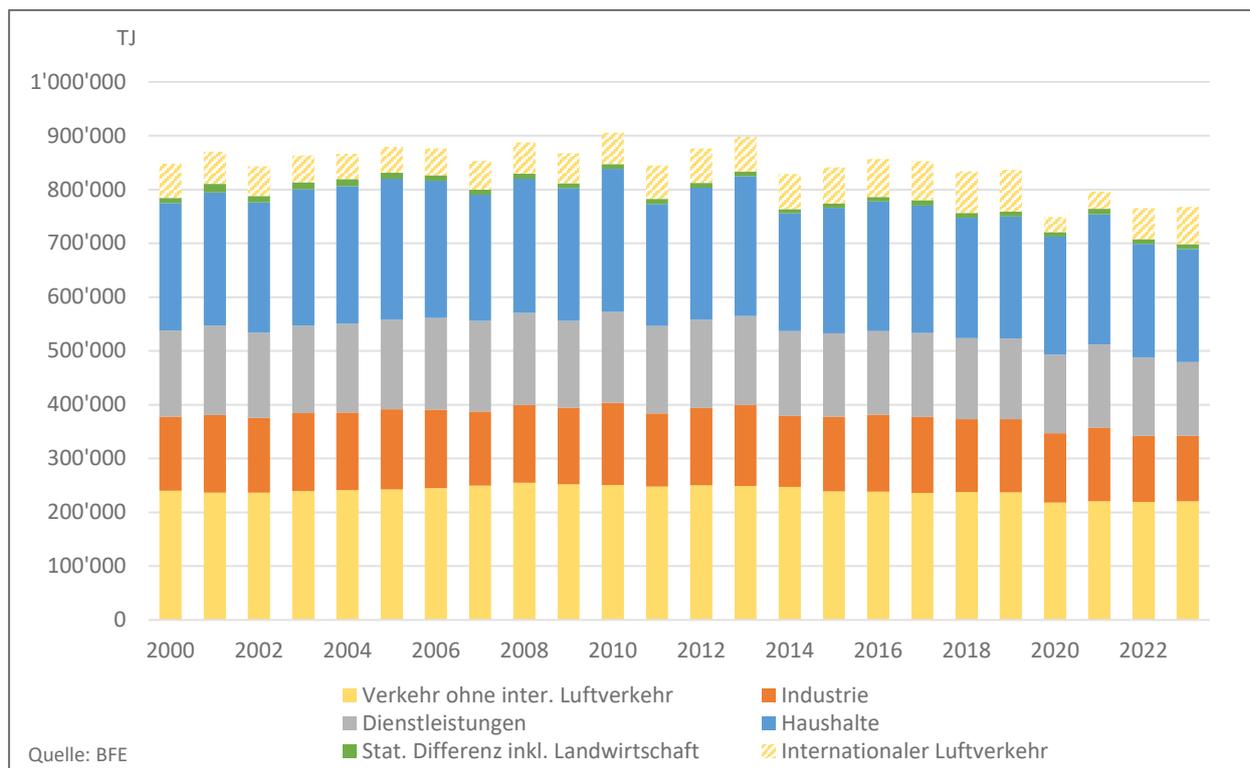
### 3.2.1 Entwicklung und Treiber des Endenergie- und Stromverbrauchs



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

*Abbildung 7* zeigt die Entwicklung des Endenergie- und Stromverbrauchs sowie wichtiger Einflussfaktoren (Bevölkerungswachstum, BIP und Witterung/Heizgradtage) seit dem Jahr 2000. Kurzfristig hat die Witterung einen grossen Einfluss auf den Energieverbrauch, langfristig sind u.a. BIP und Bevölkerungswachstum bestimmend für die Verbrauchsentwicklung. Über die gesamte Zeitperiode hatten auch weitere nicht in der Grafik dargestellte Faktoren einen Einfluss auf die Verbrauchsentwicklung. Dazu gehören u.a. etwa der technologische Fortschritt und politische Massnahmen zur Reduktion des Energieverbrauchs, aber auch Substitutionseffekte, die durch den Wechsel zwischen den Energieträgern für denselben Verwendungszweck entstehen (z.B. den Wechsel von Benzin zu Diesel im Verkehr oder von Heizöl zu Erdgas zu Heizzwecken). Beim Energieverbrauch ist seit 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, 2024a).

### 3.2.2 Endenergieverbrauch insgesamt und nach Sektoren



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

Gemäss Schweizerischer Gesamtenergiestatistik lag der Endenergieverbrauch der Schweiz im Jahr 2023 bei 767'450 Terajoule (TJ). Gegenüber 2022 ist der Endenergieverbrauch um 0,3 Prozent angestiegen. Hauptgrund dafür ist der deutliche Verbrauchsanstieg des internationalen Luftverkehrs sowie die im Vergleich zum Vorjahr kühlere Witterung. Gegenüber 2000 hat der Endenergieverbrauch um 9,5 Prozent abgenommen (2000: 847'790 TJ), obwohl die Bevölkerung um rund 23,7 Prozent gewachsen ist. Bei der Betrachtung nach Sektoren veranschaulicht *Abbildung 8*, dass der **Verkehr** die grösste Verbrauchergruppe darstellt. 2023 betrug der Anteil 37,7 Prozent (2000: 35,9%), wovon 9 Prozentpunkte auf den internationalen Luftverkehr entfallen (2000: 7,5 Prozentpunkte). Der Anteil des **Industriesektors** am gesamten Endenergieverbrauch beläuft sich 2023 auf 17,8 Prozent (2000: 19,0%), derjenige des **Dienstleistungssektors** auf 15,8 Prozent (2000: 16,2%). Der Anteil der **Haushalte** am gesamten Endenergieverbrauch beläuft sich auf 27,4 Prozent (2000: 27,9%).

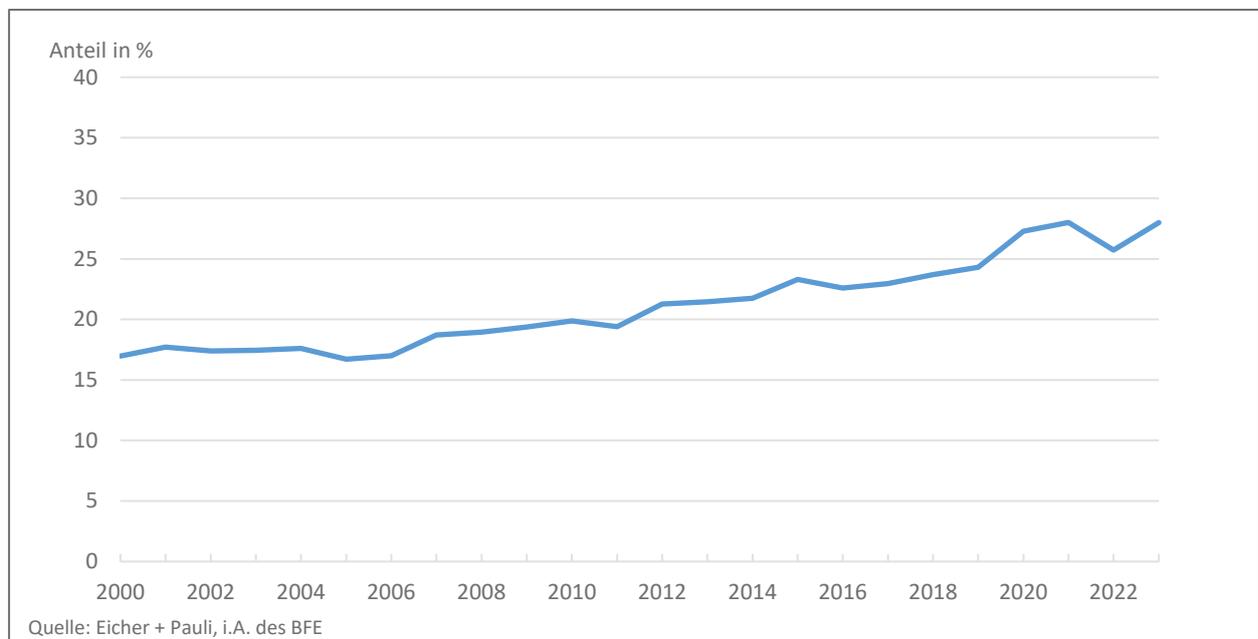
In Jahr 2023 hat die Anzahl Heizgradtage, ein wichtiger Indikator für den Energieverbrauch, gegenüber dem Vorjahr um 1,8 Prozent zugenommen. Allerdings wurde der Effekt der kühleren Witterung auf den Energieverbrauch zu Heizzwecken durch Sparanstrengungen, Effizienzsteigerungen und Substitutionseffekte überkompensiert. Daraus resultiert trotz der kühleren Witterung ein Verbrauchsrückgang bei den privaten Haushalten (-1360 TJ, -0,6%) und im Dienstleistungssektor (-1090 TJ, -0,9%). Das sind diejenigen Sektoren, deren Energieverbrauch kurzfristig stark von der Witterung abhängig ist. Der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors hat gegenüber 2022 deutlich zugenommen (+12'580 TJ, +4,5%). Hauptverantwortlich dafür ist der – nach der Covid-19-Pandemie – erneut deutlich gestiegene Flugtreibstoffverbrauch im internationalen Luftverkehr (+11'400 TJ, +19,8%). Der Flugtreibstoffverbrauch lag im Jahr 2023 jedoch weiterhin unter dem Niveau von 2019. Eine Abnahme des Endenergieverbrauchs zeigt sich im Industriesektor (-8'270 TJ, -5,7%), was zu einem grossen Teil auf den deutlich gesunkenen Gas- (-3280 TJ, -9,9%) und Stromverbrauch (-3790 TJ, -6,1%) zurückzuführen ist. Gegenüber 2000 hat der Endenergieverbrauch in allen Sektoren abgenommen (Haushalte: -26'470 TJ, -11,2%; Industrie: -23'800 TJ, -14,8%; Dienstleistungen: -15'690 TJ, -11,4%; Verkehr: -14'420 TJ, -4,7%).

**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 (+23,7%), Energiebezugsflächen in Wohnungen (+35,6%), Motorfahrzeugbestand (+40,6%). Die technische Entwicklung und politische Massnahmen zur Reduktion des Energieverbrauchs wirkten in allen Sektoren den Mengeneffekten entgegen. Die Verbrauchszunahme aufgrund der Mengeneffekte konnte jedoch nur im Industrie- und Dienstleistungssektor kompensiert werden. Substitutionseffekte wirkten in der Summe ebenfalls vermindern auf den Energieverbrauch. Im Vergleich zur Wirkung der technischen Entwicklung und Politik war diese Reduktionswirkung deutlich geringer. Von Bedeutung war dabei bei den privaten Haushalten sowie im Industrie- und Dienstleistungssektor der Trend weg von Erdölbrennstoffen zu Fernwärme, Holz, Umgebungswärme und zunehmend zu 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». Die sehr hohen Erdgaspreise in den Jahren 2022 und 2023 scheinen diesen Trend verstärkt zu haben. Im Sektor Verkehr ist bis 2016 eine Substitution von Benzin mit Diesel feststellbar. In der Folge des Abgasskandals endete diese Entwicklung. Auch die Bedeutung der Substitution von Benzin und Diesel mit biogenen Treibstoffen (hauptsächlich Biodiesel) hat sich in den letzten Jahren abgeschwächt. In den letzten Jahren zunehmend an Bedeutung gewonnen hat hingegen die Substitution von fossilen Treibstoffen durch Strom. 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 mehr als kompensiert. Deshalb hat der Endenergieverbrauch gegenüber 2000 abgenommen, trotz einer deutlichen Zunahme von Bevölkerung, BIP, Motorfahrzeugbestand und Energiebezugsflächen (Quellen: BFE, 2024a / Prognos/TEP/Infras 2024a+b).

### 3.2.3 Anteil erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch

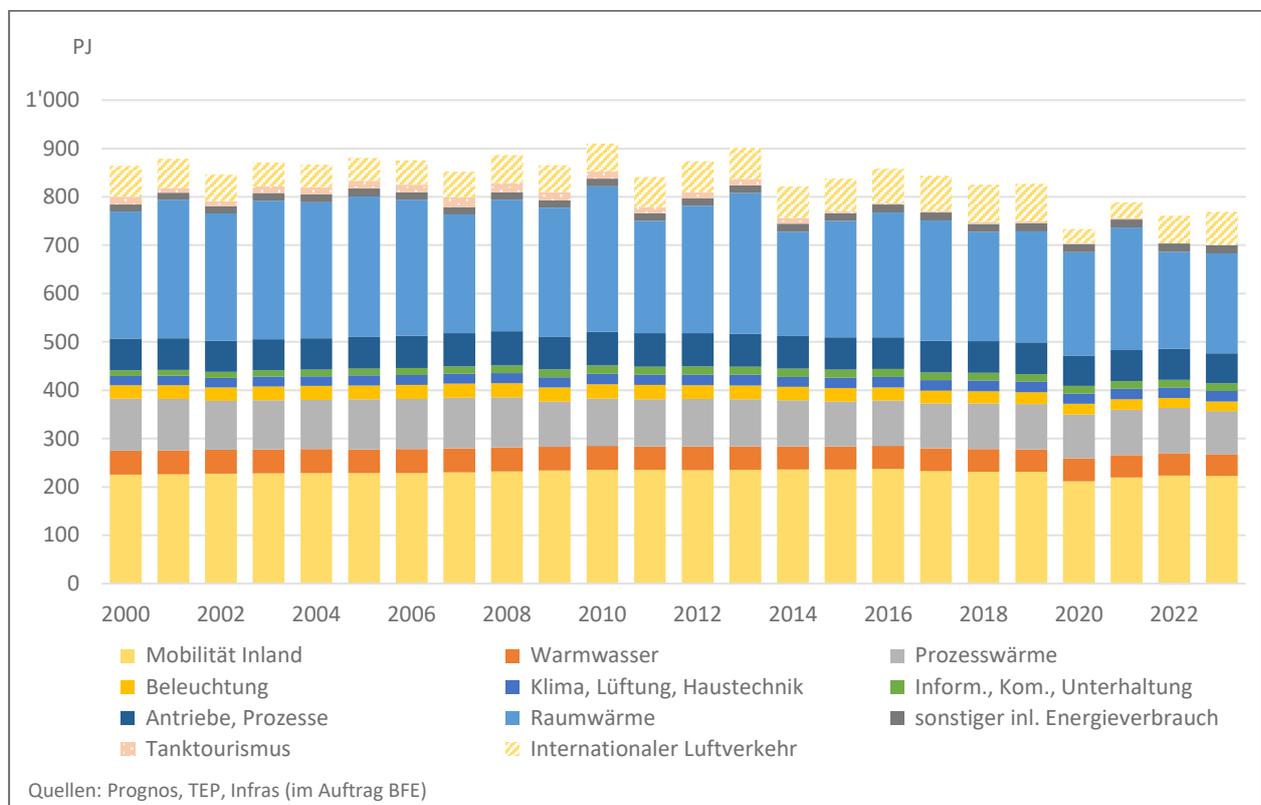


**Abbildung 9:** Anteil erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch (in %)

Der Gesamtenergieverbrauch soll künftig zu einem wesentlichen Teil aus erneuerbaren Energien gedeckt werden können. *Abbildung 9* 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 2023 insgesamt bei 28 Prozent (2022: 25,7 Prozent; 2000: 17 Prozent) (Quelle: Eicher + Pauli, 2024).

### 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 Richtwerten gemäss EnG resp. 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 10:** Entwicklung des (modellierten) Endenergieverbrauchs nach Verwendungszwecken

Abbildung 10 zeigt, dass der inländische Endenergieverbrauch 2023 gegenüber 2022 leicht abgenommen hat (-0,5%). Dies ist hauptsächlich auf den gesunkenen Energiebedarf für Prozesswärme (-5,2%) sowie Antriebe und Prozesse (-3,3%) zurückzuführen. Zugenommen hat hingegen der Raumwärmebedarf (+3%) auf Grund der kühleren Witterung. Des Weiteren waren im Jahr 2023 die Verbräuche für Beleuchtung (-4,0%), Warmwasser (-2,1%) und inländische Mobilität (-0,4%) gegenüber dem Vorjahr sinkend. Gestiegen ist hingegen der Verbrauch für Klima, Lüftung und Haustechnik (+2%). Trotz Rückgang des inländischen Energieverbrauchs hat der (modellierte) Endenergieverbrauch zugenommen (+1,0%), was auf die deutliche Zunahme des Verbrauchs im internationalen Luftverkehr zurückzuführen ist (+18,0%). Gegenüber 2000 hat der inländische Endenergieverbrauch um 10,7 Prozent abgenommen, der gesamte (modellierte) Endenergieverbrauch um 11,2 Prozent. Dieser Rückgang ist zu einem grossen Teil auf den gesunkenen Verbrauch für Raumwärme zurückzuführen (-21,2%; witterungsbereinigt -12,4%). Ebenfalls abgenommen gegenüber 2000 haben die Verbräuche für Warmwasser (-9,0%), Prozesswärme (-17,5%), Beleuchtung (-28,7%), inländische Mobilität (-1,2%), Antriebe und Prozesse (-5,2%) und Tanktourismus (-112,6%). Zugenommen haben die Verbräuche für Information, Kommunikation und Unterhaltung (+31,2%), für Klima, Lüftung und

Haustechnik (+15,5%) sowie der Verbrauch des internationalen Luftverkehrs (+7,5%) und die sonstigen Verbräuche (+17,5%)<sup>7</sup>. Der gesamte Endenergieverbrauch wird im Jahr 2023 dominiert durch die Verwendungszwecke Raumwärme (Anteil 27,0%) und Mobilität Inland (ohne Tanktourismus) (29,1%). Von grösse-  
rer Bedeutung waren auch die Prozesswärme (11,6%), die Antriebe und Prozesse (8,1%) und der internati-  
onale Luftverkehr (8,9%). Im Zeitraum 2000 bis 2023 ist der Anteil der Raumwärme (-3,4 Prozentpunkte)  
und des Tanktourismus (-2,1 Prozentpunkte) am Endenergieverbrauch gesunken, jener der inländischen  
Mobilität (+3 Prozentpunkte) und des internationalen Luftverkehrs (+1,6%) gestiegen. Die Anteile der übr-  
igen Verwendungszwecke haben sich gegenüber 2000 nur wenig verändert (Quelle: Prognos/TEP/Infras,  
2024b).

---

<sup>7</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 fast versiebenfacht (2000: 66'622 Anlagen, 2023: 447'749 Anlagen), der Elektrizitätsverbrauch zur Wärmeproduktion hat sich hingegen nur vervierfacht. Dies deutet auf eine starke Effizienzsteigerung der Anlagen hin. In 2023 betrug der Elektrizitätsverbrauch 2651 GWh (2000: 632 GWh), was einem Anteil von 4,7 Prozent am gesamten Elektrizitätsverbrauch der Schweiz entspricht. Der Anstieg des Elektrizitätsverbrauchs der Wärmepumpenanlagen gegenüber dem vergangenen Jahr ist auf die gestiegene Anzahl der Anlagen zurückzuführen.

In den letzten Jahren gewinnt auch die Elektromobilität im Strassenverkehr energetisch an Bedeutung. 2023 waren bereits 30,1 Prozent (2022: 26,1%) der neu zugelassenen Personenwagen Steckerfahrzeuge, also entweder rein elektrisch betrieben (20,9%; 2022: 17,9%) oder Plug-in-Hybride (9,2%; 2022: 8,2%). Auch bei den leichten Nutzfahrzeugen ist der Anteil der Steckerfahrzeuge bei Neuzulassungen rasch angestiegen (2022: 10,5%, 2023: 14,6%). In 2023 belief sich der Verbrauch der Elektromobilität im Strassenverkehr auf 583 GWh, was einem Anteil von 1 Prozent am gesamten schweizerischen Stromverbrauch entspricht (56'067 GWh). In 2023 entfielen damit insgesamt 3234 GWh Strom auf Elektromobilität und Wärmepumpenanlagen, was einem Anteil von 5,8 Prozent des gesamten schweizerischen Stromverbrauchs entspricht (Quellen: BFE 2024a / BFE 2024e).

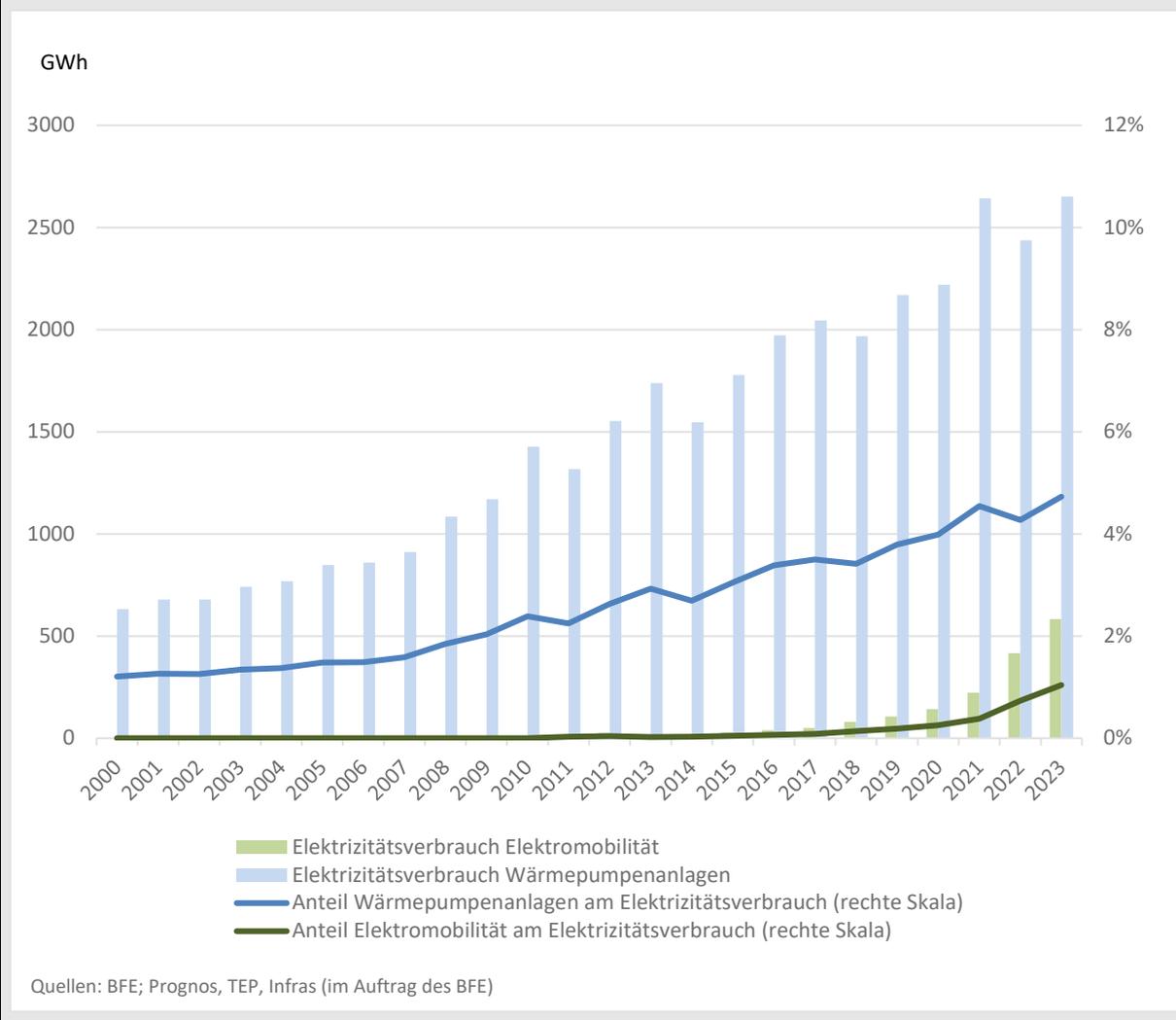
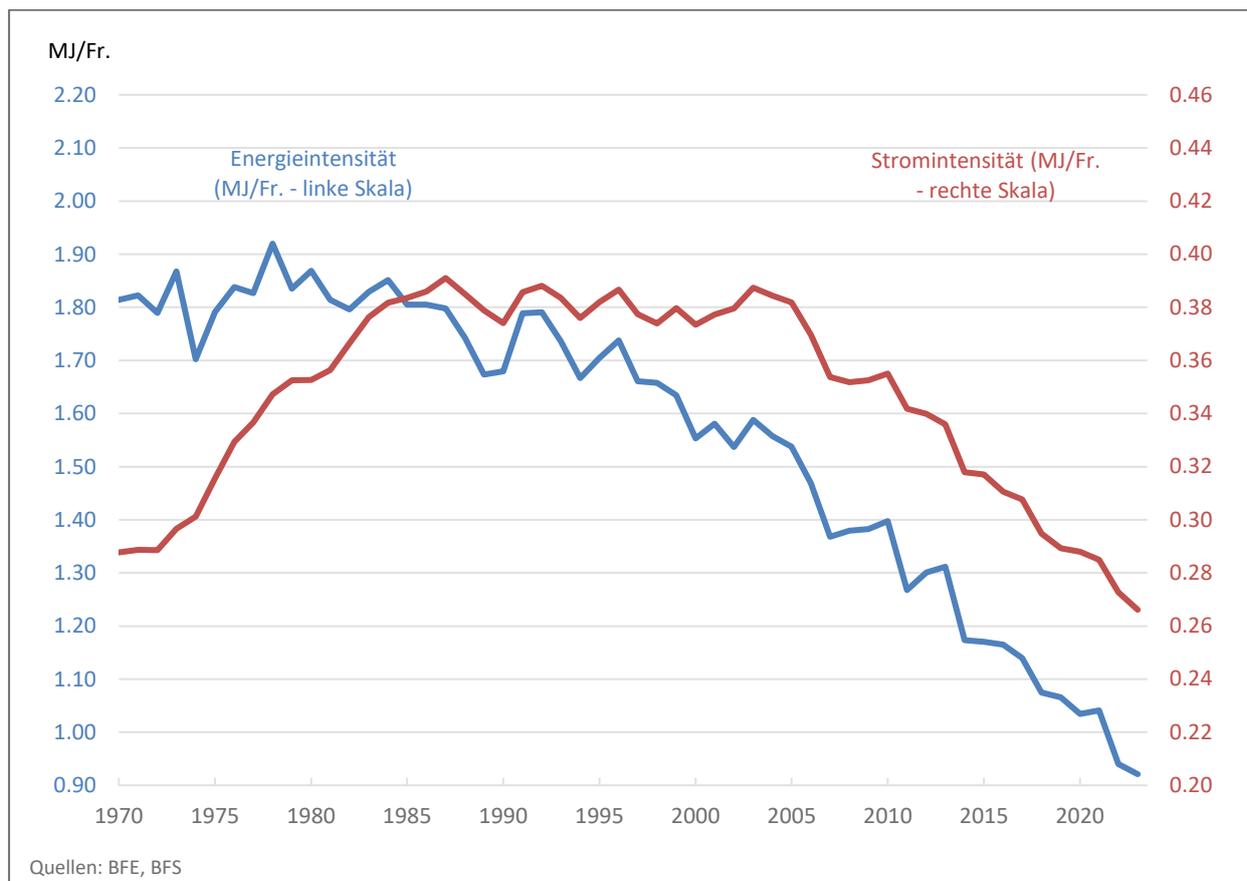


Abbildung 11: Elektrizitätsverbrauch von Elektromobilität und Wärmepumpen

### 3.2.5 Energie- und Stromintensität

Die Energieintensität wird neben dem Energieverbrauch pro Kopf als international gebräuchlicher Indikator für die Energieeffizienz einer Volkswirtschaft verwendet. Die Energieintensität bezeichnet das Verhältnis zwischen dem Endenergieverbrauch und dem realen Bruttoinlandprodukt (BIP). Eine sinkende Energieintensität deutet auf einen vermehrten Einsatz moderner, energieeffizienter Produktionsverfahren und generell auf eine zunehmende Entkoppelung von Energieverbrauch und Wirtschaftsentwicklung hin. Die Energieintensität kann jedoch auch durch den Strukturwandel einer Volkswirtschaft sinken, wenn sie sich beispielsweise weg von der Schwerindustrie und hin zu einem grösseren Dienstleistungssektor entwickelt oder durch die 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 12:** Entwicklung der Energie- bzw. Stromintensität als Verhältnis von Endenergie- und Stromverbrauch zum realen BIP<sup>8</sup> (in MJ/Franken)

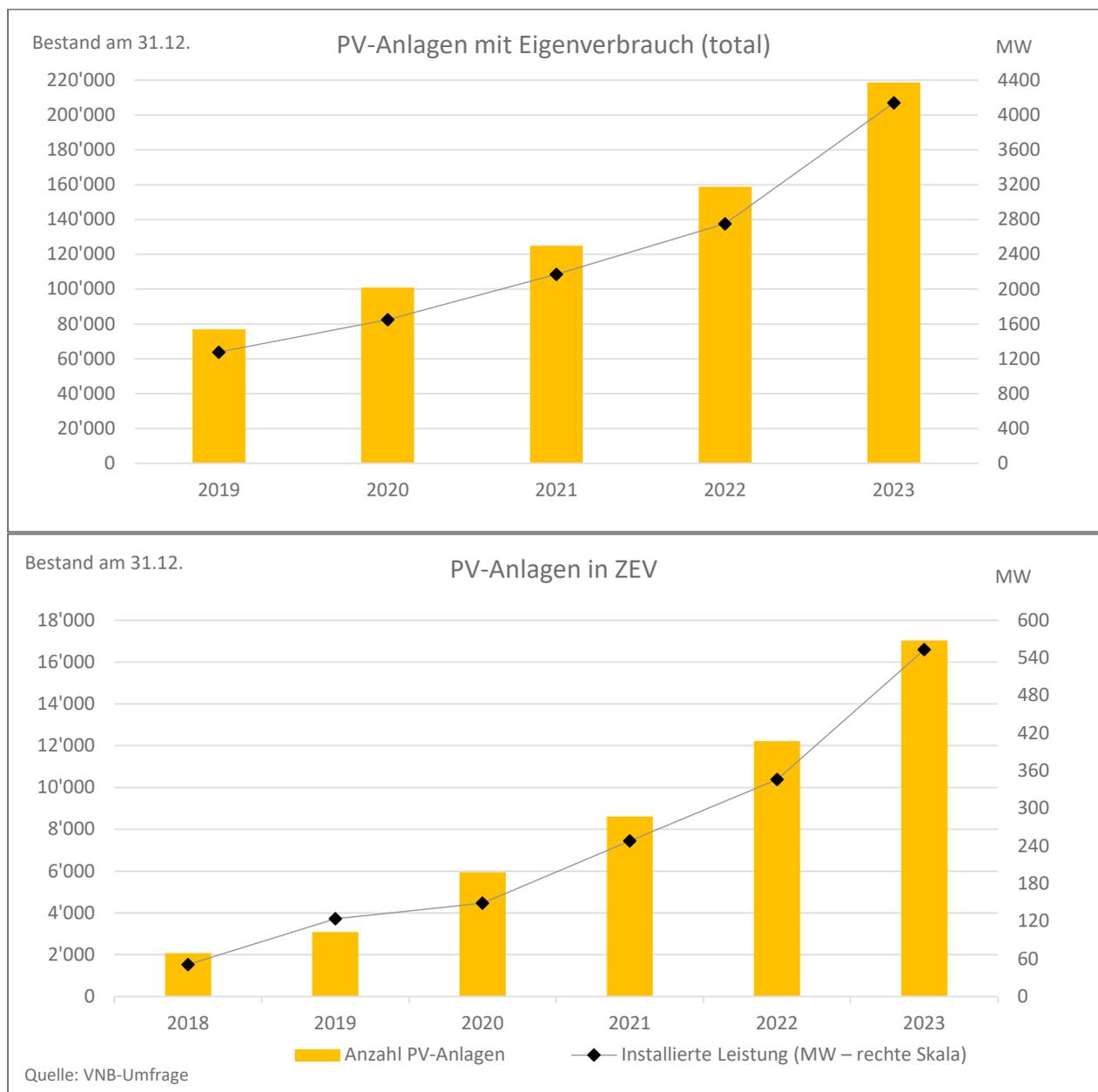
*Abbildung 14* zeigt die Entwicklung der Energie- bzw. Stromintensität im Langfristvergleich. Die Energieintensität (blaue Kurve, linke Skala) stieg bis Ende der 1970er-Jahre auf 1,92 MJ/Fr. und nimmt seither kontinuierlich ab (2023: 0,92 MJ/Fr., 2000: 1,55 MJ/Fr.). Die Stromintensität (rote Kurve, rechte 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 (2023: 0,27 MJ/Fr., 2000: 0,37 MJ/Fr.) (Quellen: BFE, 2024a / BFS, 2024b)<sup>9</sup>.

<sup>8</sup> BIP zu Preisen von 2010 (Stand September 2023).

<sup>9</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, selber Energie zu produzieren. Dem Eigenverbrauch kommt deshalb im Rahmen der Energiestrategie 2050 eine wichtige Bedeutung zu, indem er ein Treiber für den Ausbau und die Dezentralisierung der Stromversorgung darstellt. Ein hohes Potenzial, die produzierte Energie dezentral zu nutzen, weisen so genannte Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) auf: Sie ermöglichen es, dass mehrere Verbraucher in einer gewissen räumlichen Nähe zur Erzeugungsanlage den vor Ort produzierten Strom gemeinsam nutzen können. Intelligente Steuer- und Regelsysteme können hier eingesetzt werden, um so etwa den Verbrauch aktiv gemäss dem Dargebot der elektrischen Energie anzupassen (vgl. 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 13:** PV-Anlagen im Eigenverbrauch (Quelle: VNB-Umfrage)<sup>10</sup>

<sup>10</sup> Daten können nicht vollständig plausibilisiert werden.

Abbildung 13 zeigt PV-Anlagen, welche für den Eigenverbrauch eingesetzt wurden; einerseits Einzelanlagen inklusive Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) und andererseits ausschliesslich ZEV. Ende 2023 stieg die Anzahl aller PV-Anlagen im Eigenverbrauch inklusive ZEV gemäss den Umfrageergebnissen gegenüber dem Vorjahr um 38 Prozent auf insgesamt 219'656 Anlagen (das sind rund 89% aller PV-Anlagen). Die installierte Leistung<sup>11</sup> stieg um 50 Prozent auf rund 4161 MW. Diese Anlagen speisten nach den Angaben insgesamt 3'078'883 (2022: 1'563'965) MWh Strom ins Verteilnetz ein. Die Anzahl der Anlagen, welche in einem ZEV organisiert sind, stieg auf 17'152; die installierte Leistung erhöhte sich auf 557 MW. Diese ZEV speisten rund 254'387 (2022: 204'675) MWh ins Verteilnetz ein. Wenn ZEV einen Jahresverbrauch von mehr als 100'000 kWh erreichen, haben sie freien Marktzugang. 2023 haben 235 (2022: 123) solche ZEV mit PV-Anlagen ihren Strom am Markt beschafft (Quelle: VNB, 2024).

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 2023 etwa 885 kWh pro installierte kWp Leistung, wobei diese Werte je nach Ausrichtung und Region sehr unterschiedlich sein können. **So geschätzt betrug im 2023 der PV-Eigenverbrauch (alle PV-Anlagen, inkl. kleine Anlagen und ZEV, DC-Leistung) rund 1,79 TWh. Das sind etwa 3,2 Prozent des Gesamtstromverbrauchs der Schweiz von 56 TWh im Jahr 2023. Der durchschnittliche Eigenverbrauchsgrad bei PV-Anlagen lag bei rund 46 Prozent, d.h. fast die Hälfte des Stroms wird insgesamt direkt vor Ort verbraucht, der Rest wird ins Verteilnetz eingespeist** (Quellen: VNB, 2024 / BFE, 2024c / Swissolar, 2024 / Berechnungen BFE).

---

<sup>11</sup> Leistung des Wechselrichters (AC-Leistung). Entspricht 80 bis 90% der Modulleistung (DC-Leistung).

## 4 Themenfeld Netzentwicklung

Die Energiestrategie 2050 und der damit verbundene Umbau des Energiesystems sowie das internationale Umfeld stellen neue Anforderungen an die Energienetze. Als Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch ist insbesondere die Entwicklung der Stromnetze von zentraler Bedeutung. Darauf zielt auch das Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Strategie Stromnetze)<sup>12</sup> als Teil der Energiestrategie 2050 ab, welches seit 2019 in Kraft ist. Das Monitoring fokussiert aktuell auf die Stromnetze und verfolgt die Netzentwicklung mit den Indikatoren Status und Dauer der Netzvorhaben, Erdverlegung von Leitungen, Investitionen und Abschreibungen sowie Indikatoren zur Entwicklung des intelligenten Netzes.

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

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

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

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

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

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

### 4.1 Status und Dauer der Vorhaben im Übertragungsnetz

Energiestrategie 2050 und Strategie Stromnetze schaffen verlässliche Rahmenbedingungen für eine bedarfs- und zeitgerechte Entwicklung der Stromnetze zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit. Sie machen Vorgaben für die Bedarfsermittlung des Aus- und Umbaus der Schweizer Stromnetze, optimieren die Bewilligungsverfahren für Leitungsprojekte und geben Kriterien vor für die Entscheidungsfindung zwischen Erdverlegung oder Freileitung. Die Regelungen beabsichtigen, die Transparenz im Netzplanungsprozess zu erhöhen und insgesamt die Akzeptanz von Netzvorhaben zu verbessern. Das schweizerische Übertragungsnetz steht dabei besonders im Fokus: Es muss den Transport der in den inländischen Produktionszentren eingespeisten Energie und der importierten Energie über längere Distanzen zu den Verbrauchszentren ausreichend und sicher gewährleisten. Weiter muss es die fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien, welche nicht auf den unteren Netzebenen kompensiert werden kann, durch Importe und Exporte sowie durch die Nutzung der Komplementarität der verschiedenen Kraftwerksparks weiträumig kompensieren.

#### Ablauf und Phasen eines Netzvorhabens des Übertragungsnetzes

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

**Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL):** Wenn ein Leitungsprojekt des Übertragungsnetzes erhebliche Auswirkungen auf Raum und Umwelt hat, muss vor der Einleitung des Plangenehmigungsverfahrens (s. *weiter unten*) ein Sachplanverfahren durchgeführt werden. Für den Bereich der elektrischen Leitungen ist der SÜL massgebend. Verantwortlich für

<sup>12</sup> vgl. [www.netzentwicklung.ch](http://www.netzentwicklung.ch)

die SÜL-Verfahren ist das Bundesamt für Energie (BFE), unterstützt vom Bundesamt für Raumentwicklung (ARE). Im Sachplanverfahren wird in einem ersten Schritt ein **Planungsgebiet** und in einem zweiten Schritt ein **Planungskorridor** für die künftige Leitungsführung bestimmt. Zusammen mit der Festsetzung des Planungskorridors wird auch die Frage nach der anzuwendenden **Übertragungstechnologie** (Freileitung oder Erdkabel) beantwortet. Die SÜL-Phase startet mit der Einreichung des SÜL-Gesuchs von Swissgrid und endet mit der Entscheidung zur Festsetzung des Planungskorridors durch den Bundesrat im entsprechenden Objektblatt. Diese Festsetzung ist behördenverbindlich, d.h. die Behörden haben diese im Plangenehmigungsverfahren und bei ihren weiteren raumwirksamen Tätigkeiten zu berücksichtigen.

*Bauprojekt:* Nach der Festsetzung des Planungskorridors wird das 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 nationale Netzgesellschaft Swissgrid legte im April 2015 eine strategische Netzplanung vor<sup>13</sup>, welche den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie gemäss Energiestrategie 2050 berücksichtigt und bis ins Jahr 2025 entsprechende Projekte zur Verstärkung und zum Ausbau des Übertragungsnetzes vorsieht. Das vorliegende Monitoring verfolgt Status und Dauer von Netzvorhaben auf der Übertragungsebene aus dem von Swissgrid vorgelegten Strategischen Netz 2025 (Ziffern 1 bis 10) sowie von weiteren, teilweise von Dritten initiierten Projekten (vgl. *Abbildung 14*). Eine zentrale Grundlage für die Netzplanung ist der mit der Strategie Stromnetze gesetzlich eingeführte sogenannte energiewirtschaftliche Szenariorahmen, welchen der Bund alle vier Jahre überprüft und nachführt. Der Szenariorahmen stellt für die Netzbetreiber eine politisch abgestützte Grundlage dar, um daraus den nötigen Netzausbaubedarf abzuleiten und ihre eigene Mehrjahresplanung zu erarbeiten oder zu aktualisieren. Der Bundesrat hat im November 2022 den ersten solchen Szenariorahmen genehmigt, der damit behördenverbindlich ist (Bundesrat, 2022a). Swissgrid aktualisiert derzeit auf Basis des Szenariorahmens ihre Mehrjahresplanung und reicht diese anschliessend bei der EICom zur Prüfung ein. Anschliessend publiziert Swissgrid das Strategische Netz 2040 mit den darin enthaltenen Projekten voraussichtlich im Frühling 2025.

Der Bundesrat will den Um- und Ausbau der Stromnetze weiter beschleunigen, unter anderem sollen dafür Übertragungsleitungen künftig grundsätzlich als Freileitungen realisiert werden: Er hat deshalb am 26. Juni 2024 eine Vernehmlassung zu einer Revision des Elektrizitätsgesetzes eröffnet, welche bis am 17. Oktober 2024 dauerte und derzeit ausgewertet wird (Bundesrat, 2024d). Weitere Massnahmen auch zur Beschleunigung

<sup>13</sup> vgl. [www.swissgrid.ch](http://www.swissgrid.ch) > [Strategisches Netz](#)

gung des Planungsprozesses für den Ausbau des Stromnetzes sind im sogenannten Beschleunigungserlass für den Bau von Solar-, Wind- und Wasserkraftwerken vorgesehen (Bundesrat, 2023c). Der Bundesrat hat die Botschaft im Juni 2023 verabschiedet, sie befindet sich aktuell in der parlamentarischen Beratung (vorgesehen ist, dass der Bund bei der Sachplanung für Höchstspannungsleitungen statt zuerst ein Planungsgebiet direkt den Planungskorridor festlegt).

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Vorhaben, 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 beschlossenen oder noch zu beschliessenden Beschleunigungsmassnahmen gezogen werden können.

Netzvorhaben	Beschreibung und Hauptzweck	Aktueller Status <sup>14</sup>	Gepl. Inbetriebnahme <sup>15</sup>
<b>1. Chamoson-Chippis</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Neue 380-kV-Freileitung auf 30 km zw. Chamoson und Chippis</li> <li>• Rückbau von fast 89 km Leitungen in der Rhône-Ebene</li> <li>• Abführen der Produktion der Wasserkraftwerke aus dem Wallis</li> <li>• Verbesserte Anbindung des Wallis an das schweizerische und europäische Höchstspannungsnetz</li> <li>• Beitrag an die Netzsicherheit in der Schweiz</li> </ul>	in Betrieb	2022 abgeschlossen und in Betrieb
<b>2. Bickigen-Chippis (Gemmileitung)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anpassung Unterwerke Bickigen und Chippis und bestehende Trasse auf 106 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV</li> <li>• Installation eines Kuppeltransformators 220/380 kV in der Schaltanlage Chippis</li> <li>• Verbesserter Abtransport der Stromproduktion aus dem Wallis</li> <li>• Beitrag an die Versorgungssicherheit</li> </ul>	PGV BFE	2029
<b>3. Pradella-La Punt</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Spannungserhöhung von 220 auf 380 kV der bisherigen Trasse auf 50 km</li> <li>• Umbau Schaltanlage Pradella und Erweiterung für 380 kV</li> <li>• Eliminierung bestehender Engpass</li> <li>• Beitrag an die schweizerische und europäische Netzsicherheit</li> </ul>	in Betrieb	2022 abgeschlossen und in Betrieb
<b>4. Chippis-Lavorgo</b> 4.1. Chippis-Mörel (Rhonetalleitung) 4.2. Mörel-Ulrichen (Gommerleitung) 4.3. Chippis-Stalden 4.4. Airolo-Lavorgo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Spannungserhöhung auf 380 kV der Achse Chippis-Mörel-Lavorgo auf 124 km (Chippis-Stalden bleibt bei 220 kV)</li> <li>• Rückbau bestehende Leitungen auf 67 km</li> <li>• Ergänzt wichtigste Versorgungsachse für das Tessin</li> <li>• Beseitigung eines kritischen Versorgungseinganges</li> </ul>	4.1. PGV BFE 4.2. Realisierung (Mörel-Ermen) / in Betrieb (Ermen-Ulrichen) 4.3. Realisierung (Agarn-Stalden) / PGV BFE (Chippis-Agarn) 4.4. PGV BFE	2032
<b>5. Beznau-Mettlen</b> 5.1. Beznau-Birr 5.2. Birr-Niederwil 5.3. Niederwil-Obfelden 5.4. 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>	5.1. in Betrieb 5.2. Vorprojekt 5.3. Bauprojekt 5.4. Bauprojekt	2031
<b>6. Bassecourt-Mühleberg</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verstärkung der bestehenden Leitung auf 45 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV, da mit der geplanten Stilllegung des Kernkraftwerks Mühleberg ein Teil der Energieeinspeisung in Mühleberg auf der 220-kV-Netzebene wegfällt</li> <li>• Beitrag zur Schweizer Netz- und Versorgungssicherheit</li> </ul>	in Betrieb	2023 abgeschlossen und in Betrieb
<b>7. Magadino</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Installation der Transformierung zw. 220- und 380-kV-Netzen</li> <li>• Ziel ist verbesserte Weiterleitung der im Maggialtal aus Wasserkraft erzeugten Energie</li> <li>• Beitrag an die Versorgungssicherheit im Tessin</li> </ul>	Projektidee	2035
<b>8. Génissiat-Foretaille</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verstärkung (Ersatz der Leiterseile) der bestehenden 220-kV-Doppelleitung auf 17 km</li> <li>• Behebt häufig wiederkehrenden Engpass, welcher bei Importsituationen aus Frankreich auftritt</li> </ul>	in Betrieb	2018 abgeschlossen und in Betrieb

<sup>14</sup> Stand 15.10.2024

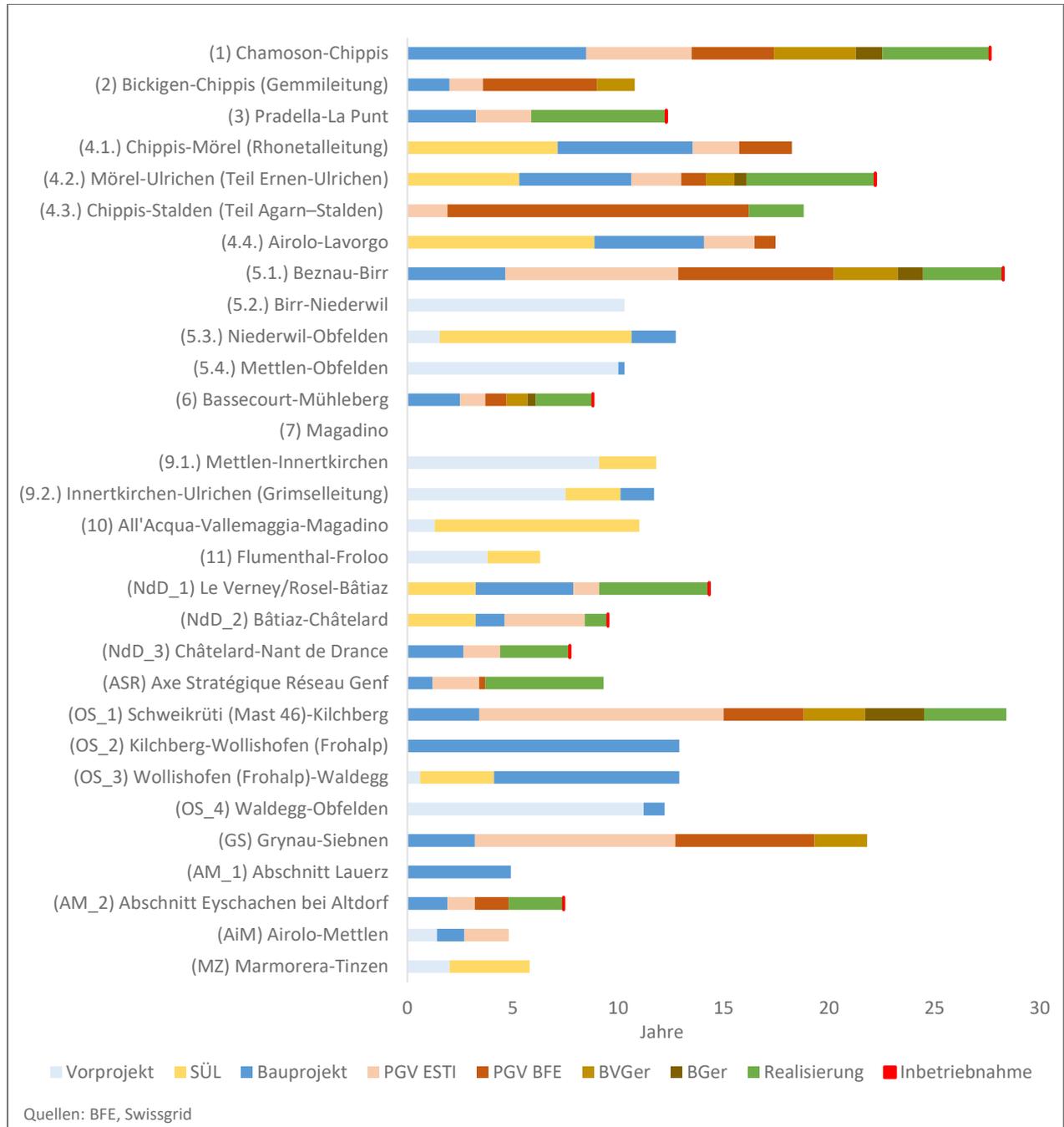
<sup>15</sup> Gemäss Planung Swissgrid

<b>9. Mettlen-Ulrichen</b> 9.1. Mettlen-Innertkirchen 9.2. Innertkirchen-Ulrichen (Grimselleitung)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verstärkung für eine künftig vorgesehene Spannungserhöhung der bestehenden 220-kV-Leitung auf rund 88 km auf 380 kV</li> <li>• Wichtig für Anbindung neuer Pumpspeicherkraftwerke ans 380-kV-Netz und damit Abtransport der Energie in übrige Schweiz</li> </ul>	9.1. SÜL 9.2. Vorprojekt/Bauprojekt <sup>16</sup>	2040
<b>10. All'Acqua-Vallemaggia-Magadino</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Neue 220-kV-Leitung durch das Maggiatal</li> <li>• Bestehende Leitung aus 60er-Jahren wird zurückgebaut – dadurch Entlastung der wertvollen Landschaften im Gebiet «Alto Ticino»</li> <li>• Ausbau der Netzkapazität zur Übertragung der in den Wasserkraftwerken des Maggiatals erzeugten Energie</li> <li>• Dadurch künftig grössere Versorgungssicherheit im südlichen Alpenraum – heute muss Produktion der Kraftwerke gedrosselt werden</li> </ul>	SÜL	2035
<b>11. Flumenthal-Froloo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ersatz bestehende rund 33 km lange 145-kV-Verteilnetzleitung durch neue 220-kV-Höchstspannungsleitung, als Teil des strategischen Netzes</li> <li>• Neue Leitung erhöht Versorgungssicherheit im Grossraum Basel und der ganzen Schweiz</li> <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>	SÜL	2036
<b>Anschluss Nant de Drance</b> NdD_1 Le Verney/Rosel-Bâtiaz NdD_2 Bâtiaz-Châtelard NdD_3 Châtelard-Nant de Drance	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anschluss Pumpspeicherkraftwerk Nant de Drance ans Höchstspannungsnetz</li> <li>• Teil des strat. Netzes im Startnetz von Swissgrid</li> <li>• Beitrag zur Integration der neuen erneuerbaren Energien</li> </ul>	NdD_1 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>Obfelden-Samstagern</b> OS_1 Schweikrüti (Mast 46)-Kilchberg OS_2 Kilchberg-Wollishofen (Frohalm) OS_3 Wollishofen (Frohalm)-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	2030
<b>Grynau-Siebnen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ersatz bestehende 220-kV-Leitung durch neue 380-kV-Leitung (Schliessen der Lücke im 380-kV-Netz)</li> <li>• Verbesserung Versorgungssicherheit in Region Zürichsee/Linthebene sowie 1. 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 Urner Talboden.</li> <li>2. Damit werden die Siedlungsgebiete in Atinghausen und der Entwicklungsschwerpunkt Werkmatt Uri entlastet.</li> </ul>	AM_1 Bauprojekt AM_2 in Betrieb	2040
<b>Airola-Mettlen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bündelung von Infrastruktur in zweiter Röhre des Gotthardstrassentunnels</li> <li>• Verkabelung bestehende 220-kV-Leitung Airola-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 Schöllenschlucht im Kanton Uri verläuft</li> </ul>	PGV ESTI	2029
<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>	SÜL	2032

Abbildung 14: Übersicht Netzvorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2024)

<sup>16</sup> Vorhaben 9.2. 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.

Für die oben aufgelisteten Netzvorhaben ist in *Abbildung 15* die Dauer der einzelnen Projektphasen dargestellt. Letztere sind insofern vereinfacht, als dass zusätzliche Schlaufen im Projektablauf (d.h., wenn das Verfahren nach einer Entscheidung des Bundesverwaltungs- und/oder des Bundesgerichts ans BFE zurückgewiesen wird) nicht einzeln dargestellt werden. Sofern nach einer Gerichtsentscheid bestimmte Projektphasen nochmals durchlaufen werden müssen, wird die Gesamtdauer der einzelnen Projektphasen so dargestellt, als wären sie einmalig und linear durchlaufen worden.



**Abbildung 15:** Kumulierte Dauer der Projektphasen Netzvorhaben auf Netzebene 1 per 15. Oktober 2024 in Jahren<sup>17</sup>

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

## **Kurzbeschreibung der Planungs- und Realisierungsetappen einzelner Netzvorhaben (Stand: 15. Oktober 2024):**

### **1. Chamoson-Chippis**

Der Neubau der Leitung von Chamoson nach Chippis im Kanton Wallis wurde bereits vor der Erarbeitung des Sachplans Übertragungsleitungen (SÜL) initiiert und durchlief jahrelange Planungs- und Bewilligungsphasen. 2017 erfolgte ein wichtiger Meilenstein: Mit Urteil vom 1. September 2017 wies das Bundesgericht die Beschwerden gegen den Entscheid des Bundesverwaltungsgerichts vom 14. Dezember 2016 ab und bestätigte damit in letzter Instanz den PGV-Entscheid des BFE vom 19. Januar 2015. Danach leitete Swissgrid die Realisierung der neuen Freileitung ein. Die eigentlichen Bauarbeiten starteten 2018, 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.

### **2. Bickigen-Chippis**

Für die Spannungserhöhung und Modernisierung der bestehenden Leitung zwischen Bickigen und Chippis konnte wegen der nur geringen Raumwirksamkeit des Vorhabens auf die Durchführung eines SÜL-Verfahrens verzichtet werden. Nach einer rund zweijährigen Bauprojektphase startete Mitte 2015 das PGV beim ESTI, welches das Dossier knapp zwei Jahre später ans BFE weiterleitete. 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 Neu Beurteilung im Sinne der Erwägungen ans BFE zurück. Im Verfahren sind nun weitere Abklärungen hinsichtlich einer möglichen Reduktion des sogenannten Coronalärms (durch kleinste Entladungen unter Hochspannungsleitungen) sowie bezüglich der Thematik der nichtionisierenden Strahlung zu treffen. Die Realisierung des Vorhabens verzögert sich durch das Beschwerdeverfahren und die Rückweisung ans BFE um voraussichtlich weitere zwei Jahre bis 2029.

### **3. 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. Bauprojekt- 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.

### **4. 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:

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

Der Neubau der Leitung durchlief ein rund siebenjähriges SÜL-Verfahren und befand sich knapp sechs-einhalb Jahre im Bauprojekt; Ende März 2019 startete das PGV beim ESTI. 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. Die Unterlagen werden dem BFE voraussichtlich Ende Mai 2025 eingereicht werden können.

#### *4.2. Mörel-Ulrichen*

Der Neubau der Leitung durchlief jahrelange Planungs- und Bewilligungsphasen; der Teilabschnitt zwischen Ernen und Ulrichen ist seit Mitte Oktober 2019 in Betrieb; im Teilabschnitt Mörel-Ernen wurde die

vom Bundesgericht geforderte Kabelstudie für den Raum «Binnegga-Binnachra-Hockmatta-Hofstatt» (Binnaquerung) beim BFE eingereicht; das BFE genehmigte mit Entscheid vom 23. Dezember 2016 die Freileitungsvariante und wies sämtliche Einsprachen ab. Gegen diesen Entscheid gingen Beschwerden beim Bundesverwaltungsgericht ein, welches die Freileitungsvariante mit Urteil vom 26. März 2019 bestätigte. Dieses Urteil blieb unangefochten und die Plangenehmigung wurde rechtskräftig. Die Bauarbeiten sind im Gange.

#### *4.3. Chippis-Stalden*

Für den Strangnachzug auf der Teilstrecke Agarn-Stalden lief ein mehrjähriges Plangenehmigungsverfahren beim BFE, welches im Frühling 2022 rechtskräftig abgeschlossen werden konnte und seither in der Realisierung ist. 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 diese 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).

#### *4.4. Airolo-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. Seit Mitte März 2024 bis voraussichtlich Mitte Januar 2025 ist das Vorhaben wiederum sistiert.

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

Die Inbetriebnahme des gesamten Netzvorhabens Beznau-Mettlen ist für 2031 vorgesehen. Das Vorhaben besteht aus mehreren Teilprojekten, bei denen sich der Stand wie folgt präsentiert:

#### *5.1. Beznau-Birr*

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

#### *5.2. Birr-Niederwil*

Das Vorprojekt für den Leitungsabschnitt ist seit September 2022 abgeschlossen. Das weitere Vorgehen ist in Abklärung.

#### *5.3. 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. Swissgrid hat anschliessend die Ausarbeitung des Bauprojekts gestartet.

#### *5.4. 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 bereitet nun das PGV-Dossier zu Händen des ESTI vor.

## **6. Bassecourt-Mühleberg**

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

## **7. Magadino**

Für das Vorhaben wird derzeit eine Vorstudie erstellt, welche mehrere Varianten vorschlägt, um danach das Vorprojekt einzuleiten. Die Inbetriebnahme war gemäss Strategischem Netz 2025 ursprünglich für 2018 geplant, gemäss aktualisierter Planung ist dafür das Jahr 2035 vorgesehen.

## **8. Génissiat-Foretaille**

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

## **9. Mettlen-Ulrichen**

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

### *9.1. 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.

### *9.2. 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.

## 10. All'Acqua-Vallemaggia-Magadino

Die Planung des Leitungsvorhabens im Gebiet All'Acqua-Maggiatal-Magadino (sowie des oben erwähnten Teilprojekts 4.4. *Airolo-Lavorgo*) basiert auf einer 2013 durchgeführten umfangreichen Studie über die Neuordnung des Hoch- und Höchstspannungsnetzes im «Alto Ticino», welche die Ziele der Sanierung und Modernisierung der Leitungen mit denen der Raumplanung koordinierte. Daraufhin wurde das Vorprojekt erarbeitet und 2015 startete das SÜL-Verfahren. 2016 konnte mit der Festsetzung des Planungsgebiets ein wichtiger Zwischenschritt erreicht werden. Aufgrund der Länge des Vorhabens wurde dieses für die Durchführung des Sachplanverfahrens in drei Teilstrecken aufgeteilt, damit es in überschaubaren Etappen durchgeführt werden kann. Die Festsetzung des Planungskorridors auf der Strecke Avegno-Magadino verzögert sich allerdings wegen der Standortfrage für das Unterwerk Magadino, welches sich im Perimeter des Moorschutzgebietes «Piano di Magadino» befindet. Bis Ende Oktober 2023 lief die Anhörung für den vom BFE vorgeschlagenen Planungskorridor über alle drei Etappen, der Bundesratsentscheid zur Festsetzung wird für Ende 2024 erwartet. Die Inbetriebnahme der neuen 220-kV-Leitung ist für 2035 vorgesehen.

## 11. 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). Die Leitung soll nach heutiger Planung Ende 2025 in Betrieb gehen.

Das Projekt **Obfelden-Samstagern** sieht die Verstärkung der bestehenden Leitungen von 150 kV auf 380/220 kV vor. Zudem soll der Bahnstrom mit 132 kV teilweise auf derselben Leitung gebündelt werden. Das Vorhaben ist in verschiedene Abschnitte unterteilt: Beim Abschnitt *Wollishofen (Frohalm)-Waldegg* setzte der Bundesrat Ende 2015 nach einem dreieinhalbjährigen SÜL-Verfahren den Planungskorridor für eine Kabelleitung fest, das Bauprojekt ist 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 2030 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.

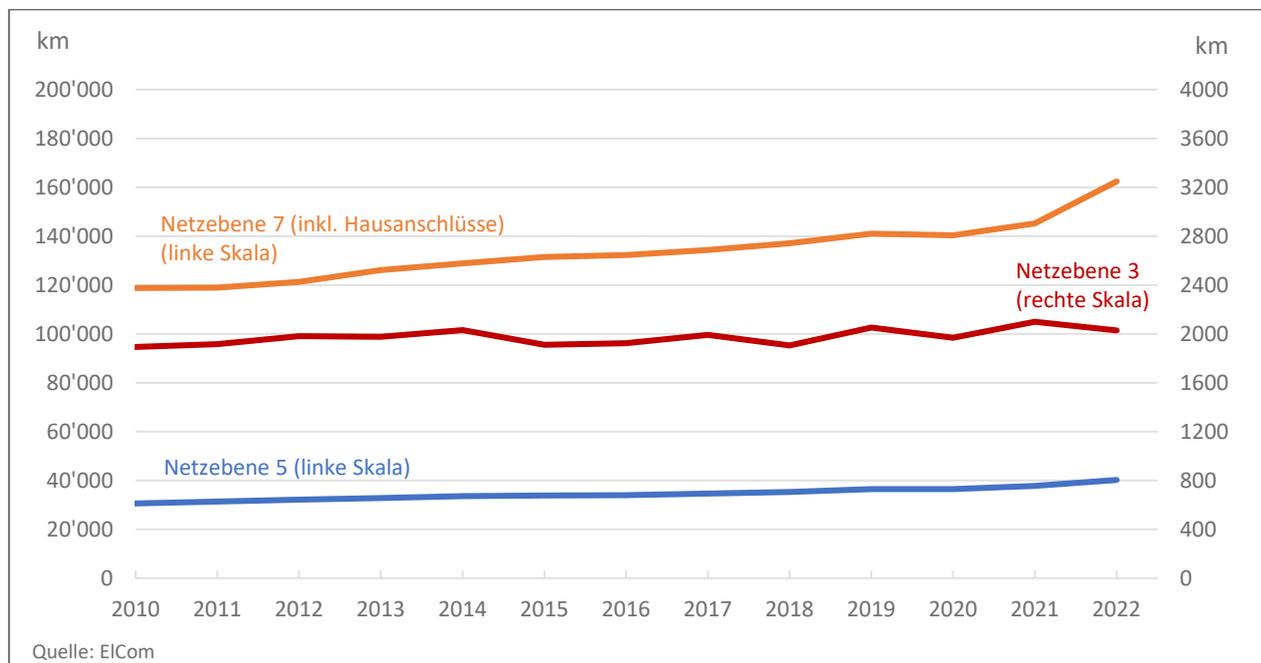
Im Urner Talboden verlegen Swissgrid und die SBB Hochspannungsleitungen. Ende 2001 hat die damalige Eigentümerin Alpiq ein Plangenehmigungsgesuch zur Totalsanierung des Teilabschnittes Ingenbohl-Mettlen der 380-kV-Leitung **Amsteg-Mettlen** eingereicht. Mittlerweile ist ein Grossteil der Leitung saniert, 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 sieht die aktuelle Planung des zweiten Gotthardstrassentunnels einen separaten Werkleitungskanal unter der Fahrbahn (Pannenstreifen) vor. Swissgrid wird darin die geplante Leitung auf einer Länge von 18 Kilometern verlegen. Damit entsteht die längste verkabelte Höchstspannungsleitung der Schweiz. Das Vorhaben befand sich ab Mai 2021 im Bauprojekt, im September 2022 hat Swissgrid das Baugesuch beim ESTI eingereicht. 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 2029 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 Tinizong. Das entsprechende SÜL-Verfahren wird mit einer Festsetzung des Planungskorridors durch den Bundesrat voraussichtlich bis Ende 2024 abgeschlossen werden können. Die Realisierung ist bis 2032 geplant (Quellen: BFE/Swissgrid, 2024 / Swissgrid 2015).

## 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>18</sup> entschieden werden. Wie oben erwähnt (s. Kapitel 4.1) will der Bundesrat den Um- und Ausbau der Stromnetze weiter beschleunigen. Er schlägt im Rahmen einer Revision des Elektrizitätsgesetzes darum unter anderem vor, Übertragungsleitungen künftig grundsätzlich als Freileitungen zu realisieren. Die Vorlage war bis am 17. Oktober 2024 in der Vernehmlassung. 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 16:** Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km)

Verkabelungen im Verteilnetz haben seit 2010 auf allen Netzebenen, wenn auch in unterschiedlichem Ausmass, zugenommen, wie *Abbildung 16* zeigt. Allgemein gilt, dass bei den unteren Netzebenen der Bestand an verkabelten Leitungen höher ist; insbesondere Netzebene 7 ist heute schon nahezu vollständig verkabelt. Auch auf Netzebene 5 ist die Verkabelung fortgeschritten, insbesondere in städtischen Gebieten. Eine nur geringe Zunahme des Bestands an Kabelleitungen, und dies auf deutlich tieferem Niveau als bei den anderen Netzebenen, ist dagegen auf Netzebene 3 zu beobachten (vgl. rote Kurve in obiger Grafik mit unterschiedlicher Skala). Der Trend zur Verkabelung ist dort noch wenig ausgeprägt. Zudem 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 225'844 Kilometern, wovon über 90 Prozent verkabelt sind. Kaum verkabelt sind bislang Leitungen des Übertragungsnetzes (Netzebene 1), welches eine Länge von gut 6700 Kilometern aufweist. Bei der Leitung «Bezau-Birr» (s. oben) mit der Teilverkabelung am «Gäbihubel» bei

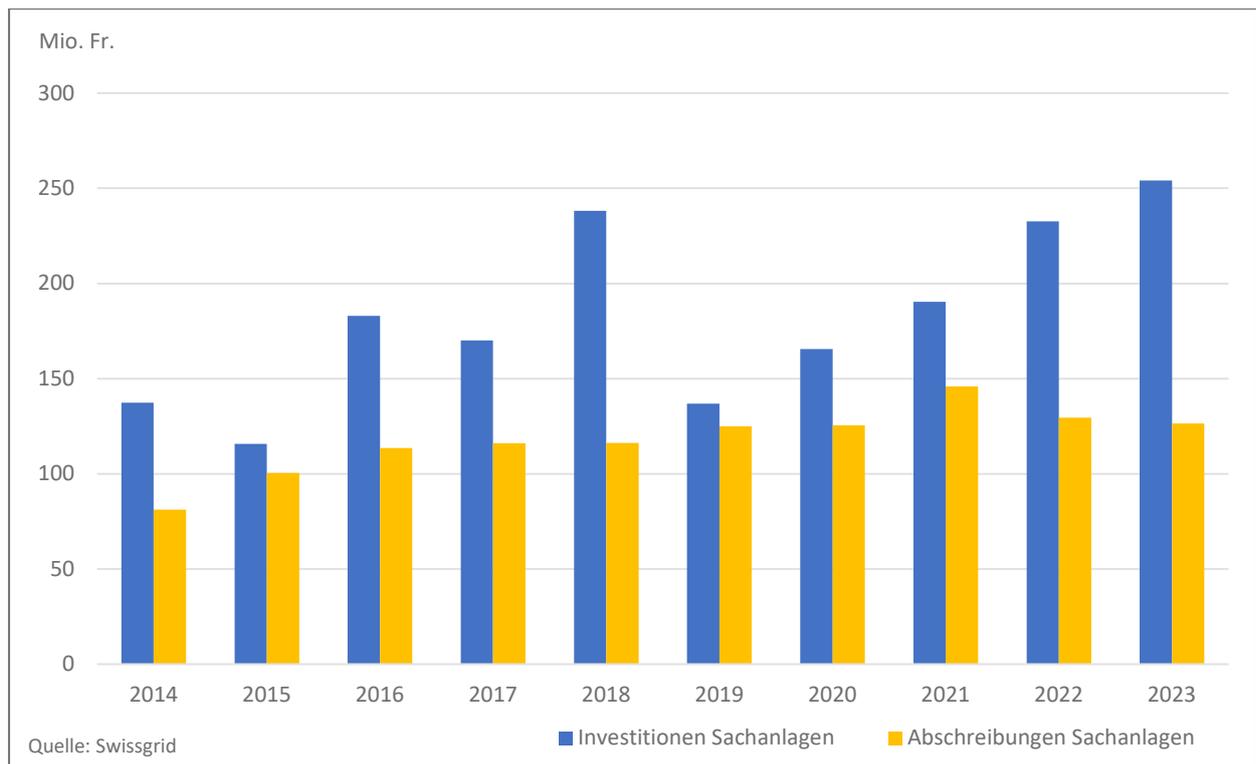
<sup>18</sup> vgl. BFE-Bewertungsschema Übertragungsleitungen: [Freileitung oder Kabel \(admin.ch\)](#). Im Rahmen einer Revision des Elektrizitätsgesetzes schlägt der Bundesrat u.a. vor, dass im Übertragungsnetz künftig ein Freileitungsgrundsatz gelten soll (siehe Kap. 4.1). Verkabelungen müssten nur dann geprüft werden, wenn bestimmte Kriterien erfüllt sind. Dies etwa, wenn eine Freileitung den Schutz vor nichtionisierender Strahlung beeinträchtigen würde oder den Schutz von Objekten, die gemäss Natur- und Heimatschutz von nationaler Bedeutung sind.

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 «Bätiaz-Le Vernay» ebenfalls in den Boden verlegt. Die neue 2 x 380-kV-Kabelleitung ersetzte die bestehende 220-kV-Freileitung, die das Rohntal 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: ECom, 2024a / BFE/Swissgrid, 2024).

### 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

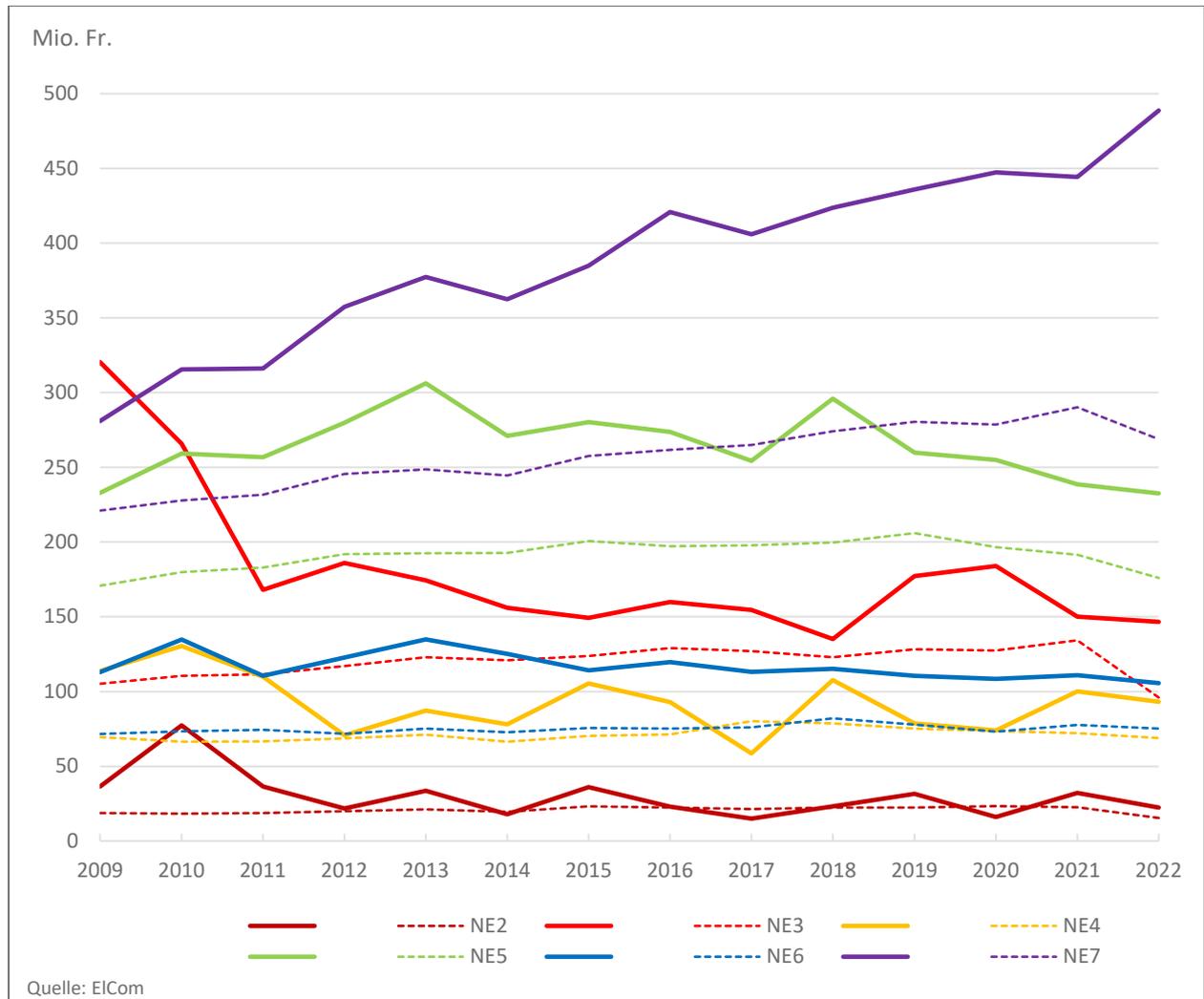


**Abbildung 17:** Investitionen und Abschreibungen von Sachanlagen im Übertragungsnetz

Abbildung 17 zeigt die Investitionen in Sachanlagen sowie die Abschreibungen von Sachanlagen des Übertragungsnetzes. Zwischen 2014 und 2023 schwankten die Investitionen in das Übertragungsnetz zwischen 116 Mio. und 254 Mio. Franken pro Jahr. Demgegenüber standen Abschreibungen in der Höhe von 81 Mio. bis 146 Mio. Franken pro Jahr. Zwischen 2014 und 2018 sind die Investitionen mit leichten Abnahmen 2015 und 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 vergan-

genen 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, 2024).

#### 4.3.2 Investitionen ins Verteilnetz und Abschreibungen



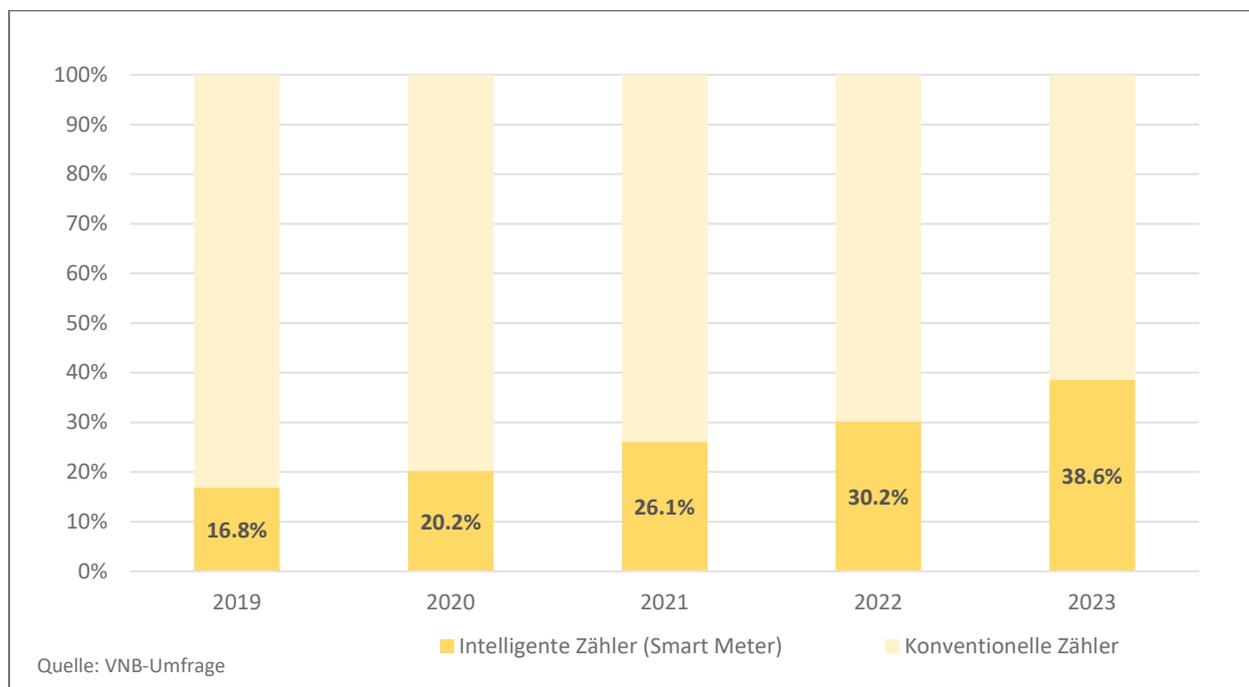
**Abbildung 18:** Investitionen (durchgezogen) und Abschreibungen (gestrichelt) für die Netzebenen 2 bis 7 (in Mio. Fr.)

Abbildung 18 zeigt, dass die **Investitionen** (nominal) in die Netzebene 7 zwischen 2009 und 2022 (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, 5 und 3 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 2018 bis 2022 im Durchschnitt rund 1,4 Mrd. Franken pro Jahr. Die Abschreibungen sind in diesem Zeitraum von 943 Mio. auf etwas über 956 Mio. Franken gestiegen. Der Investitionsüberschuss beträgt knapp 474 Mio. Franken und ist gegenüber dem Vorjahr praktisch unverändert. Da gleichzeitig die Versorgungsqualität der Schweizer Stromnetze in der Schweiz (vgl. Kapitel 5.2.5) sehr hoch ist – auch im internationalen Vergleich –, erachtet die ECom die Investitionstätigkeit ins Verteilnetz weiterhin als ausreichend (Quellen: ECom, 2024a+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)

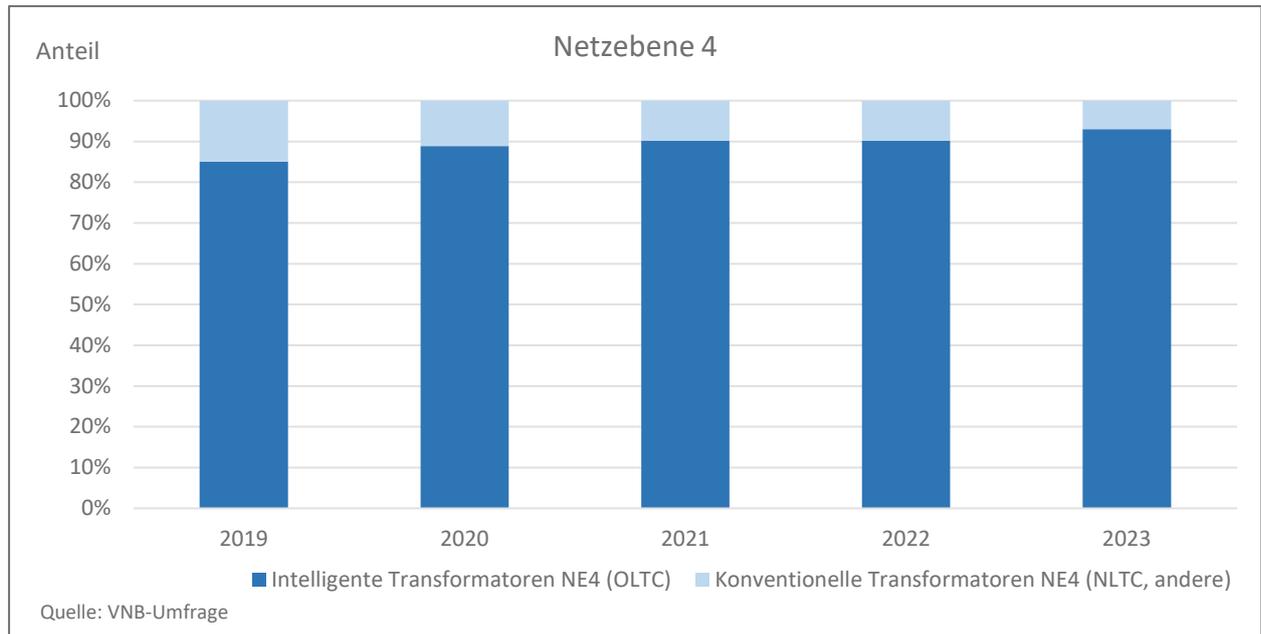


**Abbildung 19:** Anteil Smart Meter im Vergleich zu konventionellen Zählern<sup>19</sup>

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 2023 waren nach Angaben der Verteilnetzbetreiber schweizweit 2'240'109 Smart Meter installiert und werden als solche betrieben, das ist ein Anteil von fast 39 Prozent, wie *Abbildung 19* zeigt. Dieser Anteil ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen (Quelle: VNB, 2024).

<sup>19</sup> Daten gemäss Umfrage bei den Verteilnetzbetreibern, Plausibilisierung nicht vollständig möglich.

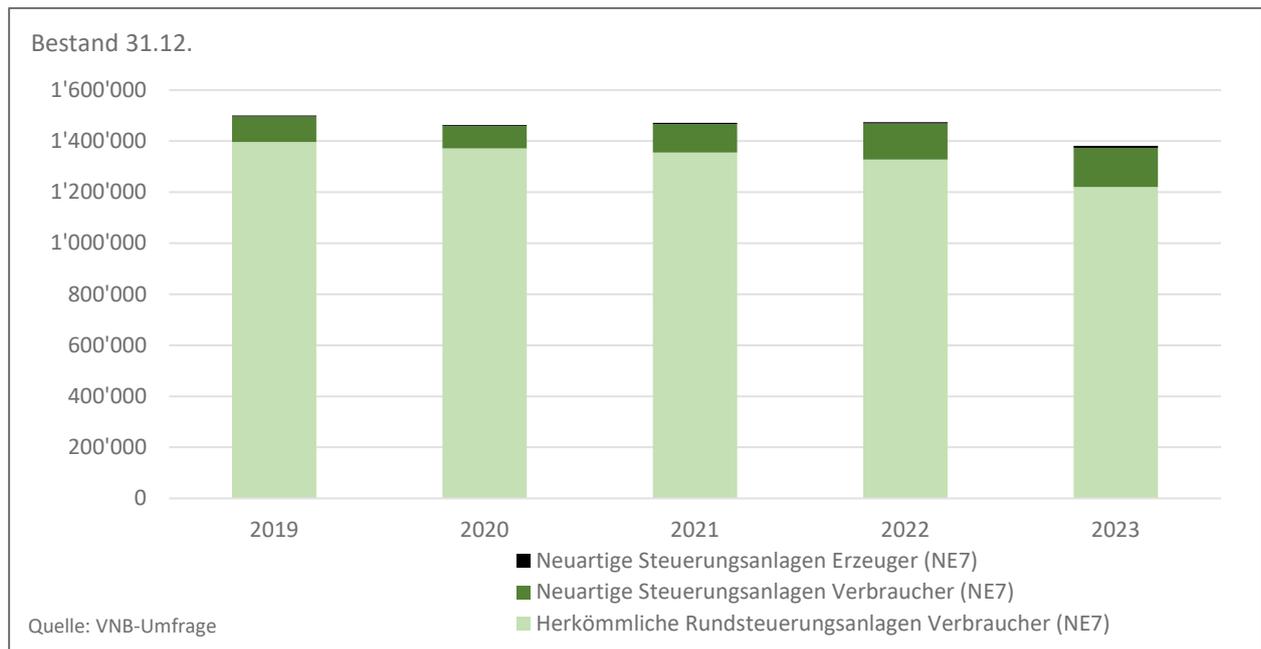
#### 4.4.2 Spannungsregelungsinstrumente (Transformation)



**Abbildung 20:** 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 (90 Prozent), wie *Abbildung 20* zeigt. Auf Netzebene 6 spielen sie eine untergeordnete Rolle, im Jahr 2023 waren knapp 100 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, 2024).

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



**Abbildung 21:** 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 selber gesteuert werden. Seit 2019 hat nach Angaben der Verteilnetzbetreiber auf Seiten der Stromverbraucher der Einsatz herkömmlicher Rundsteuerungsanlagen etwas abgenommen, wie *Abbildung 21* zeigt. Auf Seiten der Stromerzeuger haben die neuartigen Steuerungsanlagen auf tiefem Niveau seit 2019 kontinuierlich zugenommen (von gut 3300 auf rund 9400 im Jahr 2023) (Quelle: VNB, 2024).

## 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.

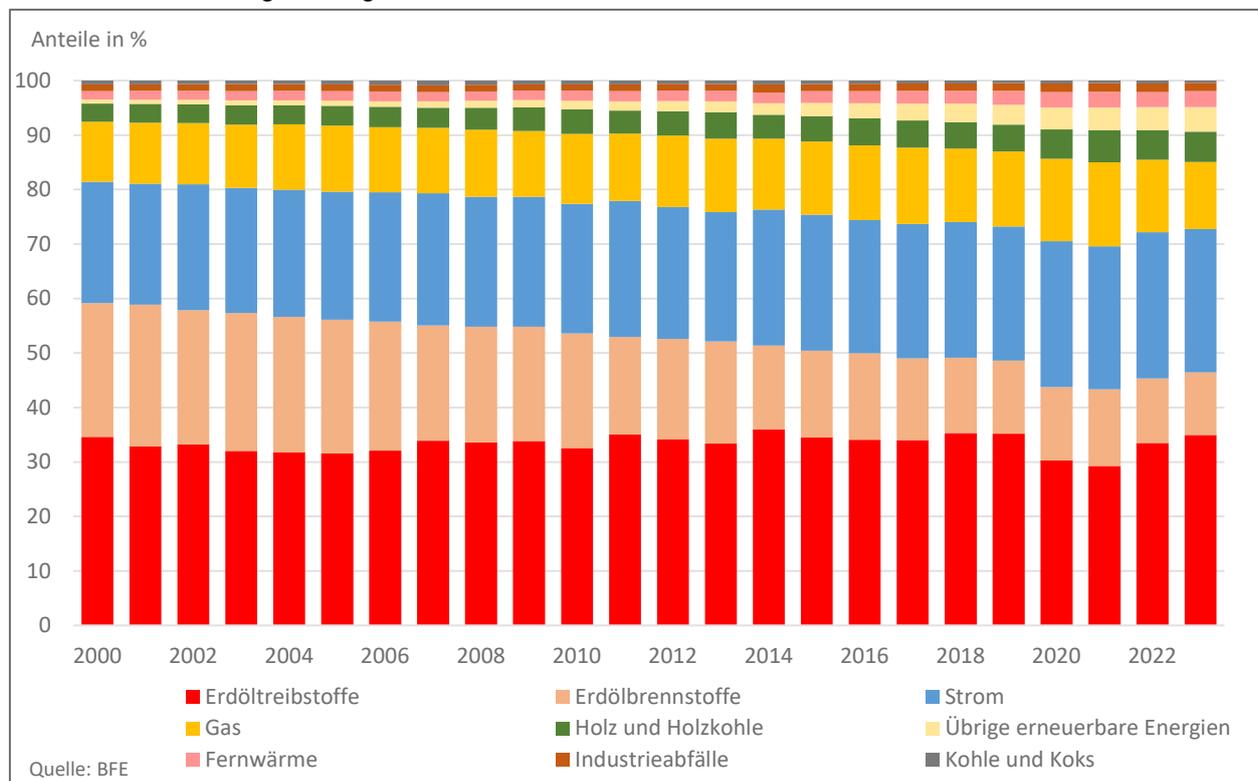
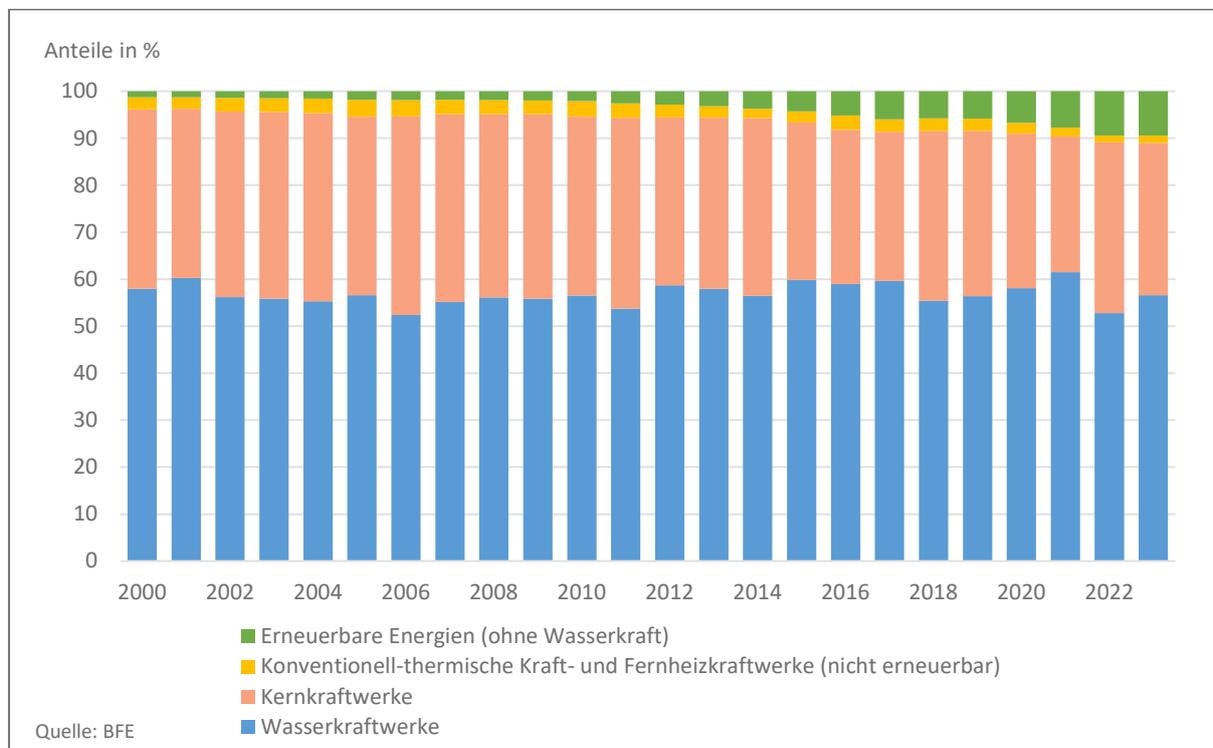


Abbildung 22: Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch

Abbildung 22 zeigt, dass Erdölprodukte (Brenn- und Treibstoffe, inkl. Flugtreibstoffe für den internationalen Flugverkehr) 2023 über 46 Prozent des Endenergieverbrauchs ausmachten. Strom machte etwa 26 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs aus und Gas rund 12 Prozent. Nach einem Rückgang infolge der Covid-19-Pandemie hat der Anteil von Erdöltreibstoffen 2023 gegenüber dem Vorjahr um 1,5 Prozentpunkte zugenommen und liegt damit etwa auf gleichem Niveau wie im Jahr 2000. Diese Zunahme ist vor allem auf den gestiegenen Absatz von Flugzeugtreibstoff zurückzuführen. Trotz der kühlen Witterung sind die Anteile der Brennstoffe Öl (-0,4 Prozentpunkte im Jahresvergleich) und Gas (-1 Prozentpunkte) gesunken. Dabei dürften die wegen des russischen Angriffs auf die Ukraine noch hohen Energiepreise, die stärkere Sensibilisierung aufgrund der angespannten Situation sowie Substitutionseffekte eine Rolle gespielt haben. Längerfristig (zwischen 2000 und 2023) 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 Prozentpunkte), Holz und Holzkohle (+2,2 Prozentpunkte), sowie von den übrigen erneuerbaren Energien (+3,8 Prozentpunkte) und Fernwärme (+1,4 Prozentpunkte). Insgesamt ist die Energieversorgung breit diversifiziert, was zur guten Versorgungssicherheit der Schweiz beiträgt (Quelle: BFE, 2024a).



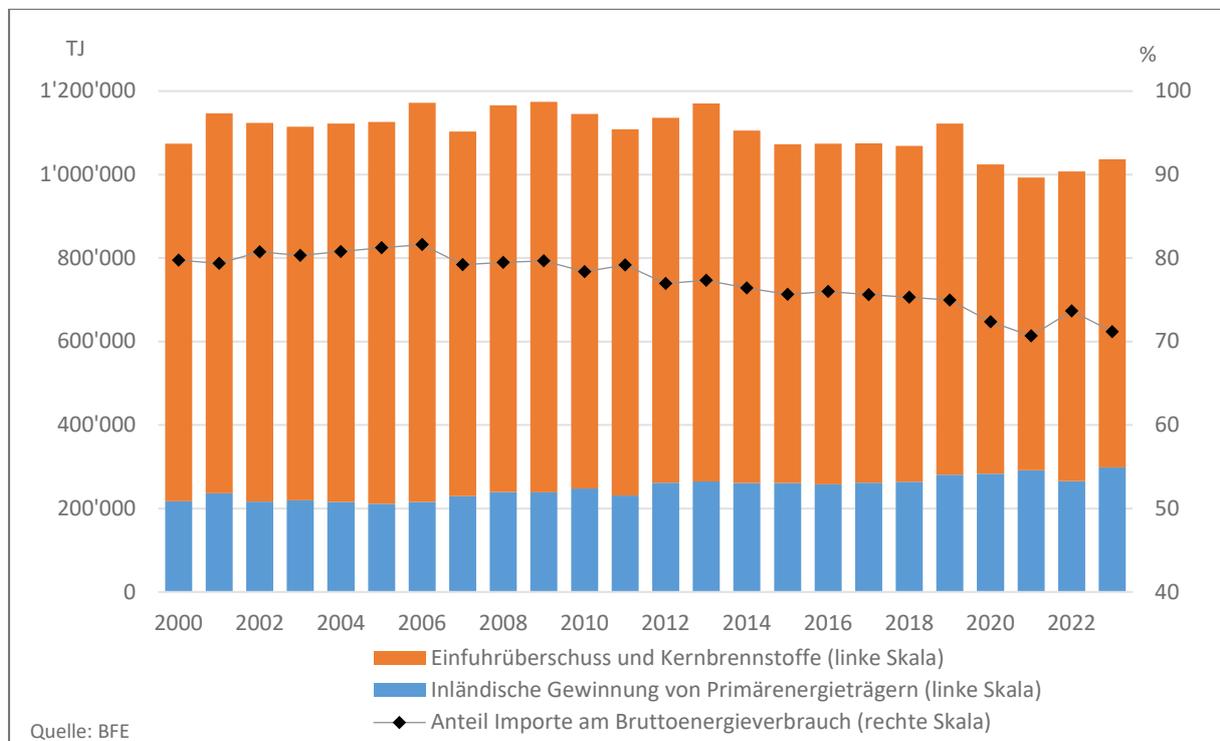
**Abbildung 23:** Diversifizierung Stromproduktion: Anteile nach Stromproduktionsarten

Die Entwicklung der Anteile produzierter Elektrizität nach den verschiedenen Stromproduktionsarten ist in *Abbildung 23* dargestellt. Die Grafik zeigt, dass der in der Schweiz produzierte Strom (Landeserzeugung) zu einem überwiegenden Teil aus Wasserkraft- (rund 57%) und Kernkraftwerken (über 32%) stammt. Die jeweiligen Anteile sind zwischen 2000 und 2023 relativ konstant geblieben, auch wenn sich jährliche Schwankungen ergeben. Nachdem im Jahr 2022 der Anteil der Wasserkraft mit 52,8 Prozent nach einem schneearmen Winter und geringen Niederschlagsmengen im Frühling und Sommer sehr tief ausgefallen war, lag er 2023 um 3,7 Prozentpunkte höher. Dies führte zu einem geringeren Anteil der Stromproduktion aus Kernkraftwerken (-4 Prozentpunkte) sowie konstanten Anteile aus neuen erneuerbaren Energien und konventionell-thermischen Kraftwerken – obschon die absolute Produktion aus Kernkraftwerken konstant geblieben, und diejenige der neuen erneuerbaren Energien und konventionell-thermischen Kraftwerken 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 verwechseln: Beim Liefermix geht es um die Herkunft des konsumierten Stroms, er enthält also auch Stromimporte. Beim Produktionsmix ist zu beachten, dass Strom nicht ausschliesslich im Inland konsumiert, sondern auch exportiert wird (Quelle: BFE, 2024a+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>20</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 24:** Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (in %)

Abbildung 24 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 im Jahr 2023 wieder zugenommen und erreichte 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

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

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. 2022 ist die Auslandabhängigkeit wieder gestiegen, insbesondere wegen des Rückgangs der inländischen Produktion und der starken Zunahme der Flugtreibstoffimporte. 2023 ist die Auslandabhängigkeit zwar wieder zurückgegangen, sie bleibt aber nach wie vor auf hohem Niveau: 2023 betrug der Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch 71,2 Prozent (2022; 73,7%, 2021: 70,7% 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 oder Tage decken können. Im **Strombereich** ist die Schweiz hauptsächlich im Winter auf Importe angewiesen; dieser Aspekt wird im nachfolgenden Unterkapitel «Stromversorgungssicherheit» betrachtet (Quellen: BFE, 2024a / BFS/BAFU/ARE, 2024).

## 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. Im Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, das am 1.1.2025 in Kraft treten wird, sind verschiedene Massnahmen zur Stärkung der längerfristigen Versorgungssicherheit vorgesehen. Dazu zählen insbesondere der zusätzliche Ausbau der Winterproduktion (primär Speicherwasserkraft), die Schaffung einer Energiereserve sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien (Bundesblatt, 2023). Seit dem russischen Angriff auf die Ukraine und der damit verbundenen Befürchtung einer Gasknappheit steht die kurz- bis mittelfristige Versorgungssicherheit auch weiterhin im Fokus. Der Bundesrat hat dazu bereits verschiedene Massnahmen erlassen und das BFE im Sommer 2022 beauftragt, eine Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy Winter 2022/23 zu verfassen. Zudem hat die EICom 2023 ihre Analysen zur Versorgungssicherheit 2025 aktualisiert.

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

### 5.2.1 System Adequacy und Winterproduktionsfähigkeit

Die Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit basiert auch in der Schweiz auf dem Zusammenspiel von Kraftwerkskapazitäten und dem Stromnetz, welches Transport und Verteilung der produzierten Energie ermöglicht. Die 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 Verbrauch 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 ECom 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/ECom/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 2023 zeigen für die Schweiz **mit Zeithorizont bis 2033** 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 einen technischen Vertrag mit der Kapazitätsberechnungsregion «Italy North<sup>21</sup>» abgeschlossen und arbeitet am Abschluss eines technischen Vertrags mit der Kapazitätsberechnungsregion «CORE<sup>22</sup>». Der ERAA 2024 wurde im November 2024 ACER vorgelegt. (Quelle: ENTSO-E, 2023).

Die EICom hat 2023 ihre Analysen zur mittel- und längerfristigen Stromversorgungssicherheit aktualisiert. Einerseits hat sie Swissgrid beauftragt, ihre Analyse zur **Versorgungssicherheit 2025** 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 das Jahr 2025 wurden die Stressszenarien im Vergleich zur letzten Analyse aus dem Jahr 2023 aufgrund der Erfahrungen im Zusammenhang mit dem russischen Angriff auf die Ukraine sowie den ausserordentlich tiefen Verfügbarkeiten französischer Kernkraftwerke (KKW) angepasst. Zudem wurden die Annahmen über die Verfügbarkeit inländischer Stromproduktion angepasst (insb. Betrieb von Beznau 1 und 2 über 2025 hinaus).

Im aktualisierten Referenzszenario kommt es in keiner der Simulationen im Jahr 2025 zu Versorgungsproblemen. Auch im evaluierten Stressszenario (mit Gasknappheit und tiefer KKW-Verfügbarkeit) treten in den meisten Simulationen keine Knappheiten auf, sie sind jedoch nicht auszuschliessen. In einem «Worst Case» wäre mit einer fehlenden Strommenge von rund 500 Gigawattstunden (GWh) zu rechnen. Wird der in der Simulation relativ hoch angenommene internationale Redispatch (Kraftwerkseingriffe zur Netzstabilisierung) auf die Hälfte reduziert, sinkt die fehlende Strommenge auf 113 GWh.

Für den längerfristigen Ausblick 2030 bzw. 2035 hat die EICom zudem ihre Winterproduktionsanalyse aktualisiert. Der Fokus liegt dabei auf der Stromproduktion und der Nachfrage im Inland, während Entwicklungen im Ausland und damit 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

---

<sup>21</sup> Italien, Frankreich, Österreich und Slowenien

<sup>22</sup> Österreich, Belgien, Kroatien, die Tschechische Republik, Frankreich, Deutschland, Ungarn, Luxemburg, die Niederlande, Polen, Rumänien, die Slowakei und Slowenien

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 definierten Winterimportgrenzen (5000 GWh bzw. 20 Prozent des durchschnittlichen Stromverbrauchs 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 1400 MW bis 2030 bzw. zwischen 0 und 2100 MW bis 2035 Reserve mit Dauerleistungsfähigkeit nötig.

Auf Basis dieser beiden Studien empfiehlt die EICom eine thermische Reservekraftwerkskapazität im Umfang von mindestens 400 Megawatt (MW) für das Jahr 2025 und 700 bis 1400 MW ab 2030. Wegen der grossen Unsicherheiten ist ein schrittweises Vorgehen sinnvoll, um den Zubau von Reserven bei Bedarf anpassen zu können.

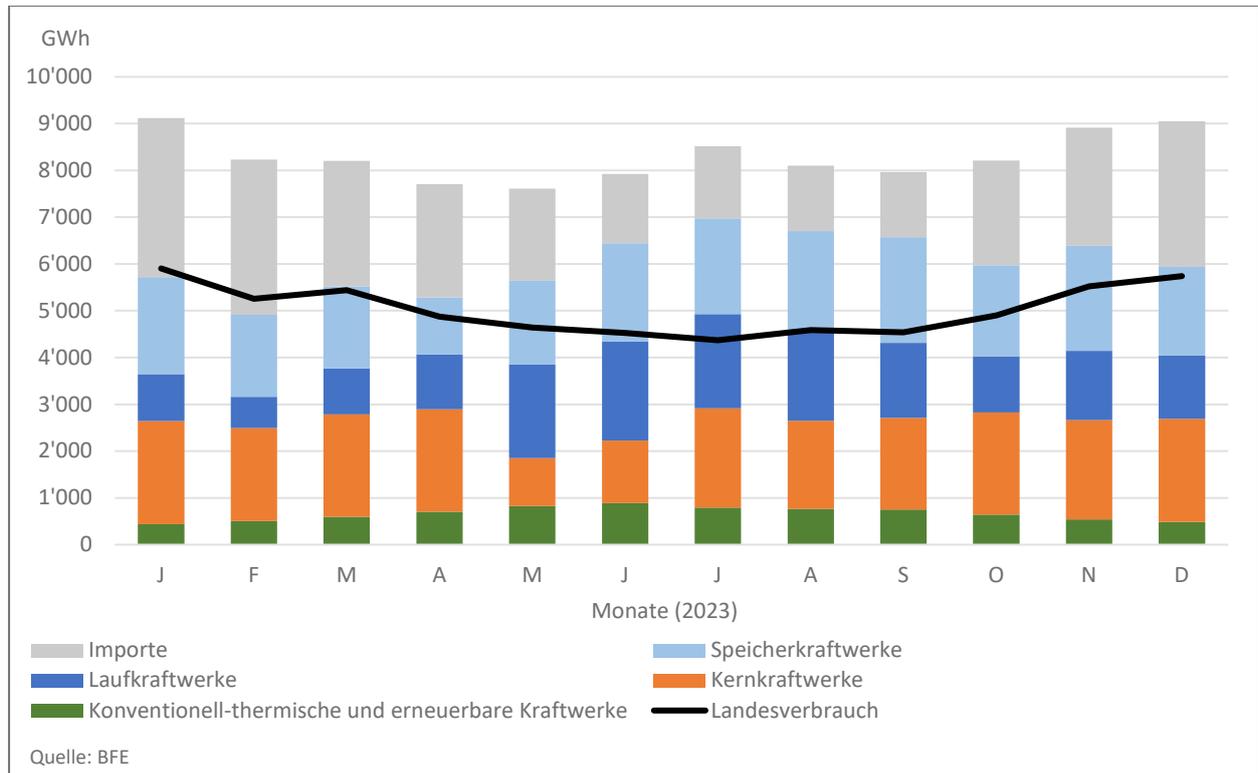
Zurzeit stehen bis Frühling 2026 folgende ergänzende Stromreserven zur Verfügung: Reservekraftwerk Birr (AG), 250 MW Leistung; Reservekraftwerk Corneaux 1 (NE), 36 MW Leistung; Gas-Kombikraftwerk Monthey (VS), 50 MW Leistung; gepoolte Notstromgruppen<sup>23</sup>, ca. 110 MW Leistung. Ende Juli 2023 hatte das BFE die erste Ausschreibung für Reservekraftwerke nach 2026 für ein Volumen von 400 MW gestartet. Die Ausschreibung wird seit Juni 2024 nicht mehr weiterverfolgt, da die offerierten Kosten zu hoch waren. Das BFE hat stattdessen Direktverhandlungen mit den Anbietern aufgenommen (Quellen: Swissgrid, 2023 / Elcom, 2023 / BFE 2024f).

---

<sup>23</sup> Für die Notstromgruppen wird ein Dauerleistungsbetrieb angestrebt.

## 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 2023 auf und stellt zudem die jeweiligen physikalischen Importe dar.



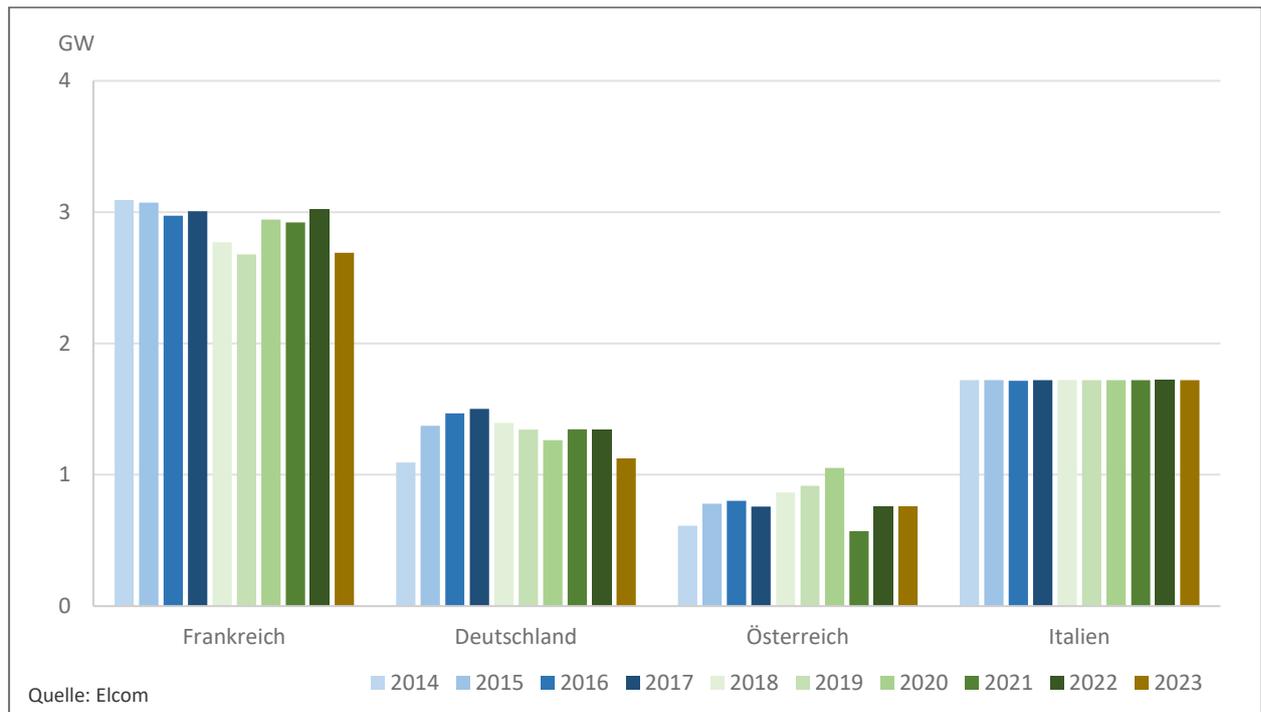
**Abbildung 25:** Monatliche Erzeugung nach Kraftwerkstyp, Importe und Landesverbrauch im Kalenderjahr 2023

Bei der monatlichen Betrachtung zeigt sich, dass die Schweiz in den Sommermonaten jeweils mehr Strom produziert als verbraucht (s. *Abbildung 25*). 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. 2023 war die Schweiz abgesehen von Januar und Februar Nettoexporteur. Dies aufgrund einer wesentlich höheren Produktion der Wasserkraftwerke im Vergleich zu 2022 sowie der wärmeren Witterung. Dies führte dazu, dass der Landesverbrauch ab März bis Dezember im Mittel durch inländische Produktion gedeckt werden konnte (Quellen: BFE, 2024c).

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.

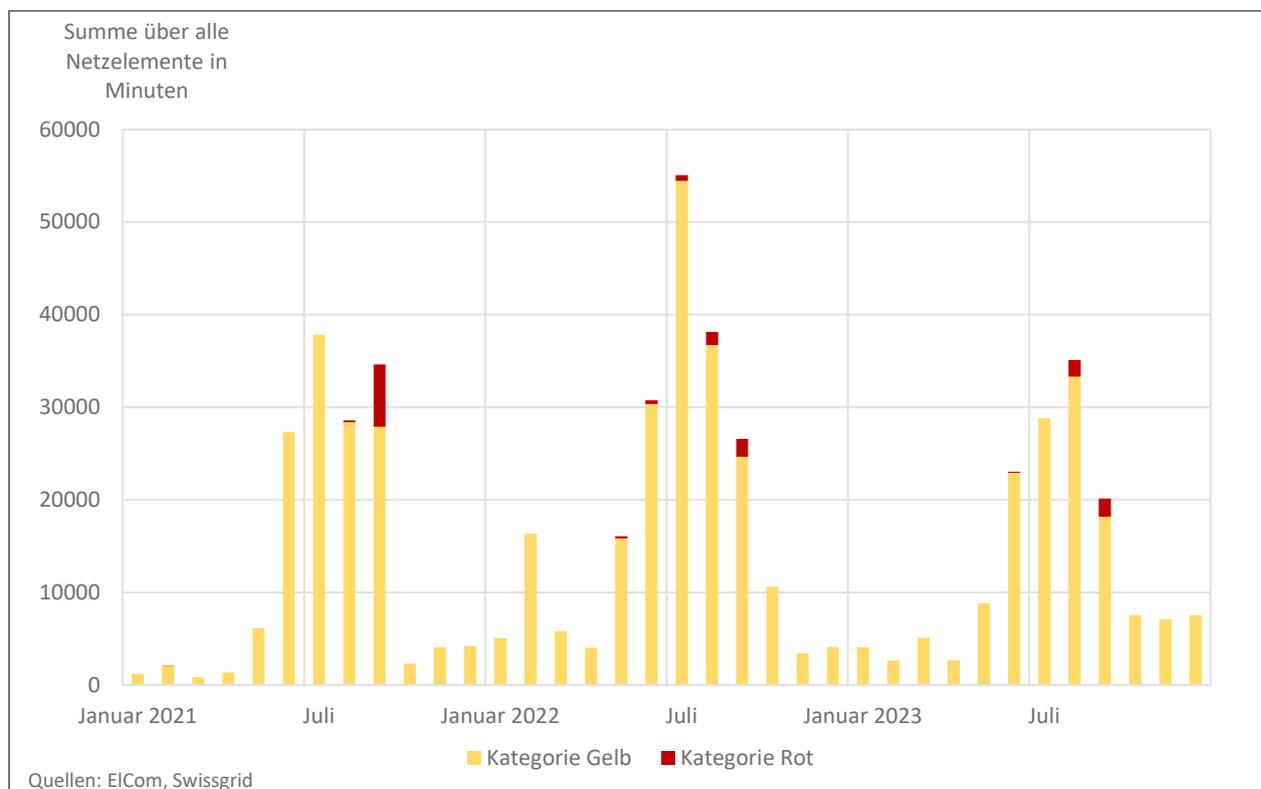


**Abbildung 26:** Importkapazitäten an den Schweizer Grenzen (in GW)

*Abbildung 26* 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 2023 sowohl die Importkapazität aus Frankreich als auch diejenigen aus Deutschland. Der Rückgang von Seiten Frankreich ist durch die geringere Verfügbarkeit der Kernkraftwerke und Netzengpässe zu begründen. Der Grund für den Rückgang aus Deutschland liegt ebenfalls in einer geringeren Produktion (Ausserbetriebnahme von Kohlekraftwerken) und dem Netzengpass auf der Nord-Süd-Verbindung. Für Österreich blieb die Importkapazität auf dem Niveau von 2022. In der Summe nahm die Importkapazität am Norddach im Vergleich zu 2022 ab. Umgekehrt blieb die Importkapazität aus Italien im Durchschnitt relativ 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: EICOM, 2024a).

## 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 27* zeigt die aufsummierten Minuten über alle Netzelemente in der jeweiligen Kategorie.



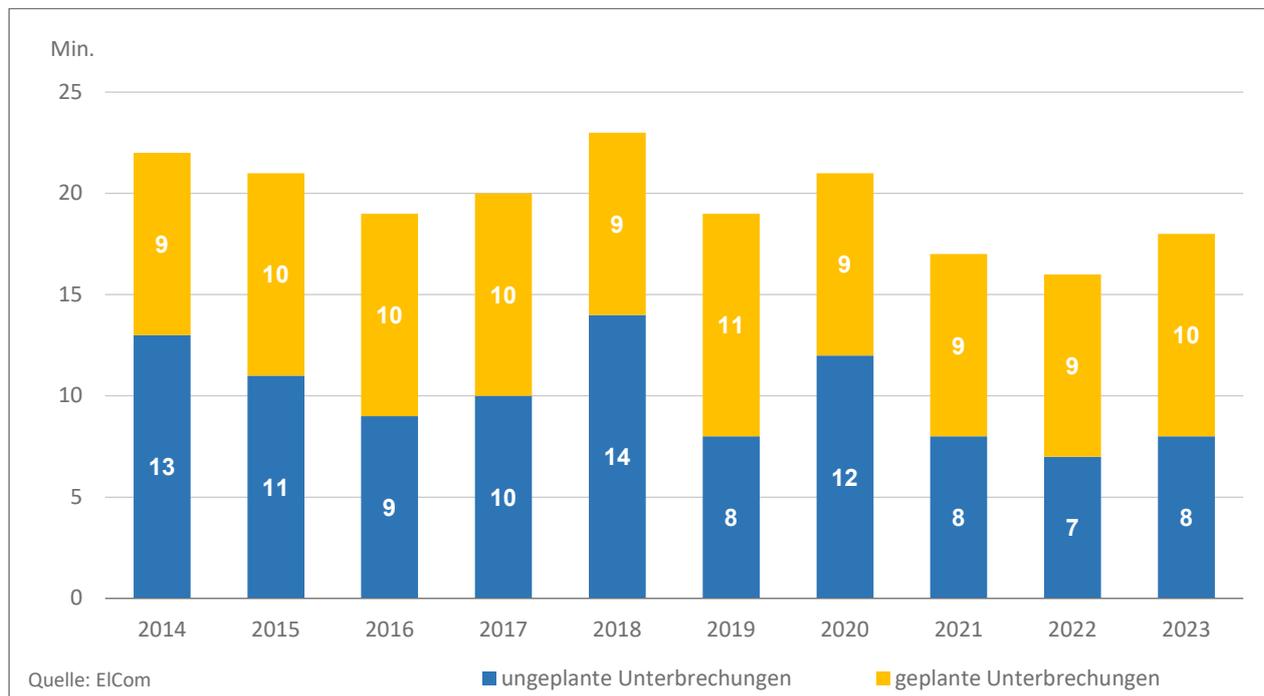
**Abbildung 27:** Simulierte Netzbelastungswerte im N-1-Fall des Übertragungsnetzes

Im Vergleich zum Monitoringbericht aus dem Jahre 2021 wurde die Systematik zur Erfassung der Netzbelastung 2022 angepasst. Ein grafischer Vergleich der beiden Methodiken wäre nicht aussagekräftig, weshalb der letztjährige Bericht 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 2023 gegenüber 2022 gesunken ist.

## 5.2.5 Versorgungsqualität/Netzverfügbarkeit

Die EICom 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 28:** Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher in Minuten als Ausdruck der Versorgungsqualität (SAIDI)

Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher betrug im Jahr 2023 in der Schweiz gesamthaft 18 Minuten, wie *Abbildung 28* zeigt. Im Vergleich zum Vorjahr bedeutet dies eine Zunahme um zwei Minuten. Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer aufgrund von geplanten Unterbrechungen war um eine Minute höher als im Vorjahr und ergab einen Wert von zehn Minuten pro Endverbraucher. Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer wegen ungeplanter Unterbrechungen erreichte mit acht Minuten nach wie vor einen guten Wert. Im Vorjahr war er um eine Minute tiefer. In der Langzeitbetrachtung zeigt sich über die vergangenen zehn Jahre eine positive 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 wird als durchschnittliches Jahr in die Statistik der Stromversorgungsqualität eingehen. Seit 2020 nehmen die Unterbrechungen wieder etwas ab. 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>24</sup> (Quellen: EICom 2024a+f).

<sup>24</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>25</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 zahlreiche Massnahmen ergriffen, um die kurz- und mittelfristige Versorgungssicherheit im Gasbereich sicherzustellen. So verpflichtete er die Gasbranche, 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>26</sup> in Kraft, die er am 13. September 2024 um ein Jahr bis Ende September 2026 verlängert hat. 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. Der Bundesrat hat die Botschaft zum Abkommen am 28. August 2024 ans Parlament überwiesen. 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 hat der Bundesrat zudem für den Winter 2024/25 wiederum ein freiwilliges Gassparziel von 15 Prozent festgelegt und trägt damit das EU-Gassparziel solidarisch mit. Schliesslich hat die wirtschaftliche Landesversorgung in den vergangenen zwei Jahren ein Gas-Monitoring aufgebaut. Das Gas-Monitoring wird es ermöglichen, die kurzfristige Versorgungslage schweizweit im Auge zu behalten und im Falle einer möglichen Gasmangellage rascher zu intervenieren und Massnahmen anzuordnen (Quellen: Bundesrat 2024b+c+h+i).

### 5.3.1 Zweistoffanlagen

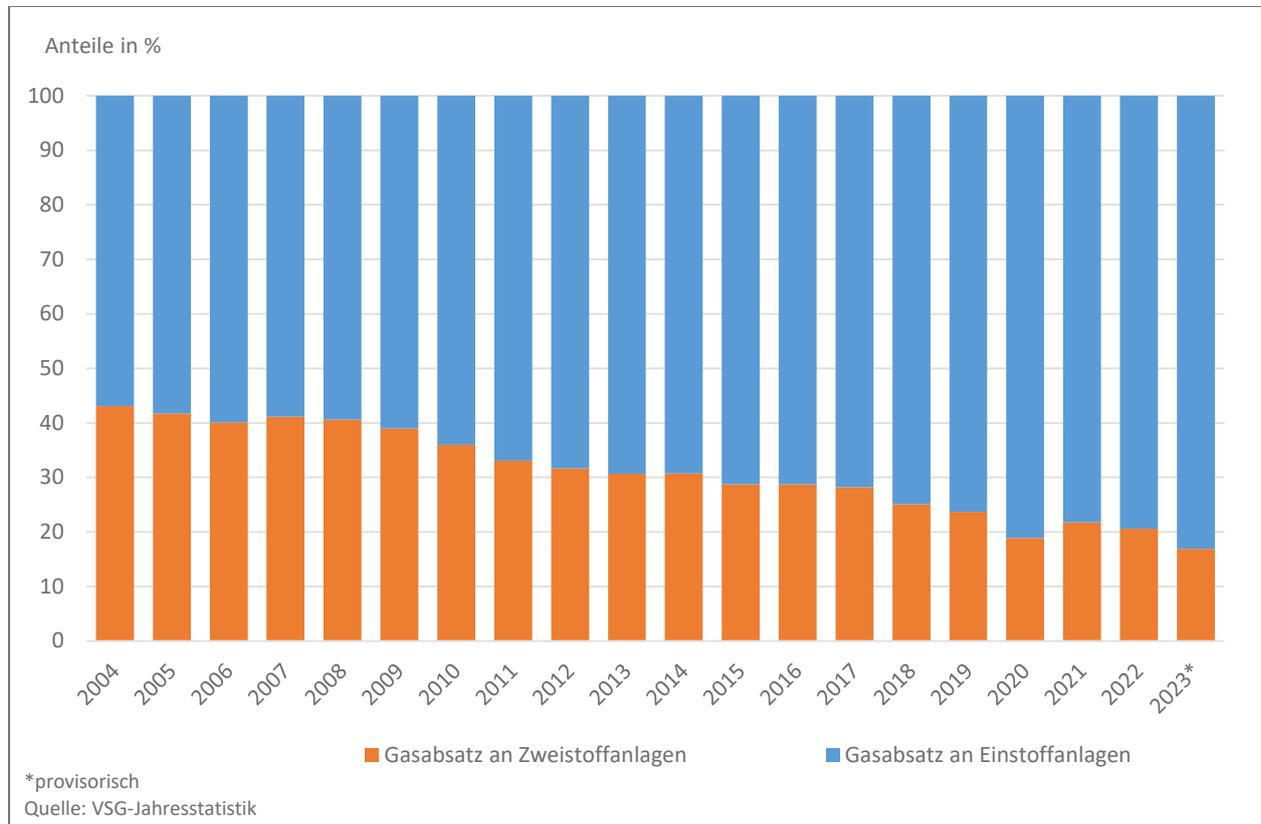
Umschaltbare Endkunden verfügen über Zweistoffanlagen, die es ermöglichen, bei Bedarf von Erdgas auf Mineralölprodukte (i.d.R. Heizöl extraleicht) umzustellen, hauptsächlich im industriellen Bereich. Da die Schweiz weder über eine eigene Erdgasproduktion noch über grosse Speicher verfügt, stellen die Zweistoffanlagen ein Element für die Gasversorgungssicherheit des Landes dar<sup>27</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>25</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>26</sup> Verordnung über die Sicherstellung der Lieferkapazitäten bei einer schweren Mangellage in der Erdgasversorgung (Sicherstellungsverordnung, SR 531.82).

<sup>27</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 29:** Gasabsatz an Ein- und Zweistoffanlagen (Anteile in %)

Derzeit können rund 17 Prozent des jährlichen Gasverbrauchs der Schweiz dank Zweistoffanlagen kurzfristig durch Heizöl substituiert werden. Dieser Anteil dürfte indes bei tieferen Temperaturen deutlich 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. Zudem liegt der prozentuale Anteil der Zweistoffkunden am Gasverbrauch an kalten Tagen deutlich unter dem jährlichen Durchschnitt und es bestehen Unsicherheiten bezüglich des Brennstoffnachschiebs im Fall einer Umschaltung. Der Anteil des Gasabsatzes an Zweistoffanlagen in der Schweiz ist im weltweiten Vergleich hoch. Er hat bis 2019 aber stetig abgenommen, wie *Abbildung 29* 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. Damit die Versorgungssicherheit auch unter den geänderten Rahmenbedingungen sichergestellt werden kann, prüft die wirtschaftliche Landesversorgung zusammen mit der Erdgasbranche weitere Massnahmen (Quellen: VSG, 2024 / 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

Gas Mangellage durch die Umschaltung der Zweistoffanlagen nicht bewältigt werden, sieht der Bundesrat Verbote und Verwendungseinschränkungen vor. So kann die maximale Heiztemperatur eingeschränkt oder die Anwendung von Erdgas für Wellnessanlagen verboten werden. Zuletzt würden nicht geschützte Einstoffkunden (insb. Industrien) 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 Mangel an Gas bei den 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 30* 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.

	Einstoffkunden geschützt	Einstoffkunden nicht geschützt	Zweistoffkunden
2023 (April 2023 - März 2024)	52%	29%	19%
Sommerhalbjahr 2023 (April - September 2023)	45%	35%	20%
Winterhalbjahr 2023/24 (Oktober 2023 - März 2024)	55%	27%	18%

**Abbildung 30:** Gasverbrauch nach Kundengruppen (Quellen: VSG und Provisiogas)

### 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>28</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 (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 der für die Schweiz bestimmten Einspeisekapazitäten berechnet. Der Indikator wird in der Regel alle zwei Jahre aktualisiert.

<sup>28</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.

Referenzperiode (Winterhalbjahre) <sup>29</sup>	N-1 Gesamtnachfrage Schweiz, technische Kapazitäten	N-1 Gesamtnachfrage Schweiz, CH-Kapa- zitäten	N-1 Nachfrage nicht um- schaltbarer Kunden, technische Kapazi- täten	N-1 Nachfrage nicht um- schaltbarer 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 31:** 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 31* 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>30</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).

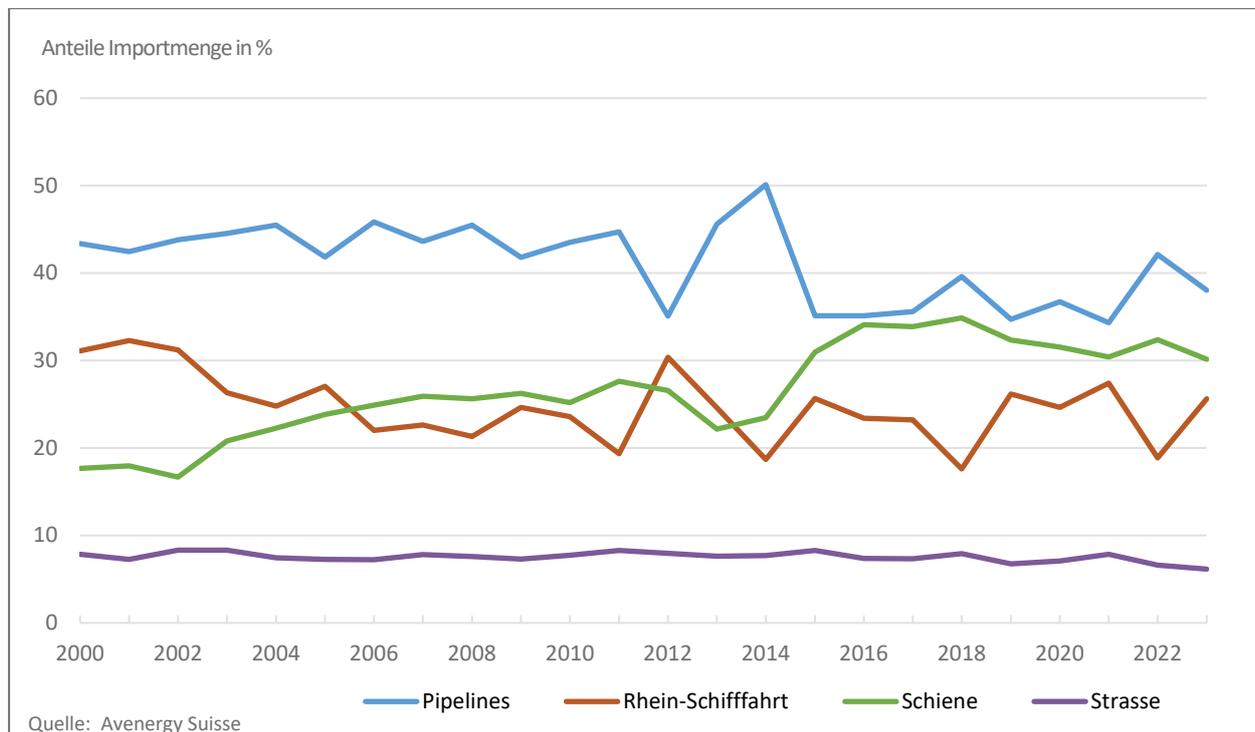
<sup>29</sup> Zwei Winterhalbjahre als Referenzperiode entspricht der Praxis und der Erfahrung der Gasversorger, um die Gasnachfrage gegenüber den Temperatureffekten abzustimmen. Bezüglich der Kapazitäten werden jeweils die neuesten verfügbaren Daten der Referenzperiode genutzt.

<sup>30</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>31</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 32:** Einfuhr Rohöl und Fertigprodukte nach Transportmitteln (Anteile Importmenge in %)

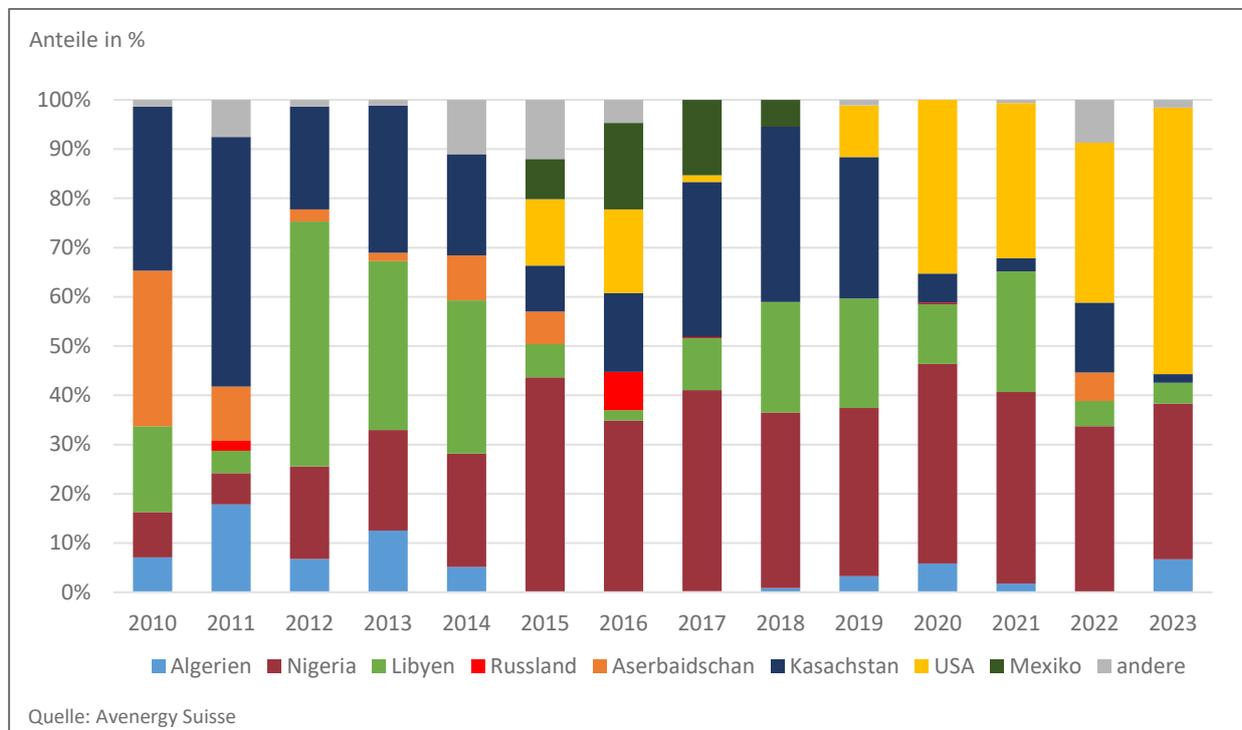
Abbildung 32 zeigt, dass der Anteil der verschiedenen Transportmittel bei der Einfuhr von Erdöl (Rohöl und Produkte) zwischen 2003 und 2010 relativ stabil war. 2011 ging der Transport auf dem Rhein dagegen gegenüber dem Vorjahr um gut 20 Prozent zurück. Grund dafür waren eine einmonatige Sperrung des 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>31</sup> Oléoduc du Jura Neuchâtelois OJNSA (NE), Produktpipeline SAPPRO (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. Die Versorgungslage mit Mineralölprodukten normalisierte sich im Herbst 2023 wieder, worauf das Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung per 15. Oktober die Schliessung der Pflichtlager für Mineralölprodukte bekanntgab. Die Anteile der verschiedenen Transportmittel waren 2023 folgendermassen verteilt: Öl-Pipelines 38,1 Prozent, Schiene 30,2 Prozent, Rheinschifffahrt 25,6, Prozent und Strasse rund 6,2 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, 2023 / 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 eine höhere Versorgungssicherheit schliessen. Der nachfolgende Indikator schlüsselt die Rohölimporte nach Herkunftsländern auf<sup>32</sup>.



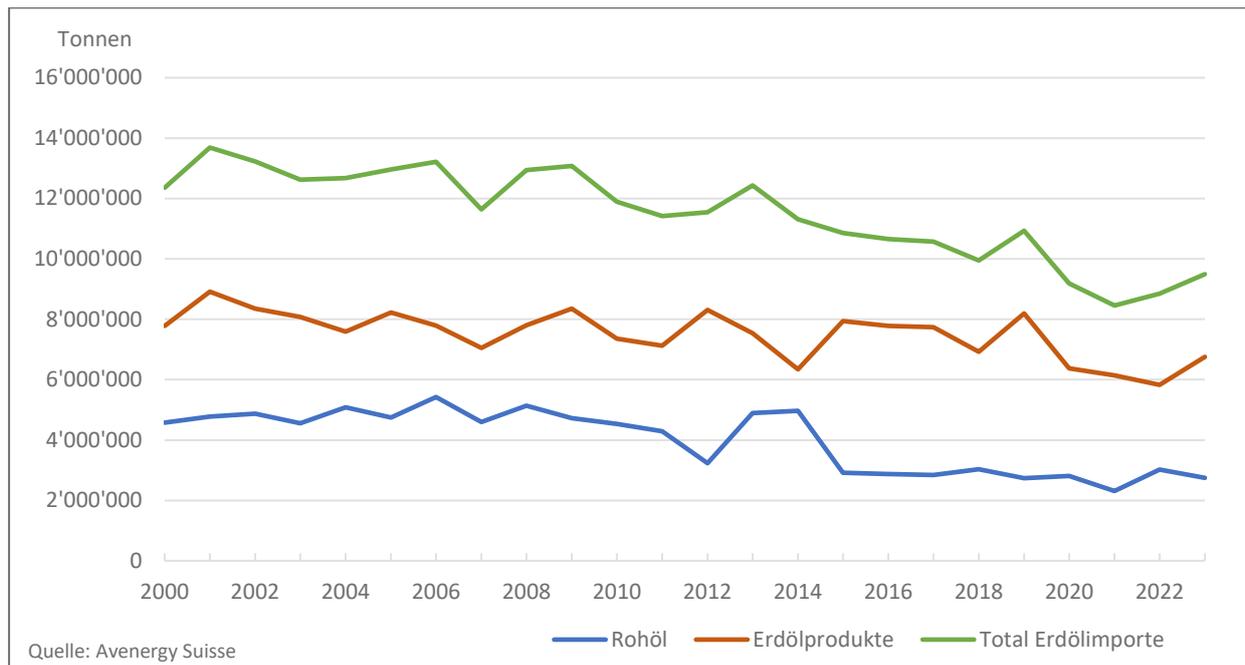
**Abbildung 33:** Rohöl-Einfuhr nach Herkunftsländern (Anteile Importmenge in %)

2023 waren die USA und Nigeria die Hauptlieferanten von Rohöl, gefolgt von Algerien, Libyen und Kasachstan. Damit verteilten sich die Rohölimporte in diesem Jahr hauptsächlich auf fünf Herkunftsländer.

<sup>32</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.

Die Anteile der Produzentenländer am Schweizer Rohölimportportfolio (vgl. *Abbildung 33*) schwankten in den letzten Jahren stark: 2012 bis 2014 war Libyen Hauptrohöl-Lieferant der Schweiz. Zwischen 2015 und 2022 trat Nigeria an diese Stelle und die Einfuhren aus Libyen brachen ein. Ab 2017 erholten sie sich indes etwas und trugen 2018, 2019 und 2021 jeweils den drittgrössten Anteil am gesamten Rohölimport bei. Seit 2020 nehmen die USA eine immer wichtigere Rolle beim Import von Rohöl, 2023 waren die USA erstmals 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: Avenenergy Suisse, 2024).

### 5.4.3 Importe von Rohöl und Erdölprodukten



**Abbildung 34:** Einfuhr von Rohöl und Erdölprodukten sowie Total der Erdölimporte

Wie *Abbildung 34* 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. Dies war vor allem beim Diesel der Fall. Auch Heizölimporte nahmen zu. 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 die Heizölimporte weiter ab. Im vergangenen Jahr ist eine gegensätzliche Entwicklung erkennbar: Gesamthaft stiegen die Erdölimporte gegenüber 2022 um 7,2 Prozent weiter an. Die Rohölimporte sanken aber 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 tiefer 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).

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 24*). 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 (2023 stammten 99,5 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 sich in Betrieb befindlichen Schweizer Raffinerie in Cressier erwartet auch das BWL kurzzeitige Kapazitätsengpässe im Bereich Logistik der Erdölversorgung, insbesondere, wenn gleichzeitig die Produktpipeline SAPPRO und/oder die Rheinschifffahrt von Versorgungsproblemen betroffen sein sollten. 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: Avenenergy Suisse, 2024 / BWL, 2023d).

#### **Pflichtlagerhaltung von Mineralölprodukten**

Mineralöl-Pflichtlager dienen dazu, bei einer Beeinträchtigung der Versorgung der Schweiz das Land dennoch mit diesen Energieträgern unterbrechungsfrei 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 Mangellage in der Schweiz zu verursachen. Bei den Mineralölprodukten besteht die Herausforderung bezüglich Versorgung darin, sie in ausreichenden Mengen sicher einzuführen und in der Schweiz zu verteilen. Die Pflichtlagerhaltung von Mineralölprodukten spielt deshalb eine wichtige Rolle zur Überbrückung von länger andauernden Importausfällen (Wochen bis Monate). Der Umfang der Mineralöl-Pflichtlager (inkl. Erdgasersatzpflichtlager) hängt von der angestrebten Bedarfsdeckung<sup>33</sup> ab. Die Pflichtlagermenge von Mineralölprodukten und dessen Veränderung hängen also direkt vom inländischen Verbrauch ab.

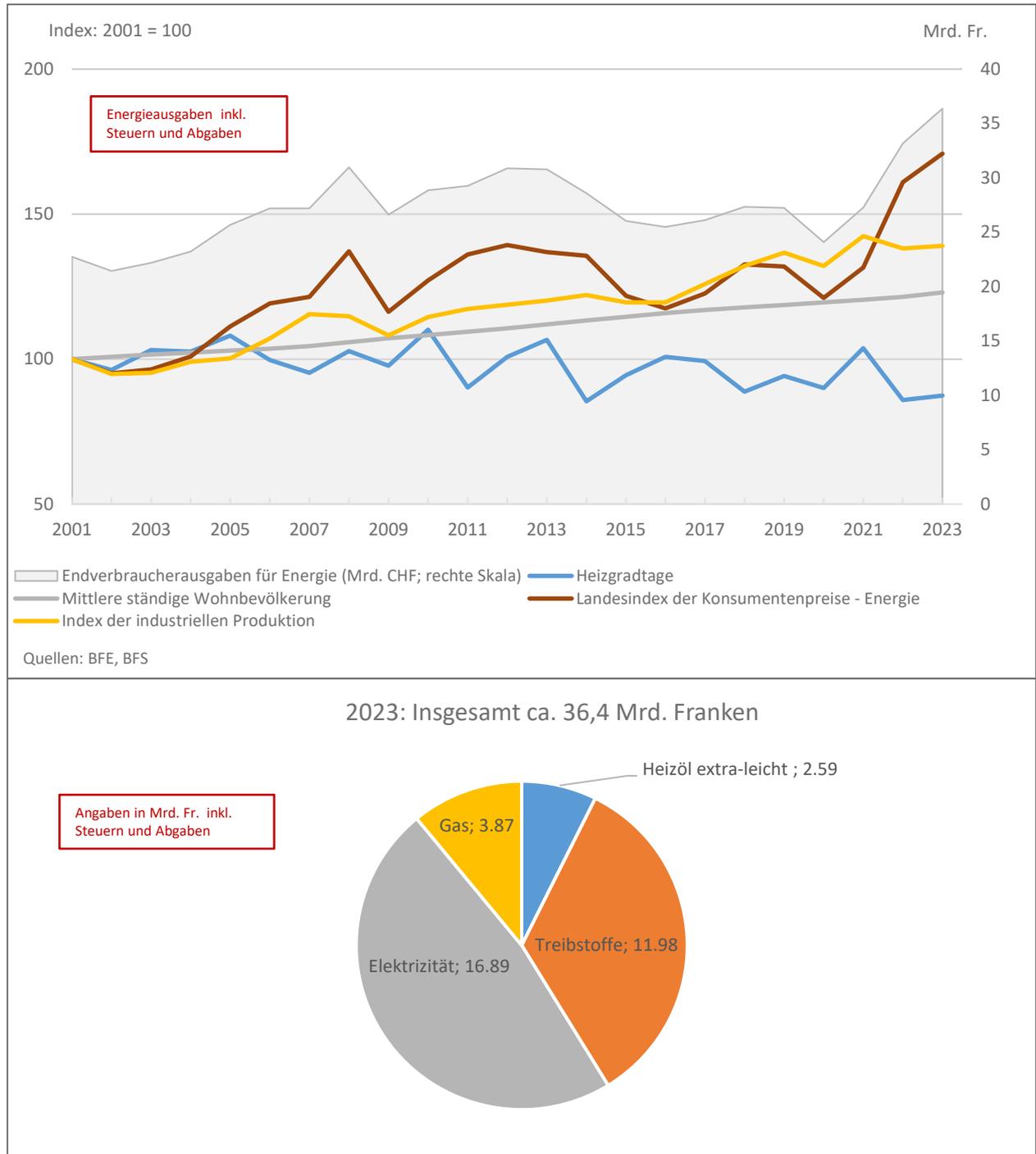
<sup>33</sup> Als IEA-Mitglied muss die Schweiz ausreichend Lager halten, um den Inlandverbrauch an Mineralölprodukten für mindestens 90 Tage decken zu können. Die Schweiz geht bei den meisten Produkten über diese Vorgaben hinaus, insbesondere da sie über keinen direkten Meeresanstoss verfügt: Autobenzin: 4,5 Monate, Flugpetrol: 3 Monate, Dieselloil: 4,5 Monate, Heizöle: 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 2023 in die Endverbraucherpreise ein. Dies betrifft insbesondere den Strom.

### 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 ab u.a. von der Witterung, der allgemeinen Wirtschaftslage und speziell der industriellen Produktion, dem Bevölkerungswachstum sowie dem Wohnungs- und Motorfahrzeugbestand.



**Abbildung 35:** Entwicklung der Endverbraucherausgaben für Energie (in Mrd. Fr., Schätzungen) und wichtiger Einflussfaktoren (indexiert) sowie Aufteilung nach Energieträger

Abbildung 35 zeigt die Entwicklung der Endverbraucherausgaben für Energie in der Schweiz, welche 2023 rund 36,4 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 33,2 Mrd. Franken) und letztes Jahr um weitere 10 Prozent. Der Anstieg der Ausgaben war vom Anstieg der Energiepreise getrieben; so stieg der Teilindex des Landesindexes der Konsumentenpreise, welcher die Energie abbildet, um rund 30 Prozent innerhalb der letzten beiden Jahre. Besonders stark ausgeprägt war der Anstieg der Ausgaben zwischen 2021

und 2023 beim Strom (62%) und beim Gas (40%). Auf die fossilen Brenn- und Treibstoffe (Erdölbrennstoffe, Treibstoffe, Gas, Kohle)<sup>34</sup> entfielen 2023 mit 18,4 Mrd. Franken rund die Hälfte der Gesamtausgaben für Energie – seit 1980 war dieser Anteil noch nie so tief. Für Strom wurden rund 16,9 Mrd. Franken ausgegeben, die restlichen Ausgaben entfielen auf Holz sowie Fernwärme (680 Mio. Franken)<sup>35</sup>. Zwischen 2001 und 2020 wuchsen die Ausgaben für Energie um durchschnittlich 0,3 Prozent pro Jahr. In den Jahren 2021 und vor allem 2022 sowie 2023 stiegen die Ausgaben stark an, was dazu führte, dass im vergangenen Jahr 51 Prozent oder 12,3 Mrd. Franken mehr für Energie ausgegeben wurde als im Jahr 2020. Die jährliche Wachstumsrate der Energieausgaben von 2001 bis 2023 beträgt als Folge davon 2,1 Prozent. Dazu beigetragen haben der Anstieg der industriellen Produktion (jährlich 1,5 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 sowie 2023 waren von den stark steigenden Preisen und den damit verbundenen hohen Ausgaben gekennzeichnet – dies obwohl in diesen zwei Jahren die verbrauchten Mengen bei den Energieträgern zu Heizzwecken (v.a. Gas und Heizöl) und beim Strom u.a. aufgrund der milden Witterung (tiefe Anzahl Heizgradtage) zurückgingen. Dämpfend auf den Energieverbrauch und damit auf die Endverbraucherenausgaben kann sich eine verbesserte Energieeffizienz auswirken (vgl. *Abbildung 14: Energie- und Stromintensität*) (Quellen: BFE, 2024a / BFS, 2024a).

## 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 international 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.

<sup>34</sup> Im Jahr 2023 waren 3,6% des verbrauchten Benzins und Diesels biogenen Ursprungs, d.h. es sind keine Erdölprodukte (Gesamtenergiestatistik 2023, S.1); der Anteil des eingespeisten inländischen Biogases am gesamten Gasverbrauch betrug 2023 1,4% (Gesamtenergiestatistik 2023, S.5).

<sup>35</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.).

## 6.2.1 Energiepreise für Industriesektoren im internationalen Vergleich

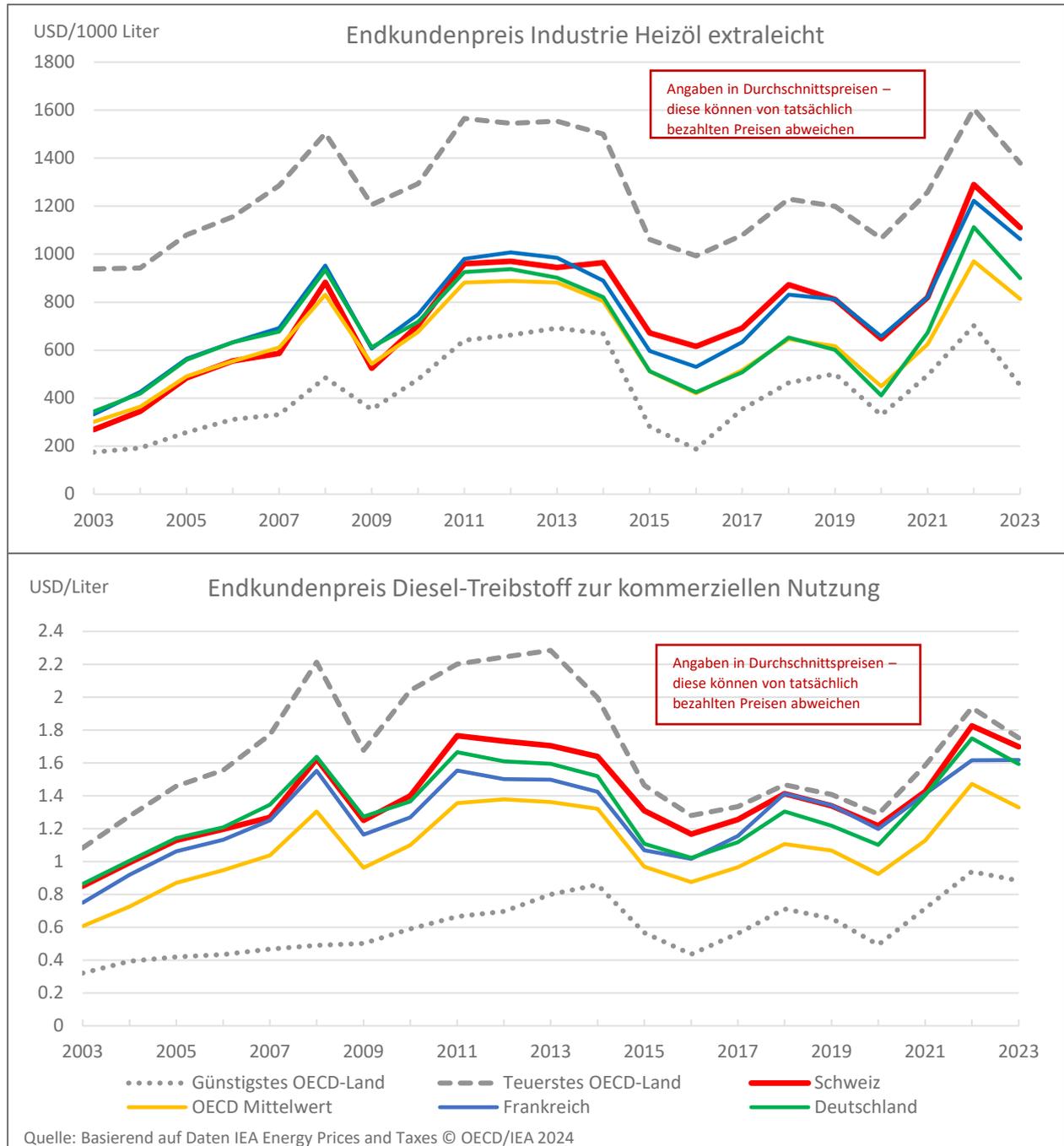
Nachfolgend werden die Endkundenpreise (inklusive Steuern) von Heizöl, Diesel, Erdgas und Strom für Industriekunden in der Schweiz in einen internationalen Kontext gestellt. Es handelt sich um jährliche Durchschnittswerte («twelve months average», diese können von den tatsächlich bezahlten Preisen abweichen), nominale Preise, in US-Dollar (anhand von jeweils aktuellen Wechselkursen umgerechnet). Die Umrechnung in US-Dollar hat zur Folge, dass der Wechselkurs des Schweizer Frankens gegenüber dem US-Dollar die Ergebnisse beeinflussen kann<sup>36</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>37</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 und haben sich beim Strom und Gas auch 2023 nochmals erhöht. Um diese Erhöhungen zu dämpfen, richteten vor allem im Jahr 2022 verschiedene Staaten einerseits direkte Zuschüsse vom Staatshaushalt an Unternehmen oder Haushalte aus, andererseits führten sie zeitlich begrenzte Preisbremsen ein, bspw. in Form von tieferen Besteuerungen. So führte eine Steuererleichterung in Frankreich 2022 tatsächlich zu tieferen Treibstoffverkaufspreisen, was sich in *Abbildung 36* beim Dieselpreis widerspiegelt. 2023 sind viele dieser Massnahmen wieder ausgelaufen, so auch die Unterstützung in Frankreich. Die indirekten Massnahmen, d.h. die Zahlungen an Personen und Unternehmen, hatten keine Auswirkungen auf die Verkaufspreise und sind deshalb in der eben genannten *Abbildung* nicht ersichtlich. Die Schweiz hat darauf verzichtet, solch preisdämpfende Massnahmen umzusetzen. 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 stark von den Gaspreisen beeinflusst, weil Gaskraftwerke in Europa weiterhin zur Deckung der Stromnachfrage eingesetzt werden.

---

<sup>36</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>37</sup> In den letzten Jahren hat die Anzahl der betrachteten Länder zugenommen, da verschiedene Länder neu in die IEA aufgenommen wurden.



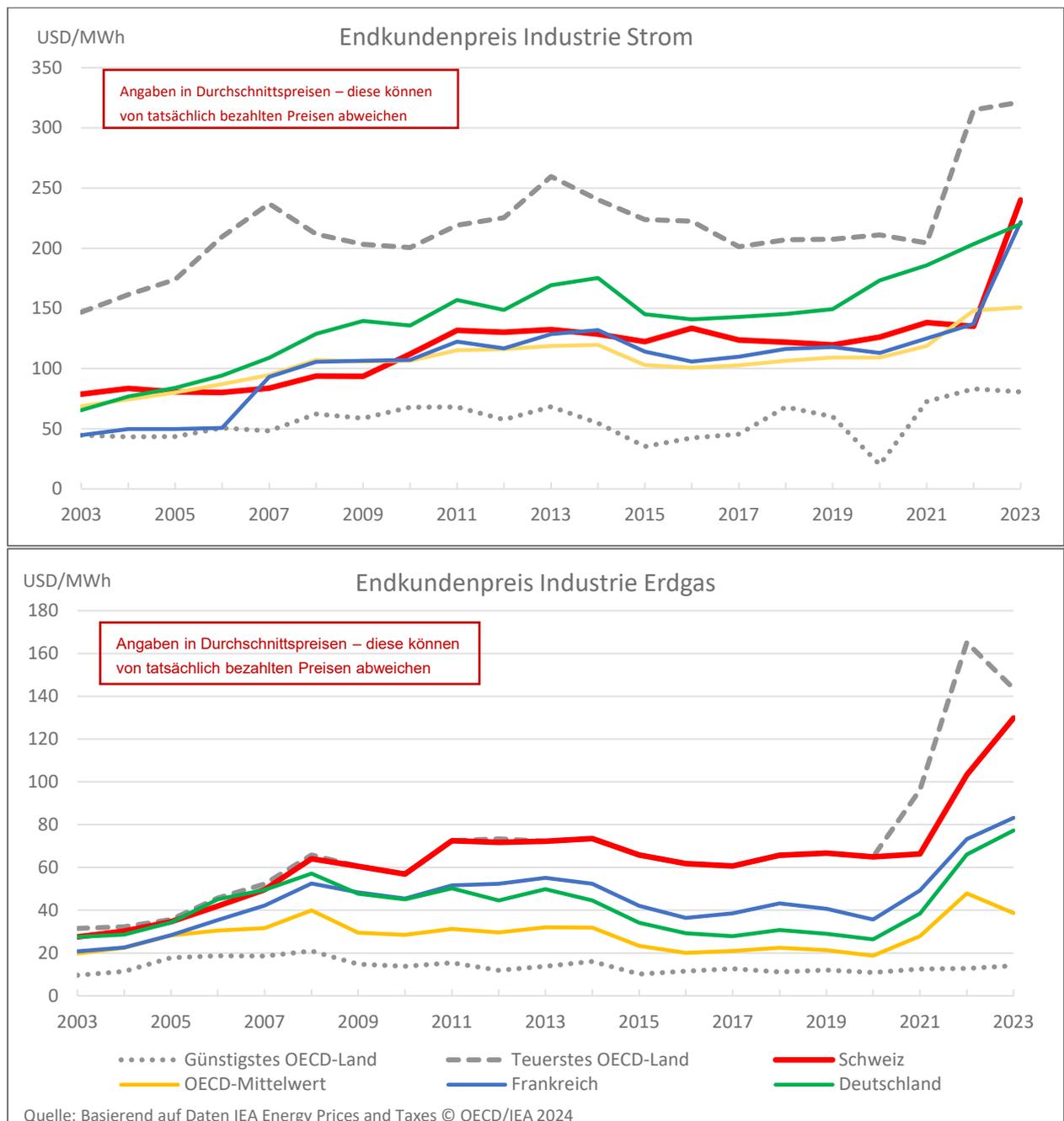
**Abbildung 36:** Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand jeweils aktueller Wechselkurse umgerechnet)

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 36*). Der Preis für Schweizer **Heizöl** lag auch 2023 über dem OECD-Mittelwert. Die Preise sanken 2023 in der Schweiz gegenüber dem Höchststand<sup>38</sup> aus dem vergangenen Jahr. Die Preisenkungen fielen in der Schweiz ähnlich aus wie in den beiden betrachteten Nachbarländer Frankreich und Deutschland. 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>39</sup> Franken pro Tonne CO<sub>2</sub>.

<sup>38</sup> Dabei ist zu beachten, dass die abgebildeten Preise nicht um den Effekt der Teuerung bereinigt worden sind.

<sup>39</sup> Dieser Abgabesatz ist seit 2022 gültig.

Die Erhöhungen erfolgten, weil die vom Bundesrat festgelegten zweijährlichen Zwischenziele für die Emissionsverminderungen bei den fossilen Brennstoffen nicht erreicht wurden. Das Preisniveau für **Diesel** war in der Schweiz auch 2023 leicht höher als in Frankreich und Deutschland und nahe dem Spitzenwert in der OECD – auch bei diesem Erdölprodukt sanken im letzten Jahr die Preise in allen betrachteten Ländern. In Frankreich sind die steuerlichen Erleichterungen für Diesel aus dem Jahr 2022 im letzten Jahr ausgelaufen, nun sind die Preise gleich hoch wie in Deutschland (s. blaue Kurve in *Abbildung 36*). Das Monitoring führt keine Information zum Benzinpreis im internationalen Vergleich auf, weil Benzin in der Industrie eine untergeordnete Bedeutung hat (Quelle: OECD/IEA, 2024a).



**Abbildung 37:** Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom<sup>40</sup> und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand jeweils aktueller Wechselkurse umgerechnet)

<sup>40</sup> Für die Schweiz sind die Endkundenpreise der Verbrauchskategorie 10-20 GWh in der Grafik dargestellt.

Der **Strompreis** für Industriekunden hängt von vielen Faktoren ab, darunter die zur Produktion eingesetzten Technologien, die nachgefragte Strommenge und deren zeitliche Flexibilität oder die Marktstruktur; Faktoren, die von der Energiepolitik beeinflusst werden und die sich in den Preisen der europäischen Strom-grosshandelsmärkte 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 37*). 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>41</sup>. Sie lagen im Jahr 2023 sogar ein wenig über denjenigen von Deutschland und Frankreich und deutlich über dem OECD-Durchschnitt. Im Jahr 2023 sind zwar auch andere Kosten, wie diejenigen für Systemdienstleistungen von Swissgrid gestiegen, der überwiegende Teil der höheren Preise ist jedoch auf die gestiegenen Marktpreise für Strom an den europäischen Grosshandelsmärkten seit dem Jahr 2022 zurückzuführen. Ein grosser Teil der Industriekunden ist nicht in der Grundversorgung, sondern kauft den Strom wie ihre europäischen Mitbewerber auf dem freien Markt ein. Aus diesem Grund kann 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. Aufgrund der über die Jahre gestaffelten Beschaffung der meisten Unternehmen fliesst das erhöhte Preisniveau des Grosshandelsmarkts jedoch über die Zeit versetzt in die von den Unternehmen bezahlten und hier abgebildeten Endkundenpreise ein. Die in letzter Zeit wieder etwas gesunkenen Grosshandelspreise werden sich also in den kommenden Berichtsjahren zeigen. 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. Dazu kommt, dass einige Vergleichsländer grosse Stromverbraucher subventioniert haben, um den Strompreisanstieg abzdämpfen. Diese direkten Subventionen sind ebenfalls nicht in der Grafik ersichtlich.

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 (122 EUR/Tonne im Jahr 2023<sup>42</sup>). In der Schweiz, in Frankreich sowie in Deutschland sind für die Jahre 2022 und 2023 deutliche Preiserhöhungen sichtbar. Dies ist 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 2023. Es gibt verschiedene mögliche 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. 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>43</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

<sup>41</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.

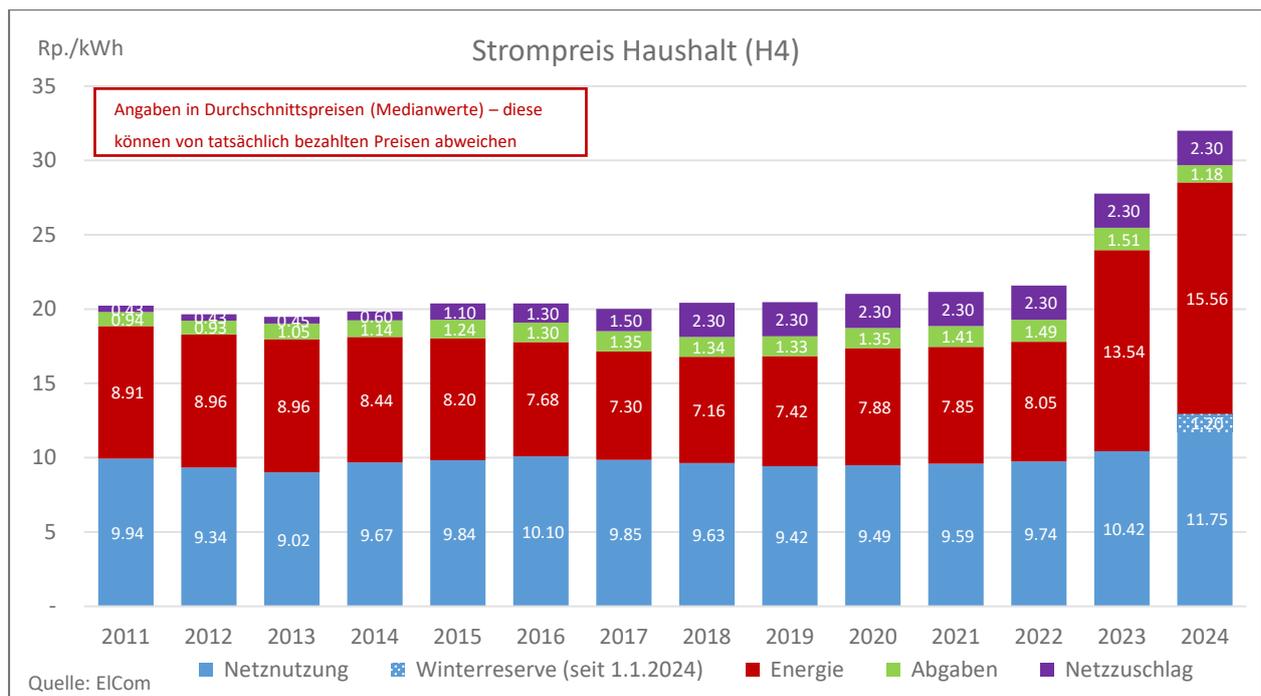
<sup>42</sup> [Carbon taxation in Sweden](#)

<sup>43</sup> U.a. Unternehmen bestimmter Sektoren, die eine hohe Abgabebelastung im Verhältnis zu ihrer Wertschöpfung aufweisen und deren internationale Wettbewerbsfähigkeit dadurch stark beeinträchtigt würde; vgl. CO<sub>2</sub>-Verordnung, Anhang 7 (Tätigkeiten, die zur Abgabebefreiung mit Verminderungsverpflichtung berechtigen). Diese Unternehmen erhalten die CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Gesuch hin zurückerstattet. Grosse CO<sub>2</sub>-intensive Unternehmen nehmen am Emissionshandelssystem teil und sind (ebenfalls) von der CO<sub>2</sub>-Abgabe befreit.

den relativ hohen Preis nur teilweise und für die Jahre vor 2008 gar nicht. Weitere mögliche Erklärungen sind die höheren Netzkosten (bedingt etwa durch verhältnismässig wenige Anschlüsse pro Kilometer), sowie die Wettbewerbsintensität. So waren die Gasmärkte in den zum Vergleich herangezogenen Ländern im Vergleichszeitraum vollständig geöffnet. In der Schweiz wurden 2012 mit einer Verbändevereinbarung die Konditionen für den Erdgasbezug von industriellen Grosskunden geregelt; gemäss dieser Vereinbarung können einige hundert Endkunden ihren Gasanbieter frei wählen. Der Bundesrat hat im Juni 2023 die Eckwerte für die Botschaft zu einem Gasversorgungsgesetz festgelegt und dabei eine Teilmarktöffnung vorgeschlagen, bei der Kunden mit einem Verbrauch von über 300 MWh pro Jahr, d.h. grössere Verbraucher, freien Marktzugang erhalten würden. Seit Juni 2020 ist der Gasmarkt im Raum Luzern nach einer Entscheidung der Wettbewerbskommission vollständig geöffnet (Quellen: OECD/IEA, 2024a / Bundesrat, 2019c+2023e / WEKO, 2020).

## 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 EICom ([www.strompreis.elcom.admin.ch](http://www.strompreis.elcom.admin.ch)) abrufbar.

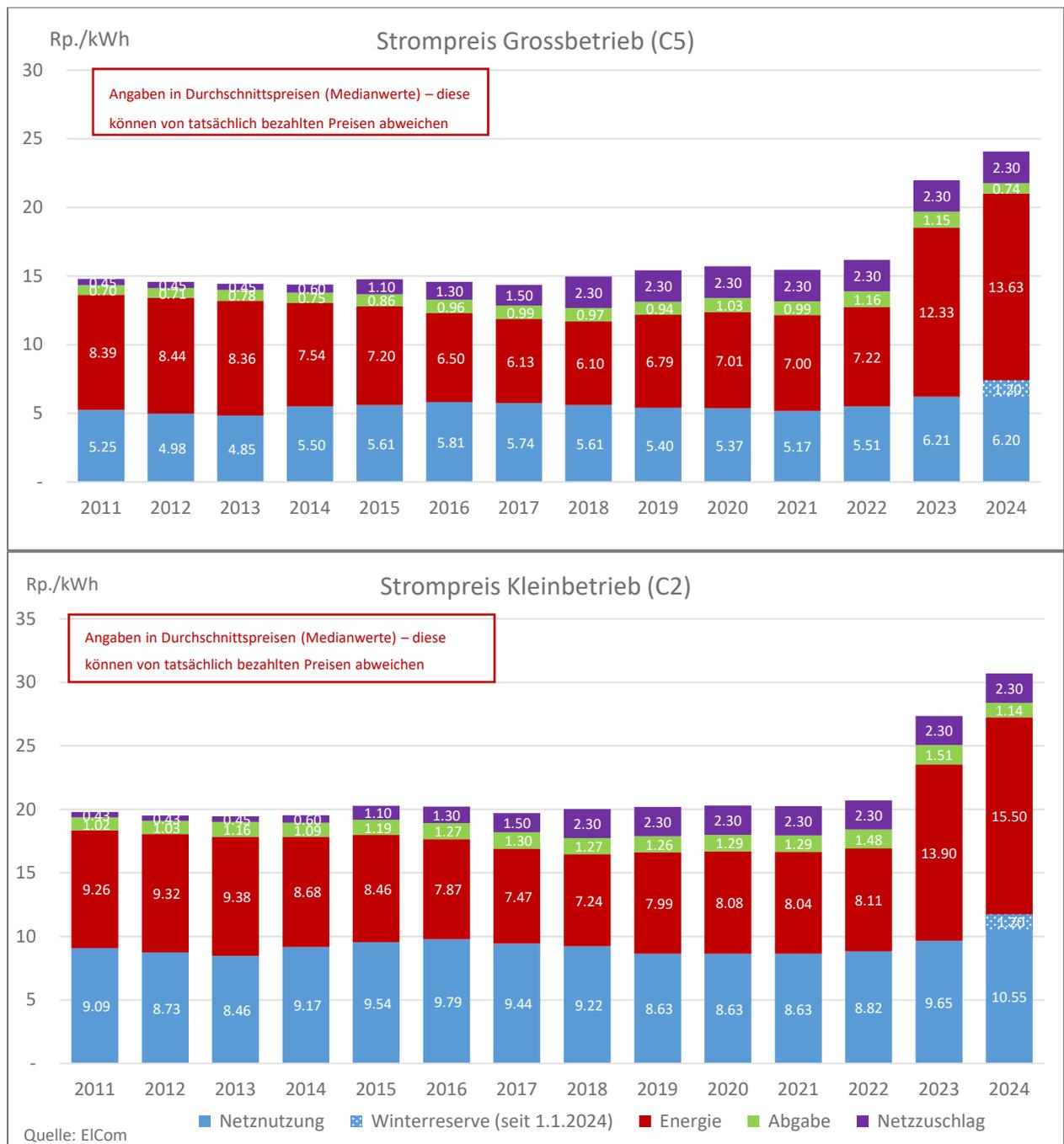


**Abbildung 38:** Entwicklung der Strompreiskomponenten für Haushalte (in Rp./kWh)

Abbildung 38 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). 2024 stiegen die Gesamttarife für die Haushalte gegenüber dem Vorjahr nochmals deutlich an (+4,22 Rp./kWh)<sup>44</sup>. Die Netznutzungstarife nahmen von 10,42 auf 12,95 Rp./kWh zu, erstmals sind darin die Kosten für die Winterreserve in der Höhe von 1,2 Rp./kWh enthalten. Die Energiepreise stiegen von 13,54 auf 15,56 Rp./kWh. Die Energiepreise haben sich damit in den letzten

<sup>44</sup> Nach Berechnungen der EICom vom September 2024 sinken die schweizerischen Strompreise in der Grundversorgung für Haushalte für 2025, vgl. Medienmitteilung vom 5. September 2024 (die Netzbetreiber müssen die Tarife jeweils im Vorfeld für das kommende Jahr der EICom bekannt geben).

beiden Jahren beinahe verdoppelt<sup>45</sup>. Die Abgaben an das Gemeinwesen sanken dagegen von 1,51 auf 1,18 Rp./kWh. 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>46</sup>. Der Netzzuschlag, welcher u.a. zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien dient, blieb 2024 gleich wie im Vorjahr bei 2,3 Rp./kWh. Insgesamt hat der Strompreis für die Haushaltskunden per 1.1.2024 von 27,77 auf 31,99 Rp./kWh zugenommen, was einer Steigerung von gut 15 Prozent entspricht (Quelle: EICOM, 2024b).



**Abbildung 39:** Entwicklung der Strompreiskomponenten für Industrie- und Gewerbekunden (in Rp./kWh)

<sup>45</sup> Bei vielen Netzbetreibern schlagen sich die angestiegenen Strommarktpreise ab 2024 stärker im Energietarif nieder als im Vorjahr, weil ein bedeutender Teil der Beschaffungen für 2023 noch vor dem Preisanstieg am Terminmarkt erfolgt war.

<sup>46</sup> Siehe dazu auch das Erklärvideo auf der Homepage der EICOM: [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) > Die EICOM > Kontakt > Häufige Fragen

Abbildung 39 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. Erstmals sind auch in diesen beiden Kategorien die Kosten für die Winterreserve in der Höhe von 1,2 Rp./kWh enthalten. Hier gilt es zu beachten, dass die angegebenen Stromtarife für die Grossbetriebe (C5) nur für Stromkunden relevant sind, die sich nicht auf dem freien Markt versorgen. Die Energiepreise, welche von Kunden bezahlt werden, die im freien Markt ihren Strom beziehen, werden nicht erhoben, auch wenn der Anteil jedes Jahr zunimmt. Im Jahr 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: EICOM, 2024a+b / BFE, 2024g).

### 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 Carburas und ein Fonds-Beitrag zusammen für Avenegy 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).

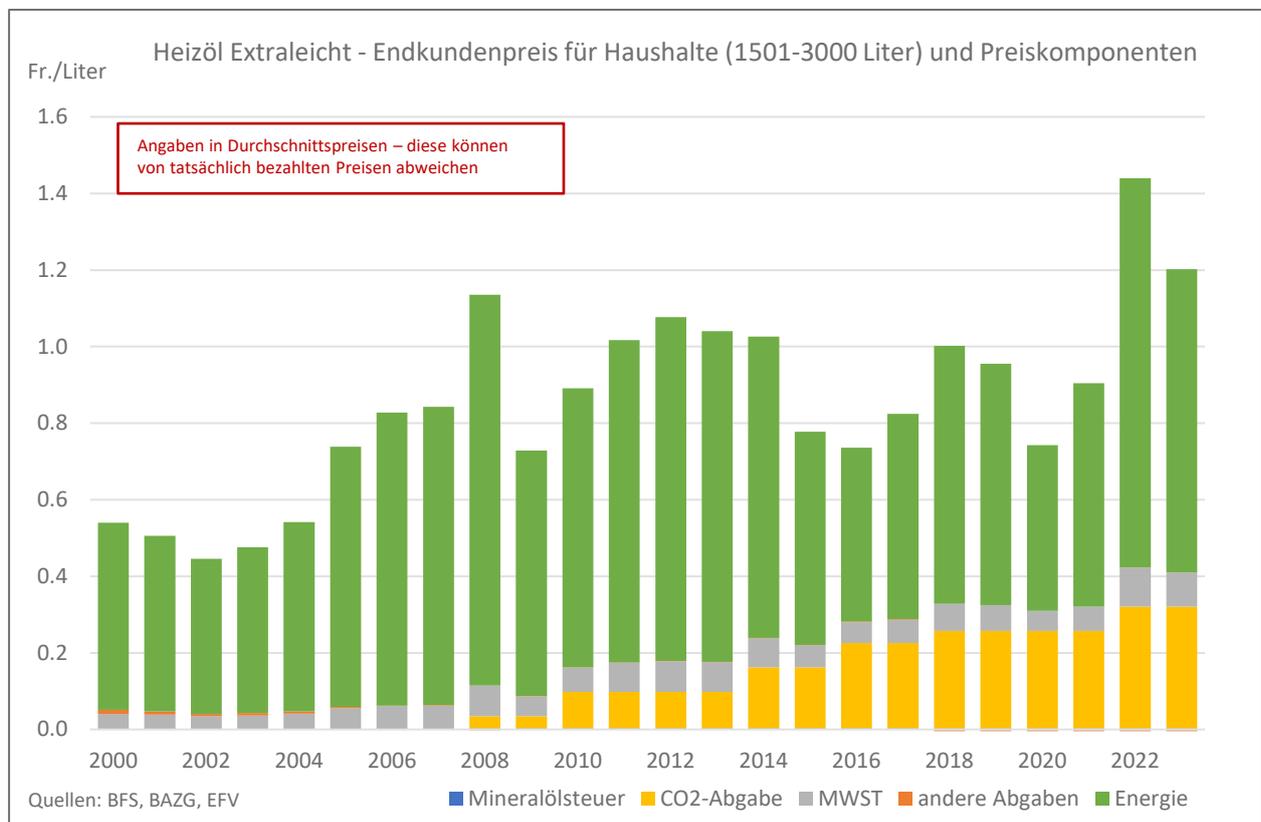
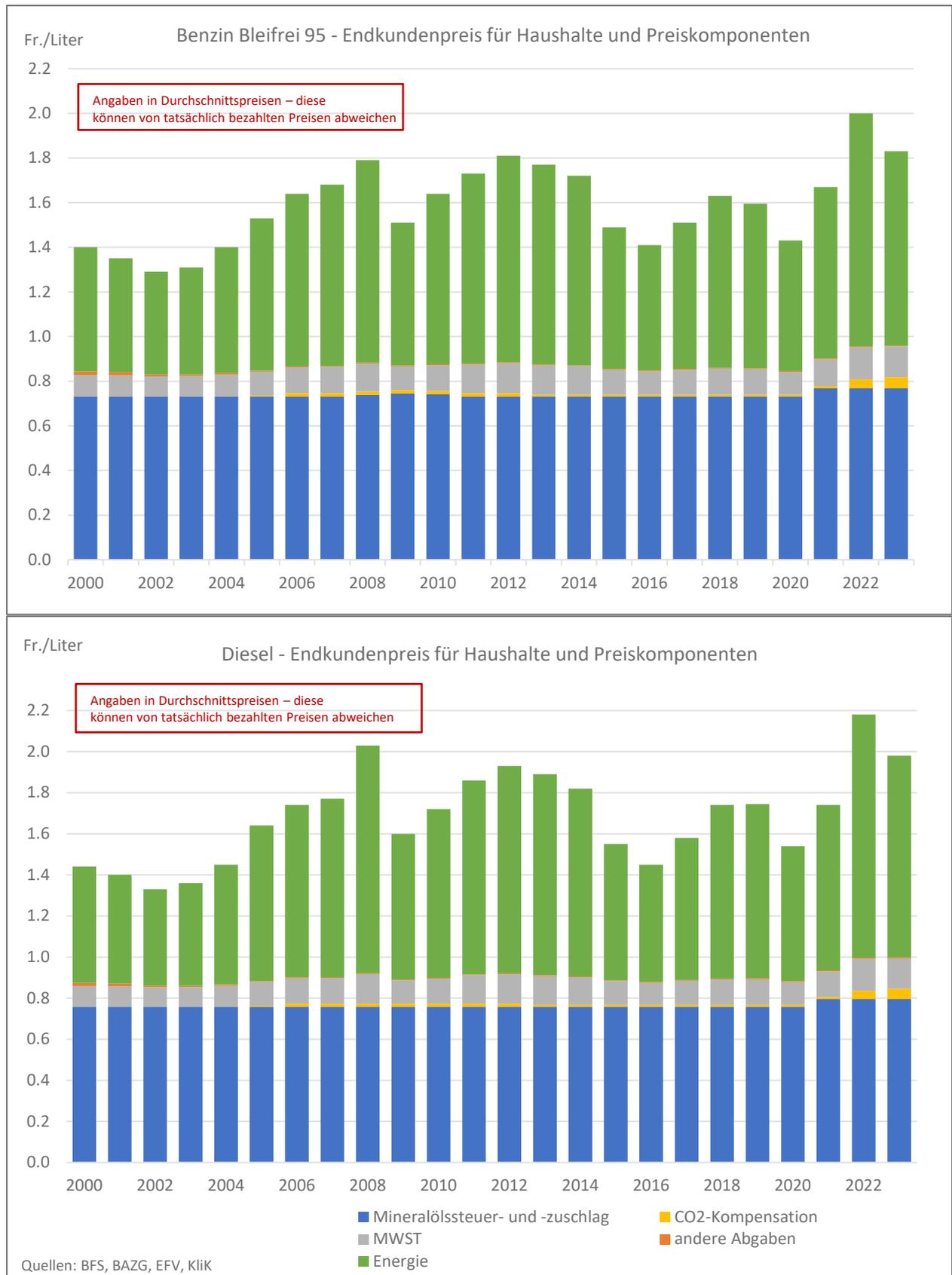


Abbildung 40: Heizöl Extraleicht – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, Mengen 1501-3000 Liter, in Fr./l)



**Abbildung 41:** 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 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 2023 gegenüber 2022 beim Heizöl mit gut 16 Prozent höher aus als bei den Treibstoffen (Benzin und Diesel je -9%). Die langfristige Entwicklung der Steuern und Abgaben<sup>47</sup> ist für Treib- und Brennstoffe unterschiedlich. Bei den **Treibstoffen** (s. *Abbildung 41*) ist diese Komponente deutlich höher und sehr 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>48</sup>. Bei den **Brennstoffen** trägt die CO<sub>2</sub>-Abgabe insbesondere beim Heizöl (s. *Abbildung 40*) 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 sind hingegen verpflichtet, einen Teil der durch den Verkehr verursachten Emissionen zu kompensieren. Die Treibstoffimporteure entrichten der Stiftung Klimaschutz und CO<sub>2</sub>-Kompensation (KliK) hierzu ein Entgelt in Form monatlicher Akontozahlungen, das seit dem 1. April 2022 5 Rappen pro Liter Treibstoff beträgt. Dies entspricht dem aktuell geltenden gesetzlichen Maximum<sup>49</sup>, das auf die Endkonsumenten überwältzt werden darf. Im Zeitraum 2013 bis 2021 betragen die Kosten der Kompensationspflicht pro Liter abgesetzten Treibstoff rund 1 Rappen<sup>50</sup>. Diese Erhöhung des Entgelts für die CO<sub>2</sub>-Kompensation dürfte auf die vorgesehene Erhöhung des Anteils der durch Treibstoffe verursachten CO<sub>2</sub>-Emission zurückzuführen sein, die über die Periode 2021-2030 zu kompensieren sind. 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, beide machten 2023 für Benzin 0.415 Rp./l., für Diesel 0.535 Rp./l und für Heizöl -1.45 Rp./l.<sup>51</sup> aus (Quellen: BFS, 2024c / BAZG, 2024 / EFV, 2024 / KliK, 2024).

---

<sup>47</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>48</sup> Änderungen des Mehrwertsteuersatzes wie bspw. die Erhöhung um 0,4% per 1. Januar 2024 erklären auch einen kleinen Teil der Variationen.

<sup>49</sup> Gemäss Art. 26 des Bundesgesetzes über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen (CO<sub>2</sub>-Gesetz).

<sup>50</sup> Vor 2013 gab es den sog. Klimarappen, bei dem auf privatwirtschaftlicher Basis ein Zuschlag von 1,5 Rp. pro Liter Treibstoff erhoben wurde. Mit dem Inkrafttreten des totalrevidierten CO<sub>2</sub>-Gesetzes wurde 2013 der freiwillige Klimarappen durch eine gesetzlich verankerte Kompensationspflicht für die Treibstoffimporteure abgelöst.

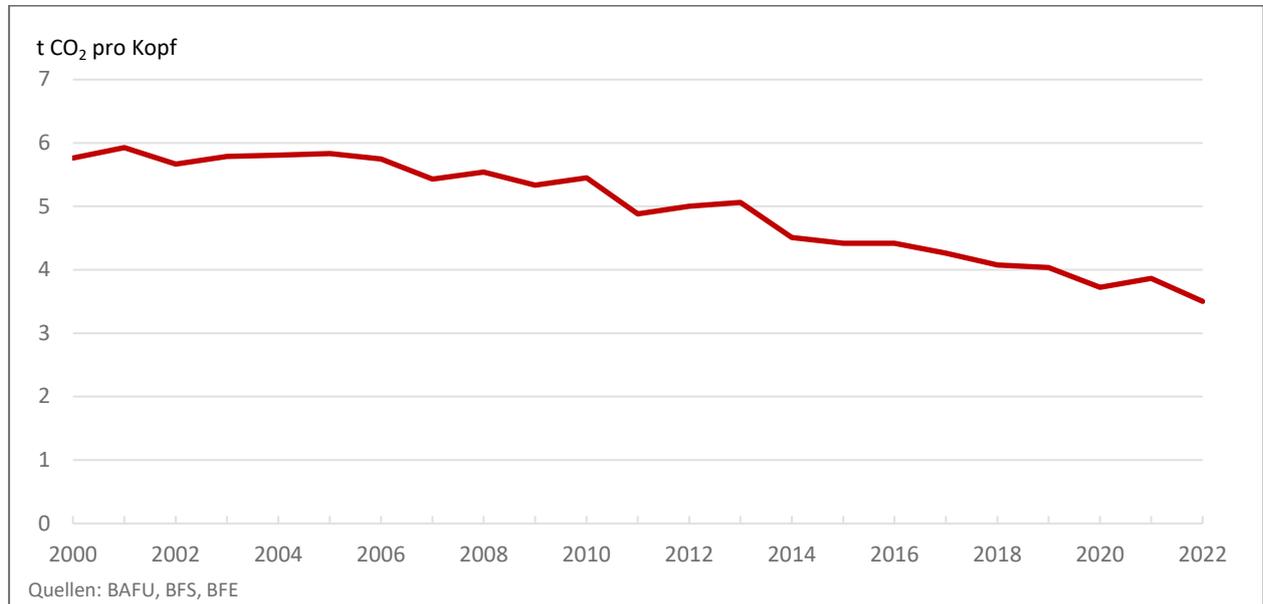
<sup>51</sup> Die 2018 begonnene Rückerstattung von Heizöl-Pflichtlagerbeiträgen wurde 2022 fortgesetzt. Das BWL hat die Fortführung der Rückerstattung in der heutigen Ausgestaltung bis 31. März 2026 genehmigt (vgl. Geschäftsbericht Carbura 2023).

## 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). Das anteilmässig bedeutendste Treibhausgas ist Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), welches vor allem bei der Verbrennung von fossilen Brenn- und Treibstoffen (Heizöl, Erdgas, Benzin, Diesel) entsteht. Das jährliche Monitoring verfolgt daher, wie sich die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf, insgesamt und in den einzelnen Sektoren sowie in Bezug zu anderen Grössen entwickeln. Wichtigste Quelle für die Indikatoren ist das Treibhausgasinventar der Schweiz, welches das Bundesamt für Umwelt (BAFU) jährlich nach den Vorgaben der UNO-Klimarahmenkonvention erstellt. Das Treibhausgasinventar wird jeweils im Frühling auf Basis der Daten des vorletzten Jahres aktualisiert. Die Angaben in den folgenden Grafiken decken demnach den Zeitraum bis und mit 2022 ab.

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

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 Kopf noch energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen von rund 0,4 Tonnen an.



**Abbildung 42:** Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf (in t CO<sub>2</sub> pro Kopf)<sup>52</sup>

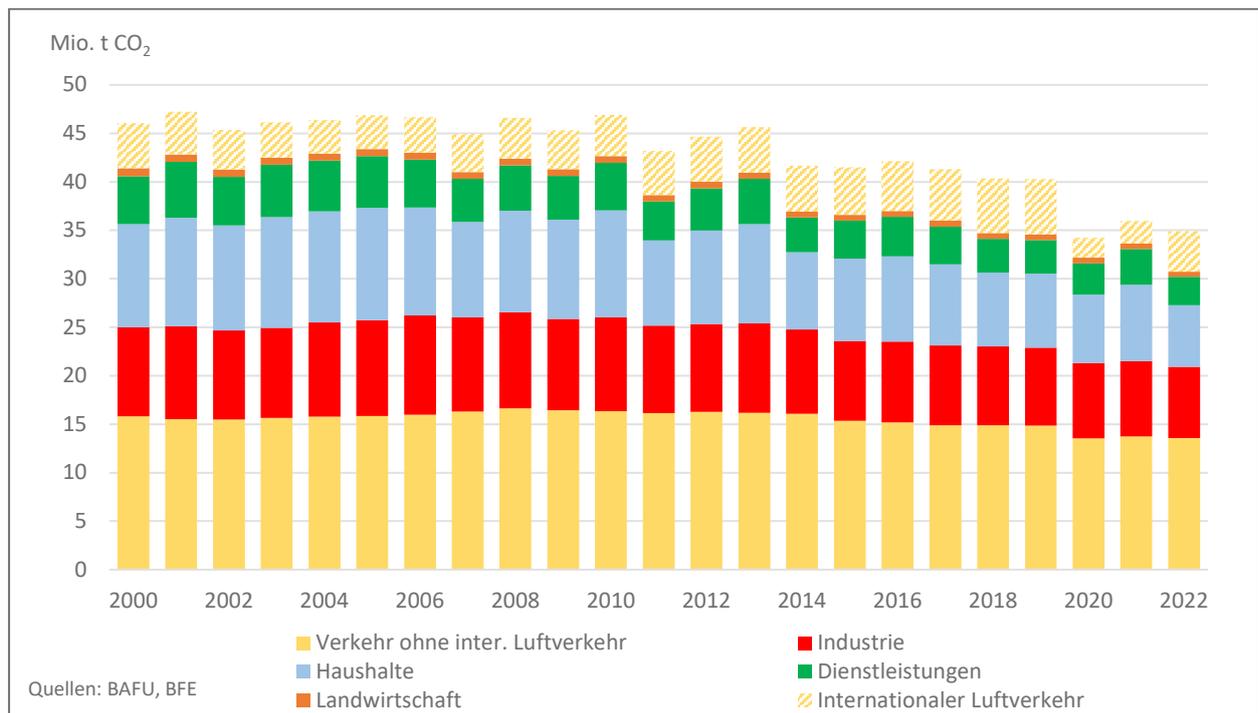
Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf nehmen in der Schweiz seit dem Jahr 2000 kontinuierlich ab, wie *Abbildung 42* zeigt. Während die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen insgesamt seit 2000 gesunken sind (*vgl. nachfolgende Abbildung 45*), ist die Bevölkerung im gleichen Zeitraum stetig gewachsen. Es findet somit eine zunehmende Entkopplung von Bevölkerungswachstum und CO<sub>2</sub>-Emissionen statt. 2022 lagen die inländischen Pro-Kopf-Emissionen bei rund 3,5 Tonnen und damit 39 Prozent unter

<sup>52</sup> Abgrenzung gemäss CO<sub>2</sub>-Gesetz (ohne internationalen Flugverkehr, inklusive statistische Differenz). Nicht witterungsbereinigt.

dem Wert des Jahres 2000 (5,8 Tonnen)<sup>53</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 Kopf jedoch stärker sinken als bisher (Quellen: BAFU, 2024 / BFS, 2024a / BFE, 2024a).

## 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 43:** 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 43*; inkl. internationaler Luftverkehr) betrugen 2022 34,9 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>. Sie lagen damit 24 Prozent tiefer als im Jahr 2000.

- **Verkehr:** Der grösste Anteil entfällt auf den Verkehr (Anteil 2022: 39%; ohne internationalen Flugverkehr), wo die Emissionen zu einem grossen Teil durch den motorisierten Strassenverkehr verursacht werden<sup>54</sup>. Zwischen 2000 und 2022 sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verkehrssektor um über 2 Mio. Tonnen gesunken. Die Emissionen des internationalen Luftverkehrs sind nach einem Rückgang zu Beginn des Jahrtausends seit 2005 stetig angestiegen und betrugen 2019 5,7 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>. Aufgrund der Covid-19-Pandemie sind diese Emissionen 2020 stark eingebrochen, und lagen auch 2021 mit 2,3 Mio. Tonnen und 2022 mit 4,2 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> (Anteil von 12 Prozent) noch deutlich unter den vorherigen Werten<sup>55</sup>.

<sup>53</sup> Zum Vergleich: Der pro-Kopf-Ausstoss aller Treibhausgase betrug 2022 rund 4,7 Tonnen. Gegenüber dem Wert von 2000 (7,5 Tonnen) entspricht dies einer Abnahme um rund 36 Prozent. Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf sind also prozentual leicht stärker gesunken als die Treibhausgase insgesamt.

<sup>54</sup> Das BFE weist in gewissen Publikationen jeweils den Anteil des Verkehrs an den gesamten Treibhausgasemissionen aus. Dieser Anteil beträgt aktuell rund ein Drittel (32%).

<sup>55</sup> Der internationale Flugverkehr wird in der internationalen Bilanzierung nicht eingerechnet und fliesst somit auch nicht in die Beurteilung der Erreichung der klimapolitischen Ziele mit ein. Würde man ihn einbeziehen, so betrüge sein Anteil an den gesamten energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen knapp 12%. Wenn man ihn dem Verkehrssektor zuordnen würde, läge der Anteil bei 30%.

- **Industrie:** In der Industrie (Anteil 2022: 21%) 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 2022: 18%) 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 vergleichsweise kalten Wintern sind die Emissionen höher, in Jahren mit warmen Wintern tiefer.
- **Dienstleistungen:** Ähnliches gilt für den Sektor *Dienstleistungen* (Anteil 2022: 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 2022: 2%). Bedeutend sind in der Landwirtschaft nicht die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen, sondern vor allem Methan und Stickstoffdioxid.

Insgesamt haben sich die Anteile der einzelnen Sektoren an den gesamten energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen seit 2000 nur in geringem Ausmass verändert. Die Beiträge des Verkehrssektors (ohne internationalen Luftverkehr) und der Industrie haben sich erhöht (von 34 auf 39% bzw. von 20 auf 21%), während Haushalte und Dienstleistungen einen weniger hohen Anteil beisteuern (Quellen: BAFU, 2024 / BFE, 2024a).

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

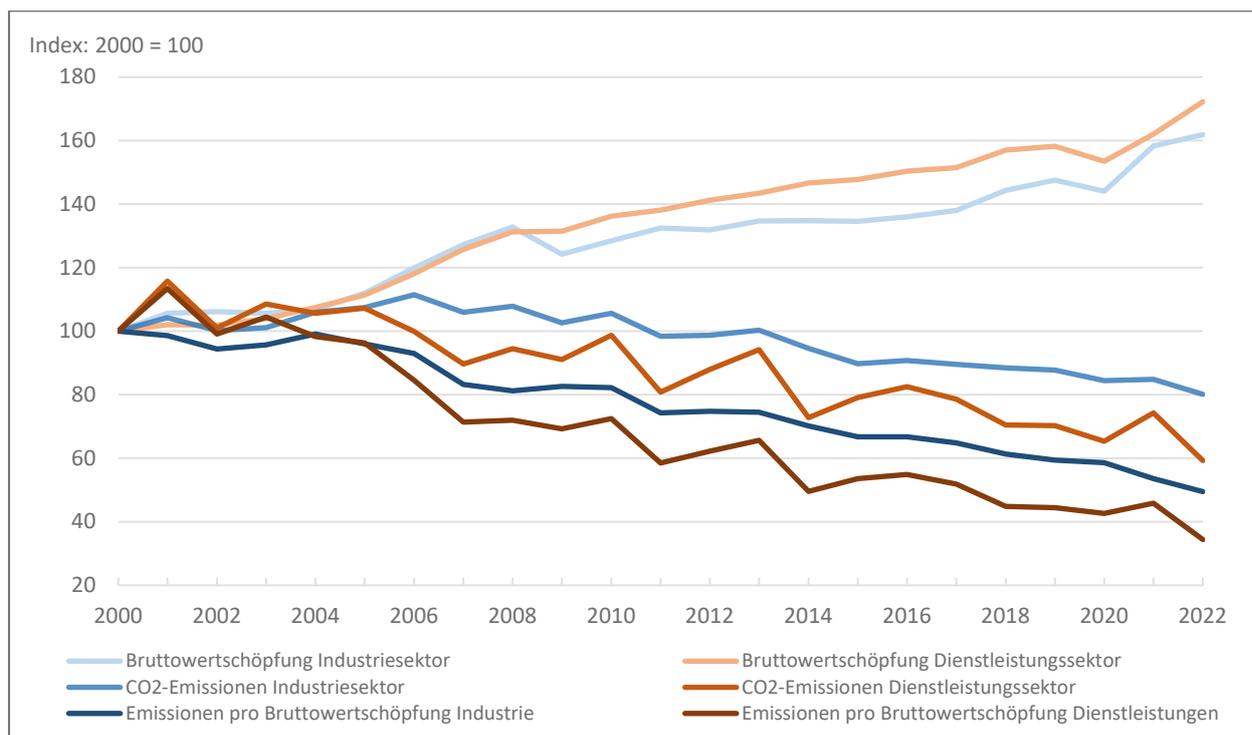
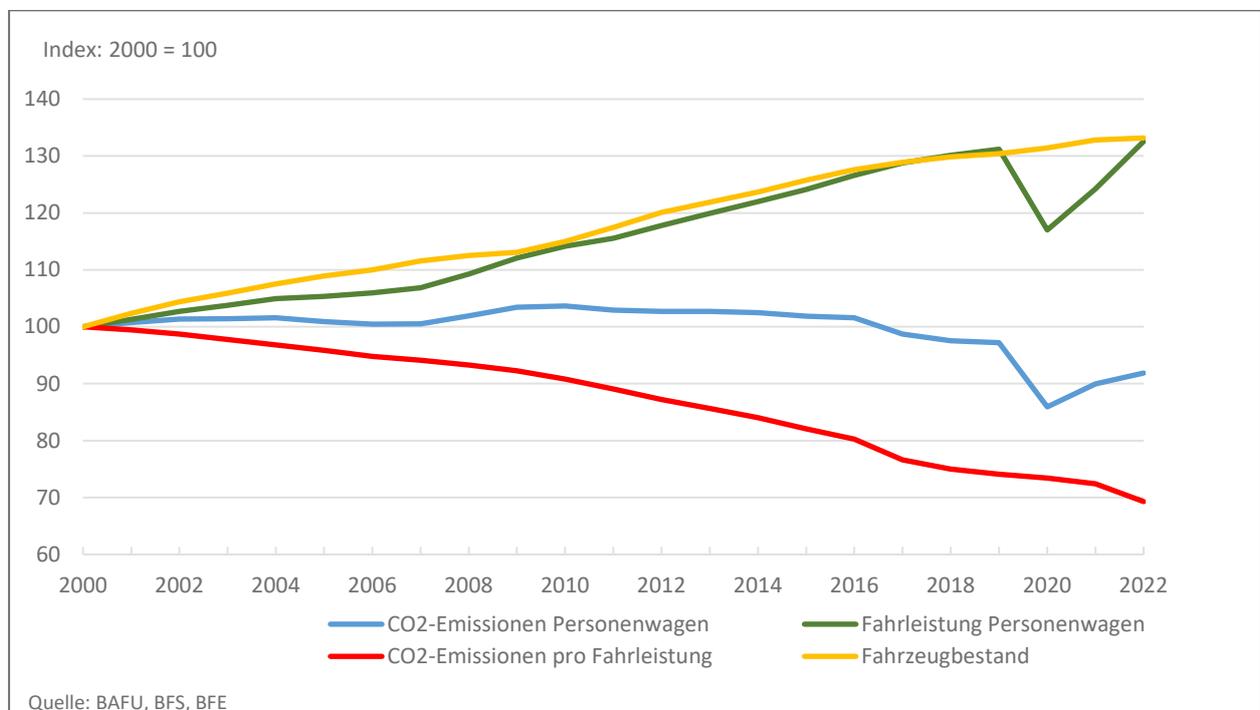


Abbildung 44: Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen Industrie und Dienstleistungen pro Bruttowertschöpfung (indexiert)

*Abbildung 44* 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, 2024 / BFS, 2024b / Ecoplan 2017 / Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

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



**Abbildung 45:** Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen der Personenwagen in Relation zu Fahrzeugbestand und Fahrleistung (indexiert)

*Abbildung 45* 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 weiterhin 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>56</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 2022 rund 10,13 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> und damit rund 1,1 Millionen Tonnen weniger als im Jahr 2000. Die Zunahmen von Fahrzeugbestand und Fahrleistungen haben somit die erzielten Effizienzfortschritte zu einem gewissen Teil 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, 2024).

## 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 einen sparsamen und rationellen Energieverbrauch anzustreben ist. Die Treibhausgasemissionen im Allgemeinen und die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen im Speziellen sind zentrale Indikatoren zur Beurteilung der Umweltauswirkungen der Energieversorgung und der Energiestrategie 2050. Darüber hinaus haben die Energieversorgung und die Massnahmen der Energiestrategie 2050 weitere umweltrelevante Auswirkungen, beispielsweise auf die Gewässer, die Landnutzung, die Biodiversität oder die Landschaft.

Diese weiteren Umweltaspekte sind insbesondere deshalb von Bedeutung, weil es mit dem 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>57</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>58</sup>.

---

<sup>56</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 Neuwagen lagen 2023 mit 112,7 Gramm CO<sub>2</sub>/km um rund 7 Prozent tiefer als im Vorjahr und unterschritten damit erstmals den Zielwert nach CO<sub>2</sub>-Gesetz. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der neu zugelassenen Lieferwagen und leichten Sattelschlepper lagen bei 186 Gramm CO<sub>2</sub>/km. Sie erreichten damit ihren Zielwert punktgenau – erstmals seit der Einführung der Vorschriften. Das Parlament hat im Rahmen der Revision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes eine weitere Verschärfung der CO<sub>2</sub>-Flottenziele ab 2025 beschlossen.

<sup>57</sup> Das Bundesamt für Umwelt erhebt und verfolgt diverse Umweltindikatoren. Eine [Übersicht](#) findet sich auf der Webseite des BAFU.

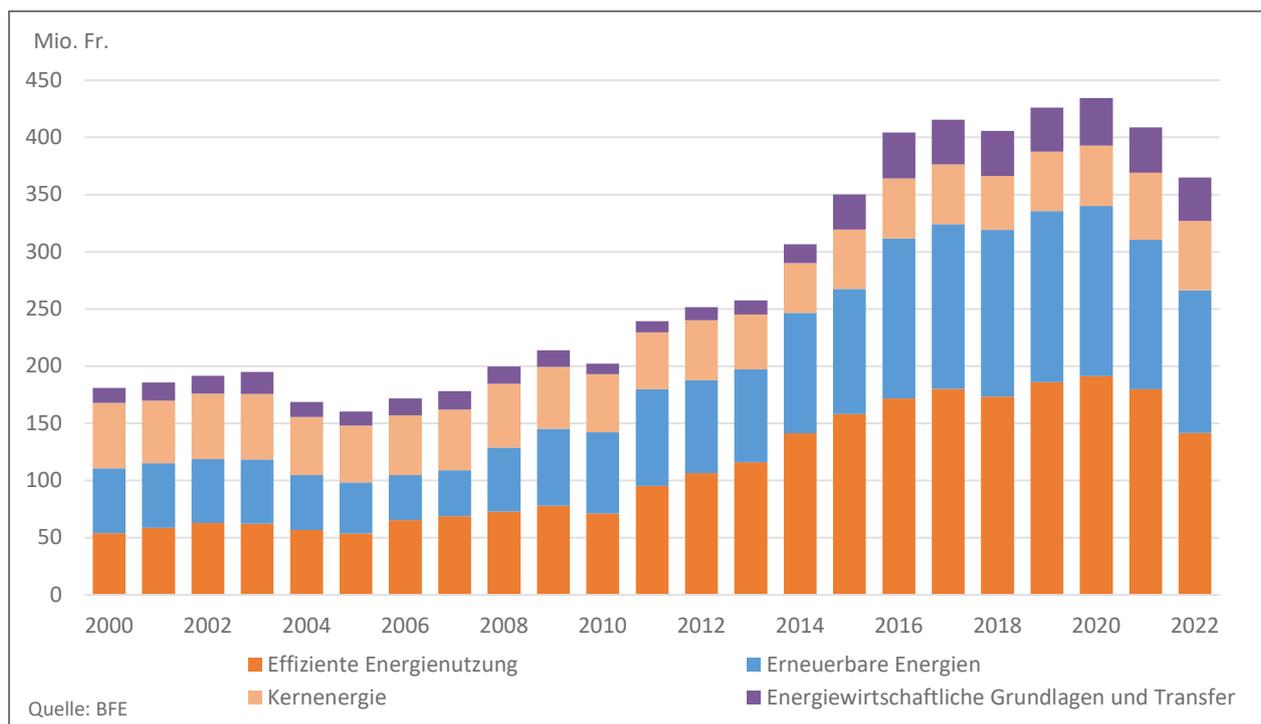
<sup>58</sup> Bundesrat 2022c: Energiestrategie 2050, Fünfjährige Berichterstattung im Rahmen des Monitorings, Kapitel 7.

## 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 46:** Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real)<sup>59</sup>

Von 2005 bis 2020 haben die öffentlichen Mittel für die Energieforschung kontinuierlich zugenommen, wie *Abbildung 46* 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 (SCCER) durch die Innosuisse, die nationalen Forschungsprogramme im Energiebereich (NFP 70 und 71)

<sup>59</sup> Die Ausgaben umfassen auch einen Anteil am Overhead (indirekte Forschungskosten) der Forschungsinstitutionen.

des Schweizer Nationalfonds sowie ein gezielter Ausbau der Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte des BFE. 2022 betrug die Aufwendungen der öffentlichen Hand real knapp 365 Mio. Franken (2021: gut 408 Mio. Franken). Der Rückgang gegenüber den Vorjahren ist auf das Auslaufen des Förderprogrammes Energie (SCCER) per Ende 2020 zurückzuführen: Der ETH-Bereich und Innosuisse haben daher weniger zur Energieforschung in der Schweiz beigetragen. Das Nachfolgeprogramm der SCCER, das Förderprogramm SWEET, ist geringer dotiert und kann den Rückgang voraussichtlich auch in Zukunft nicht kompensieren. Ausserdem ist zu beobachten, dass Innosuisse-Projekte tendenziell kleiner geworden sind und die Zahl der EU-Projekte aufgrund der Nichtassoziiierung der Schweiz – zumindest zu Beginn des Programms Horizon Europe – ebenfalls gesunken ist.

Den Schwerpunkten der Energiestrategie 2050 entsprechend fliesst der grösste Teil in die Forschungsgebiete *Effiziente Energienutzung* (Anteil 2022: 38,8%) und *Erneuerbare Energien* (Anteil 2022: 34,2%). Die absoluten Ausgaben für das Forschungsgebiet *Kernenergie (Kernspaltung/Fission und Kernfusion)* sind seit 2004 stabil, ihr Anteil an den Gesamtausgaben ist gegenüber dem Vorjahr gestiegen und betrug 2022 16,6 Prozent. Der Anteil des Forschungsgebiets *Energiewirtschaftliche Grundlagen* lag bei 10,4 Prozent (Quelle: BFE, 2023a+2024d).

## 8.2 Forschungsaktivitäten und -programme im Bereich Energie

Das BFE hat im Juli 2023 die *sechste Ausschreibung*<sup>60</sup> innerhalb des **Energieforschungsprogramms SWEET (Swiss Energy Research for the Energy Transition)** gestartet. Im Zentrum dieser Ausschreibung mit einem Gesamtbudget von 8 Mio. Franken standen kritische Infrastrukturen wie Kraftwerke, Stauanlagen oder das Stromnetz. 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.

Zusammen mit dem BAFU hat das BFE im März 2024 die *siebte Ausschreibung* im Rahmen von SWEET zum Thema «Addressing Hard-To-Abate Emissions to Reach the Net-Zero Target of Switzerland» gestartet. Das Gesamtbudget beträgt 18,4 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 Kehrlichtverbrennungsanlagen - 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. Es wird ein Konsortium gesucht, das ab etwa Juni 2025 während 6-8 Jahren untersucht, wie dies konkret gelingen kann.

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. Im Juni 2024 hat der Bundesrat die zweite Kredittranche in der Höhe von 40,9 Mio. Franken für SWEET freigegeben (erste Tranche für 2021-2024: 94,9 Mio. Franken). Gefördert werden ausschliesslich Konsortialprojekte, die zentrale Forschungsthemen der Energiestrategie 2050 umfassend bearbeiten.

---

<sup>60</sup> Ein Überblick über alle bisherigen Ausschreibungen ist auf der Webseite des BFE zu finden: [Überblick Ausschreibungen \(admin.ch\)](#).

Schwerpunkt von SWEET ist die lösungsorientierte Forschung und die Demonstration der erzielten Ergebnisse. Die Programmleitung von SWEET liegt beim BFE. Mit dem langfristig ausgelegten und themenorientierten Förderprogramm können die in den Swiss Competence Centers für Energy Research (SCCER) aufgebauten Kompetenzen und Kapazitäten an den Hochschulen für die zentralen Forschungsthemen der Energie- und Klimastrategie der Schweiz weiterhin genutzt werden. Seit dem Start des Programms im Jahr 2021 fördert das BFE über SWEET neun Konsortien mit rund 83 Mio. Franken. In den Konsortien sind 39 Institutionen aus dem ETH-Bereich, Universitäten, Fachhochschulen, Forschungsinstituten, Verbänden/Ver-einen, Privatsektor und Städten vertreten, die mit 258 Umsetzungspartnern aus 214 Institutionen, haupt-sächlich aus dem Privatsektor zusammenarbeiten. (Quelle: BFE, 2023b+2024f / Bundesrat, 2020).

An seiner Sitzung vom 21 Februar 2024 hat der Bundesrat die Botschaft über einen Verpflichtungskredit von 106,8 Millionen Franken für das **neue Förderinstrumente SWEETER (SWiss research for the EnErgy Transition and Emissions Reduction)** verabschiedet. SWEETER ergänzt die Arbeiten von SWEET. Es soll rasch und gezielt Antworten auf neue, dringende Fragen zur Sicherstellung der Versor-gungssicherheit und dem Umbau des Energiesystems zu Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2025 bringen. Mit dem Kredit sollen Ausschreibungen zu Themen wie beispielsweise Energiespeicherung, Energiegewinnung und -speicherung im Untergrund, Digitalisierung, lokale Energiemärkte und Netzkon-vergenz, Kreislaufwirtschaft oder «smart cities» durchgeführt werden. Kompensiert werden die finanziel-len Mittel über die Botschaften zur Förderung von Bildung, Forschung und Innovation bis 2036. Die Um-setzung ist damit haushaltsneutral. Das Parlament wird sich SWEETER voraussichtlich in der Winterses-sion 2024 erneut annehmen (Quelle: Bundesrat, 2024a).

Mit der so genannten «**Flagship Initiative**» lancierte die Schweizerischen Agentur für Innovationsförde-rung (Innosuisse) 2021 ein weiteres Förderprogramm für grössere Konsortien. In der Flagship Initiative werden Themen ausgeschrieben, die für einen Grossteil der Wirtschaft und/oder Gesellschaft relevant sind. Die erste Ausschreibung 2021 hatte mit dem Thema «Dekarbonisierung» einen klaren Bezug zur Energie-forschung. Anlässlich der ersten Ausschreibung bewilligte Innosuisse 15 Gesuche, insgesamt sind 85 Schweizer Forschungspartner und 221 Umsetzungspartner, bspw. Unternehmen und gemeinnützigen Or-ganisationen, beteiligt.<sup>61</sup> Im Rahmen der zweiten Ausschreibung unter dem Titel «Disruptive Lösungen für die Transition zu einer Netto-Null-Welt» bewilligte Innosuisse im Herbst 2023 insgesamt acht Projekte. Das Förderbudget beträgt für die drei- bis fünfjährigen Projekte 35,4 Mio. Franken (Quelle: Innosuisse, 2024).

Das **BFE fördert die anwendungsorientierte Energieforschung**. Diese richtet sich nach dem Energiefor-schungskonzept des Bundes, welches von der Eidgenössischen Energieforschungskommission (CORE) alle vier Jahre überarbeitet wird und sowohl die wissenschaftliche Forschung als auch Pilot-, Demonstrati-ons- und Leuchtturmprojekte umfasst. Das aktuelle Konzept für die Periode 2021-2024 setzt einen noch stärkeren Fokus auf die Energieforschung in den Human- und Geisteswissenschaften. Die Förderung be-trug 2022 insgesamt für Forschungs- und Entwicklungsprojekte (über alle Technologien und Themen; inkl. Transfer- und Koordinationskosten) und Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte zusammen rund 50 Mio. Franken. Eine Übersicht über besonders wertvolle Ergebnisse aus den BFE-Forschungsprogrammen gibt die jährlich aktualisierte Broschüre «Energieforschung und Innovation» (Quelle: BFE, 2024d)<sup>62</sup>. Im März 2024 haben die CORE und das BFE das neue Energieforschungskonzept des Bundes 2025 bis 2028 veröf-fentlicht. Der Fokus liegt wie bisher auf der ganzheitlichen Betrachtung des Energiesystems, die Forschung soll jeweils sowohl technologische als auch sozialwissenschaftliche Aspekte berücksichtigen (Quelle: BFE, 2024f).

Die Forschung auf dem Gebiet der **Kernenergie** wird wie bisher etwa im gleichen Umfang weitergeführt; 2022 wurden 60,6 Mio. Franken Forschungsprojektmittel deklariert. Dies unter anderem, um sicherzustel-len, dass die Schweiz auch künftig über die wissenschaftlichen und technischen Grundlagen verfügt, um die bestehenden Kernenergieanlagen sicher zu betreiben sowie die technologischen Entwicklungen auf dem Gebiet der Kernenergie mitverfolgen und sicher beurteilen zu können. Die regulatorischen Aspekte werden dabei durch das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI), die Fissionsforschung durch das

<sup>61</sup> Die Liste der aktuellen Flagship-Projekte ist auf der Webseite von Innosuisse abrufbar: [Aktuelle Flagships \(innosuisse.ch\)](https://www.innosuisse.ch)

<sup>62</sup> Weitere Informationen zu den einzelnen Projekten unter [www.energieforschung.ch](https://www.energieforschung.ch) und [www.aramis.admin.ch](https://www.aramis.admin.ch).

Paul Scherrer Institut (PSI) und die Fusionsforschung durch die ETH Lausanne (EPFL) abgedeckt<sup>63</sup>. Das Bundesamt für Energie (BFE) betreibt ein Monitoring der Entwicklung der Kerntechnologie im Rahmen der Berichterstattung des Bundesrates an die Bundesversammlung. Rechtliche Grundlage dafür bildet Artikel 74a des Kernenergiegesetzes vom 21. März 2003 (KEG). Im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) haben das PSI, die ETH Zürich und die ETH Lausanne im Rahmen der Studie «Technologie-Monitoring Kernenergie und Fusion» verschiedene Aspekte der Kernenergie und der Fusion vertieft<sup>64</sup>. Die Studienautoren gehen 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>65</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 Internationalen Energieagentur (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>66</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 gilt beim Horizon-Paket 2021-2027 weiterhin als nicht-assoziiertes Drittstaat. Damit ist Akteuren aus Forschung und Innovation in der Schweiz die Teilnahme an ungefähr zwei Dritteln des Programms möglich. Für diese Ausschreibungen hat der Bundesrat im April 2024 Mittel in der Höhe von rund 600 Mio. Franken für die Direktfinanzierung beschlossen. Die Schweiz und die EU haben Übergangsregelungen für 2024 und 2025 vereinbart, welche Forschenden in der Schweiz Zugang zu Ausschreibungen des European Research Council ermöglichen. Die raschestmögliche, vollständige Assoziierung der Schweiz am Horizon-Paket bleibt das erklärte Ziel des Bundesrates. Aktuelle Entwicklungen und Übergangslösungen können auf der Webseite des SBFI ([www.sbf.admin.ch](http://www.sbf.admin.ch)) entnommen werden (Quelle: BFE, 2024d / SBFI, 2024).

---

<sup>63</sup> [www.ensi.ch/de/sicherheitsforschung](http://www.ensi.ch/de/sicherheitsforschung) / [www.psi.ch/nes](http://www.psi.ch/nes) / <https://spc.epfl.ch>

<sup>64</sup> [Technology Monitoring of Nuclear Energy](#)

<sup>65</sup> [Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken.pdf](#)

<sup>66</sup> [www.energiforschung.ch](http://www.energiforschung.ch) > Internationale Zusammenarbeit

## 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

Die Preise für fossile Brenn- und Treibstoffe sind gegenüber ihren Höchstständen von 2022 gesunken, aber die Märkte sind angespannt und volatil. Die anhaltenden Kämpfe in der Ukraine werden nun von dem Risiko eines langwierigen Konflikts im Nahen Osten begleitet. Gemäss der Internationalen Energieagentur IEA<sup>67</sup> sind Investitionen in erneuerbare Energie seit 2020 weltweit um 40 Prozent gestiegen. Der Druck, CO<sub>2</sub>-Emissionen zu senken, ist ein wichtiger Grund für diesen Anstieg. Zudem ist die Energiesicherheit ein wichtiger Faktor für den Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere in Ländern, die fossile Energieträger importieren. Das von der IEA prognostizierte Tempo des Wandels in den wichtigsten Märkten der Welt nimmt weiter zu. Vor allem dank des Inflation Reduction Act in den Vereinigten Staaten geht die IEA davon aus, dass im Jahr 2030 die Hälfte der neu zugelassenen Autos in den USA elektrisch betrieben sein wird. In China ist der erwartete Zubau von Photovoltaik und Offshore-Windkraft bis 2030 nun dreimal so hoch wie noch 2021 von der IEA prognostiziert wurde. Auch die Aussichten für die Kernenergie haben sich in den führenden Märkten verbessert. In Ländern wie Japan, Südkorea und den Vereinigten Staaten wird die Verlängerung der Laufzeiten bestehender Kernreaktoren unterstützt, und in mehreren weiteren Ländern werden neue Anlagen gebaut. Obwohl die Nachfrage nach fossilen Energieträgern in den letzten Jahren stark war, gibt es Anzeichen für einen Richtungswechsel. Neben dem Einsatz von emissionsarmen Alternativen, hat sich der Zubau von Anlagen, die fossile Brennstoffe nutzen verlangsamt. Die Verkäufe von Autos und Zwei-/Dreiradfahrzeugen mit Verbrennungsmotoren liegen deutlich unter dem Niveau, das sie vor der Covid-19-Pandemie hatten. Im Elektrizitätssektor hat sich der weltweite Zubau von kohle- und erdgasbefeuerten Kraftwerken im Vergleich zu früheren Spitzenwerten halbiert. Der Absatz von Gasheizkesseln für Privathaushalte ist tendenziell rückläufig und wird in vielen Ländern Europas und in den Vereinigten Staaten inzwischen von Wärmepumpen übertroffen.

**Erdöl:** Im Vergleich zu den Vorjahren war das Wachstum der weltweiten Ölnachfrage 2024 weiter rückläufig. Es ging im 2. Quartal 2024 gegenüber dem Vorjahr auf 710'000 Barrels pro Tag zurück. Das ist der langsamste vierteljährliche Anstieg seit dem 4. Quartal im Jahr 2023. Das weltweite Angebot stieg im Juni um 150'000 Barrels auf 102,9 Millionen Barrels pro Tag, da die Wartungsarbeiten auf den Ölfeldern nachliessen und das Angebot der Biokraftstoffe zunahm, wodurch ein erheblicher Rückgang der saudischen Fördermengen ausgeglichen wurde. Der weltweite Raffineriedurchlauf soll bis 2024 um 950'000 Barrels auf 83,4 Mio. Barrels pro Tag und im Jahr 2025 um 630'000 Barrels auf 84 Mio. Barrels pro Tag steigen. Eine schwache Nachfrage und geringe Gewinnspannen setzten die chinesische und europäische Rohölverarbeitung im Mai 2024 unter Druck.

Die Rohölpreise erholten sich im Juni 2024 von ihren Sechsmonatstiefs, wobei die Brent-Futures um 5 Dollar pro Fass auf 86 Dollar pro Fass stiegen. Unter anderem sinkende Rohölvorräte und Spannungen im Nahen Osten hatten die Preise wieder in die Höhe getrieben. Unterschiedliche regionale Wirtschaftsentwicklungen und die beschleunigte Einführung von sauberen und energiesparenden Technologien führen zu einer schrittweisen Verlangsamung des Wachstums der Ölnachfrage. Die aufstrebenden Volkswirtschaften in Asien, insbesondere China und Indien, machen das gesamte globale Nachfragewachstum beim Erdöl aus. Dagegen geht die Ölnachfrage in den westlichen Volkswirtschaften stark zurück.<sup>68</sup>

<sup>67</sup> IEA World Energy Outlook 2023

<sup>68</sup> Zit., <https://www.iea.org/reports/oil-2024/executive-summary>

**Erdgas:** Die Erdgasmärkte sind in der ersten Hälfte des Jahres 2024 gewachsen. Das Nachfragewachstum geht in erster Linie auf einen höheren Gasverbrauch in der Industrie zurück und konzentriert sich zunehmend auf Asien, wo sowohl China als auch Indien in der ersten Hälfte des Jahres 2024 wieder zweistellige Wachstumsraten erreichten. Die Erdgaspreise sind im zweiten Quartal 2024 in allen wichtigen Märkten gestiegen, was einerseits mit einer weltweit tieferen LNG-Produktion andererseits mit zunehmenden geopolitischen Spannungen zu tun hat. Für das gesamte Jahr 2024 wird ein Anstieg der Erdgasnachfrage um 2,5 Prozent prognostiziert, der vor allem von den schnell wachsenden asiatischen Märkten getragen wird.

**Kohle:** Im Jahr 2023 ist weltweit der höchste Nettoanstieg der Kohlekraftwerkskapazität seit 2016 zu verzeichnen. Es wurden 69,5 GW an neuer Kohlenwerkskapazität in Betrieb genommen, wobei China mit 47,4 GW und Indien mit 11,4 GW den Zubau am stärksten antreiben. Japan und die USA planen neue Kohlekraftwerke inklusive entsprechender CCS-Technologien (Carbon Capture & Storage), mit denen die Werke CO<sub>2</sub>-neutral betrieben werden sollen. Im Jahr 2023 haben zudem weitere zwölf Länder bekundet, Mitglied in der «Powering Past Coal Alliance»<sup>69</sup> zu werden. Dabei handelt es sich um einen Zusammenschluss von Staaten mit dem Ziel, den Übergang von Kohlenstrom zu erneuerbarer Stromproduktion voranzutreiben. Inzwischen haben sich über 100 Länder dazu verpflichtet, keine neuen Kohlekraftwerke für die Stromproduktion zu bewilligen und bestehende Pläne für neue Kohlekraftwerke zu sistieren. Im Frühling 2024 beschliesst die G7 erstmals ein mit einem konkreten Zeithorizont versehenes Ziel für den Kohleausstieg: In der ersten Hälfte der 2030er Jahre oder auf einem Zeitpfad, der erlaubt, die 1,5°C Grenze in Reichweite zu halten. Die Nachfrage nach Kohle wird von der Stromproduktion und dem Kohleverbrauch bei der Stahlproduktion getrieben. 70 Prozent der weltweiten Stahlproduktion sind auf Kohle als Energieträger angewiesen.

Bis 2025 wird die Kohleproduktion voraussichtlich auf 8221 Mio. Tonnen zurückgehen und damit wieder unter das Niveau von 2022 fallen. Die niedrigeren Werte spiegeln weitgehend die Erwartungen wider, dass die chinesische Kohleproduktion in den kommenden Jahren ein Plateau erreichen wird, und das anhaltende Wachstum der indischen Kohleproduktion durch starke Rückgänge in anderen Regionen, wie beispielsweise den Vereinigten Staaten, der Europäischen Union und Indonesien aufgewogen wird.

**CO<sub>2</sub> im europäischen Emissionshandel:** Kontrakte bis ins Jahr 2026 bewegen sich zwischen 90 und 100 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>. Nach den starken Schwankungen im zweiten Halbjahr 2022 scheint sich der Markt wieder beruhigt zu haben. Im Jahr 2023 schwankten die CO<sub>2</sub>-Preise zwischen 75 und 95 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>. Hohe CO<sub>2</sub>-Preise sowie niedrige Gaspreise führten 2023 zu günstigen Bedingungen für die Umstellung von der Kohle- zur Gaserzeugung, nachdem während der Energiekrise im Jahr 2022 die Bedingungen für Gaskraftwerke unwirtschaftlich waren.

**Strom:** Die IEA erwartet, dass die globale Stromnachfrage im Jahr 2024 um 4 Prozent wächst, verglichen mit einer Wachstumsrate von 2,5 Prozent im Jahr 2023 und einer weltweiten Nachfrage von 27'970 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). In China (+6.5%) und Indien (+8%) erwartet die IEA 2024 ein weiteres Wachstum gegenüber der Stromnachfrage im 2023 und den Pandemie Jahren. Der global beschleunigte Ausbau von Wind und Sonnenenergie könnte die Wasserkraftproduktion im Jahr 2024 übertreffen. Der Anteil erneuerbarer Energien an der weltweiten Stromversorgung stieg im Jahr 2023 auf 30 Prozent und dürfte bis 2025 weiter auf 35 Prozent steigen; die für 2023 geschätzte erneuerbare Erzeugung beträgt 8958 TWh (2022: 8546 TWh). Die IEA erwartet, dass die Kohleverstromung im Jahr 2025 erstmals leicht rückläufig sein wird, nachdem sie im Jahr 2023 um 1,9 Prozent gestiegen war, als hohe Gaspreise die Nachfrage nach Alternativen ankurbelten. 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 gemäss IEA die grösste Energiequelle zur Stromerzeugung in den USA, wobei Erdgas im Jahr 2023 mit etwa 43 Prozent die grösste Quelle war, gefolgt den erneuerbaren Energien mit 21 Prozent sowie Kernenergie und Kohle mit etwa 18 bzw. 16

---

<sup>69</sup> <https://poweringpastcoal.org/>

Prozent Anteilen. 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 doppelt so hohen Anteil wie Kohle; 2008 war es noch umgekehrt.

Der Stromverbrauch in der EU sank 2023 das zweite Jahr in Folge (-3% gegenüber 2022). Dies ist hauptsächlich auf den Nachfragerückgang der Industrie und Verbrauchsänderungen infolge der hohen Preise während der Energiekrise zurückzuführen. Nach den historischen Höchstständen der Strompreise im Jahr 2022 hat sich das Marktumfeld im Jahr 2023 wesentlich verbessert, was zu niedrigeren Grosshandelsstrompreisen führte. Der europäische Strom-Benchmark<sup>70</sup> lag 2023 im Durchschnitt bei 95 Euro pro MWh – 57% niedriger als 2022. Auf Jahresbasis lagen die Preise zwischen 51 Euro pro MWh in Schweden und 128 Euro pro MWh in Italien. Die grössten Preisrückgänge im Jahresvergleich auf nationaler Ebene wurden in Frankreich (-65 %) und Finnland (-63 %) verzeichnet.

## 9.2 Entwicklungen in der EU

### 9.2.1 Wahljahr 2024 und neue strategische Agenda 2024-2025

Im Juni 2024 fanden in der EU die Neuwahlen für das Europäische Parlament statt, die den Start in eine neue fünfjährige Legislaturperiode markieren. Das neue Parlament wählte am 18. Juli Ursula von der Leyen erneut zur Kommissionspräsidentin. Bis im Spätherbst soll das Parlament die neuen Mitglieder der Kommission sowie die Ressortverteilung verabschieden. Ziel wäre, dass die neue Kommission die Arbeit am 1. November 2024 aufnehmen könnte. Ursula von der Leyen hat bereits die neuen Prioritäten der Kommission für die nächsten fünf Jahre mittels strategischer Agenda 2024-2025<sup>71</sup> gesetzt. Im Zentrum stehen dabei unter anderem die Wettbewerbsfähigkeit und die Vertiefung der Binnenmärkte unter Weiterführung der grünen Transition.

### 9.2.2 «European Green Deal» und «Fit for 55»

Der «European Green Deal» hatte in der im 2024 endenden Legislatur unter EU-Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen höchste Priorität. Die EU will bis 2050 zum ersten klimaneutralen Kontinent werden und den Übergang zu einer modernen, ressourceneffizienten Wirtschaft schaffen. Am 14. Juli 2021 hatte die Europäische Kommission ein umfassendes Legislativpaket unter dem Titel «**Fit for 55**» vorgelegt, mit dem die Treibhausgasemissionen bis 2030 netto um 55 Prozent gegenüber 1990 gesenkt werden sollen. Mit Ausnahme der Revision der EU-Energiesteuerrichtlinie, die wegen dem Erfordernis der Einstimmigkeit im Rat blockiert ist, haben die Co-Gesetzgeber EU-Rat und Parlament im Jahr 2023 Einigungen zu allen Legislativvorschlägen gefunden und diese formell weitgehend bereits verabschiedet. Das Paket umfasst folgende Bereiche: (Quelle: COM (2021) 550 final / COM (2022) 230 final):

- Revision des EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS)
- Neues EHS im Strassenverkehr und Gebäudesektor
- CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion im Non-EHS-Bereich
- Einführung eines CO<sub>2</sub>-Grenzausgleichs (Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM))
- Verschärfung der Emissionsvorschriften für Fahrzeuge
- Revision der Verordnung zu Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF)
- Revision der Energiesteuerrichtlinie
- Revision der Richtlinie für Erneuerbare Energien
- Revision der Richtlinie für Energieeffizienz

---

<sup>70</sup> Index für den durchschnittlichen Grosshandelsstrompreis auf dem europäischen Markt

<sup>71</sup> [Europe's choice. Political Guidelines for the next European Commission 2024-2029.](#)

- Verordnung für Infrastruktur für alternative Treibstoffe
- Verordnung für nachhaltige Schifftreibstoffe
- Verordnung über nachhaltige Flugtreibstoffe

Im Zusammenhang mit dem «Fit for 55»-Paket hat die EU-Kommission im Dezember 2021 ebenfalls einen Legislativvorschlag zur Revision der Gebäudeenergieeffizienzrichtlinie vorgeschlagen. Sie soll noch 2024 verabschiedet werden, nachdem die Kommission im Rahmen von «REPowerEU», dem Plan der EU zur raschestmöglichen Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern aus Russland, noch weitere Änderungen vorgeschlagen hatte. Die Gebäudeenergieeffizienzrichtlinie umfasst unter anderem Solarenergiepflichten, einen EU-weit harmonisierten Gebäudeenergieeffizienzausweis, substanzielle Renovierungspflichten für ineffiziente Gebäude oder die Erhöhung der Anforderungen zum Bau von Ladestationen in Gebäuden.

Die Entwicklungen in der EU im Rahmen des «Green Deal» sind **auch für die Schweiz von Interesse**. Sie zeigen die Stossrichtung der europäischen Energie- und Klimapolitik der kommenden Jahrzehnte auf, welche auch die Schweizer Energie- und Klimapolitik beeinflussen werden. Viele Aspekte des Green Deals, insbesondere jene zur Finanzierung, sind EU-intern und haben keinen Einfluss auf die Schweiz. Gleichzeitig gilt es, die weitere Konkretisierung genau zu beobachten und mögliche Herausforderungen für die Schweiz frühzeitig zu identifizieren. So ist die Schweiz auch in verschiedenen Bereichen vom Paket «Fit for 55» betroffen, namentlich bei der Revision des EU-ETS, welches seit Anfang 2020 mit dem Schweizer Emissionshandelssystem verknüpft ist. Beim CO<sub>2</sub>-Grenzausgleichssystem ist die Schweiz gemäss Verordnungsvorschlag der Kommission aufgrund der Verknüpfung der Emissionshandelssysteme ausgeschlossen – die Grenzausgleichsabgabe wird beim Export von Schweizer Produkten in die EU also nicht erhoben. Zu beobachten sind mögliche Auswirkungen des neuen CO<sub>2</sub>-Grenzausgleichssystems auf die gesamten Lieferketten von Schweizer Produzenten. Mangels eines Stromabkommens haben die weiteren Teile des Legislativpakets «Fit for 55» keine direkten Auswirkungen auf die Schweizer Energie- und Klimapolitik. Auch die regulatorischen Auswirkungen des «REPowerEU-Plans» sind deshalb beschränkt.

### 9.2.3 Reform des EU-Strommarktdesigns

Als Antwort auf die massiven Verwerfungen im EU-Strombinnenmarkt aufgrund der Energiekrise hat die EU-Kommission im März 2023 Legislativvorschläge für die Revision des Strommarktdesigns<sup>72</sup> und die Überarbeitung der Regeln für die Marktintegrität und -transparenz des Stromgrosshandelsmarkts (REMIT)<sup>73</sup> vorgelegt. Die gesamte Revision konnte im ersten Halbjahr 2024 mit Verabschiedung im Europäischen Parlament und im Rat abgeschlossen werden. Mit der Revision des Strommarktdesign gibt es keine fundamentalen Änderungen der Funktionsweise der Märkte. Auch eine Rückabwicklung der Integration und Liberalisierung des EU-Strombinnenmarktes der letzten 20 Jahre findet nicht statt. Mit der Revision werden vielmehr die Kurz- und Langfristmärkte gestärkt, die Abhängigkeit der Märkte von fossilem Gas reduziert und die Endverbraucher vor Preisspitzen geschützt. Bei der Revision von REMIT ging es um die Ausweitung von Datenlieferpflichten auf weitere Märkte wie Regelenergiemärkte, die Stärkung der EU-Agentur zur Kooperation von Energieregulierungsbehörden ACER sowie eine verstärkte Kooperation von ACER mit der EU-Wertpapier- und Marktaufsichtsbehörde ESMA. Die überarbeiteten REMIT-Bestimmungen wurden im Februar bzw. März 2024 vom Europäischen Parlament und vom Rat der EU verabschiedet.

---

<sup>72</sup> Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung der Elektrizitätsmärkte in der EU.

<sup>73</sup> Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1227/2011 und (EU) 2019/942 für einen besseren Schutz der Union vor Marktmanipulation auf dem Energiegrosshandelsmarkt.

## 9.2.4 Das «Clean Energy Package»

Zur Umsetzung der Energieunion<sup>74</sup> 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 die 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 nicht geregelt. Gemäss der EU-Energieregulierungsbehörde ACER sind viele Mitgliedsstaaten noch weit davon entfernt, die 70-Prozent-Regel einhalten zu können. Auch ist die Interpretation der Regel unter den EU-Mitgliedsstaaten umstritten. Je nach Interpretation und Umsetzung der Regel besteht aber ein gewisses Risiko, dass Nachbarstaaten die Grenzkapazitäten Richtung Schweiz ab 2026 reduzieren könnten. Durch ein Stromabkommen würde diese Unsicherheit beseitigt werden, weil die Schweiz dann vollständig bei der Marktkopplung teilnehmen könnte und in alle europäischen Prozesse im Strombereich integriert würde. (Quelle COM (2016) 860 final).

## 9.2.5 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 2022 um 32,5 Prozent zurück. Nachdem die Emissionen 2021 um rund 4,8 Prozent gestiegen waren, sanken sie 2022 wieder um 3 Prozent. Für 2030 will die EU Ihre Treibhausgasemissionen um 55 Prozent gegenüber 1990 senken. Bis 2050 strebt sie Klimaneutralität an.
- **Erneuerbare Energien:** Der Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch in der EU lag 2021 bei 21,8 Prozent. Bis 2030 soll der Anteil auf mindestens 42,5 Prozent steigen. Die Mitgliedstaaten sollen sich bemühen, 45 Prozent zu erreichen.
- **Energieeffizienz:** 2021 hat der Primärenergieverbrauch gegenüber 2020 um 6 Prozent zugenommen, was auf eine Erholung nach der Covid-19-Pandemie hindeutet. Der Endenergieverbrauch nahm gegenüber 2020 ebenfalls zu. Die Energieeffizienzrichtlinie sieht eine EU-weit verbindliche Reduktion des Endenergieverbrauchs von 11,7 Prozent gegenüber einem Referenzszenario auf Basis von 2020<sup>75</sup> vor.
- **Stromverbund:** Der Europäische Rat rief die EU-Mitgliedstaaten 2014 dazu auf, bis 2020 die grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen soweit auszubauen, dass pro Land mindestens 10 Prozent des im Inland erzeugten Stroms über die Grenze in die Nachbarstaaten transportiert werden kann. Für 2030 wurde das Ziel auf 15 Prozent der Inlandproduktion festgelegt. Nach Angaben der Kommission haben die meisten Mitgliedstaaten dieses Ziel bereits erreicht.

<sup>74</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>75</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.

- **Net-Zero Industry Act**<sup>76</sup>: Dabei handelt es sich um eine Initiative, die darauf abzielt, die Produktion sauberer Technologien in der EU zu steigern, um das Netto-Null-Ziel der EU zu erreichen. Dabei wird auch die Atomkraft als strategische Technologie für die Klimaneutralität der EU eingestuft. Zu diesem Zweck wird mit dem NZIA eine Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für industrielle Produktionsstätten angestrebt, die Komponenten für erneuerbare Energietechnologien, aber auch für die Atomkraft herstellen.

## 9.2.6 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>77</sup>, über die Vergabe langfristiger Kapazität<sup>78</sup> und über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem<sup>79</sup>. Diese Regelungen schliessen die Schweiz ausdrücklich von den neuen Handelsplattformen aus, solange kein Stromabkommen mit der EU abgeschlossen wird.

Die Regelungen über die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement führen im europäischen Strommarkt die Marktkopplung ein: Durch so genannte implizite Auktionen vereint die Marktkopplung im Kurzfristhandel (Day-Ahead und Intraday) die vorher getrennten Handelsgeschäfte der Vergabe der Übertragungskapazitäten und des Stroms zu einem integrierten Strommarkt. Die Marktkopplung erhöht die Markteffizienz und reduziert Preisunterschiede zwischen den Regionen. Ohne Stromabkommen kann die Schweiz diese Vorteile nicht nutzen und muss alternative Massnahmen ergreifen. Der Ausschluss aus der Marktkopplung hat in der Schweiz nicht nur für den Handel, sondern auch für den Betrieb des Übertragungsnetzes Konsequenzen: Mit der flussbasierten Marktkopplung in der angrenzenden CORE-Kapazitätsregion (Österreich, Belgien, Kroatien, die Tschechische Republik, Frankreich, Deutschland, Ungarn, Luxemburg, die Niederlande, Polen, Rumänien, die Slowakei und Slowenien) ist eine Zunahme von ungeplanten Transitflüssen durch die Schweiz, bedingt durch Handelsaktivitäten in der CORE-Region, zu verzeichnen. Der Grund dafür liegt nicht direkt im Ausschluss der Schweiz aus der Marktkopplung, sondern in der Tatsache, dass das Schweizer Übertragungsnetz in den Kapazitätsberechnungen, die der Marktkopplung unterliegen, ungenügend berücksichtigt wird. Mit der Umsetzung der 70%-Regel bis spätestens Ende 2025 dürften diese Transitflüsse weiter zunehmen. Aufgrund einer dadurch verursachten potenziellen Gefährdung der Systemicherheit bietet die EU nun aber Hand für eine technische Integration des Schweizer Netzes in die Kapazitätsberechnungen. Swissgrid und die ECom haben mittlerweile ein privatrechtliches Abkommen mit der Region Italy North abgeschlossen und bereits einen Vorschlag an die CORE-Region eingereicht, wie die Schweiz in die Kapazitätsberechnungen integriert werden könnte. Dieser Vorschlag wird derzeit von der Europäischen Kommission und den Regulierungsbehörden der Region geprüft. Obwohl diese technischen Vereinbarungen eine alternative Lösung darstellen könnten, bieten sie nicht die gleiche Sicherheit wie ein Stromabkommen, da sie jährlich überprüft und neu verhandelt werden müssen. Ausserdem müssen die technischen Vereinbarungen nach der Fusion der CORE- und Italy North-Regionen zur neuen Kapazitäts-

---

<sup>76</sup> Vorschlag für eine Verordnung des europäischen Parlaments und des Rates zur Schaffung eines Rahmens für Massnahmen zur Stärkung des europäischen Ökosystems der Fertigung von Netto-Null-Technologieprodukten ([EUR-Lex - 52023PC0161 - EN - EUR-Lex](#)).

<sup>77</sup> Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement

<sup>78</sup> Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission vom 26. September 2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität

<sup>79</sup> Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem

berechnungsregion (CCR) Central Europe angepasst werden, um die Schweiz in diese Fusion zu integrieren. Anzumerken ist, dass die Regelung zum Systemausgleich (sog. Balancing Code) der Schweiz eine Teilnahme an den geplanten Plattformen für den Austausch von Regelenergie in Aussicht stellt, falls der Ausschluss der Schweiz zu ungeplanten physischen Stromflüssen aus dem Systemausgleich führen könnte, die die Systemsicherheit der Region gefährden. Die EU-Kommission sieht aber derzeit keinen Anlass, die Schweiz bei diesen Plattformen zuzulassen.

## 9.2.7 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. In den beiden letzten Wintern, in welchen Gas in Deutschland knapp war, wurde über diesen Weg Gas von Frankreich nach Deutschland geliefert. 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 14 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>80</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. Gemäss Verordnung, die aktuell bis Ende 2025 gilt, müssen die Gasspeicher im Hoheitsgebiet der Mitgliedstaaten bis zum 1. November 2022 mindestens zu 80 Prozent und in den darauffolgenden Jahren zu 90 Prozent gefüllt sein. Anfang August 2022 hatten die EU-Energieminister zudem eine neue Verordnung zur Senkung der Gasnachfrage<sup>81</sup> beschlossen, um den Gasverbrauch zwischen dem 1. August 2022 und den 31. März 2023 um 15 Prozent zu senken. Das Ziel sollte in erster Linie durch freiwillige Massnahmen erreicht werden; Im Falle einer kritischen Lage, hätten die EU den «Unionsalarm» ausrufen und verpflichtende Massnahmen erlassen können. Weil die EU das Risiko einer Gasmanngelage nach wie vor als hoch einstuft, hat der Europäische Rat auf Vorschlag der Kommission im März 2023<sup>82</sup> und 2024<sup>83</sup> entschieden, dass das freiwillige Gassparziel von 15 Prozent auch im kommenden Jahr (zwischen den 1. April und 31. März) gelten soll. Bereits im April 2022 hatte die Union die EU-Energieplattform<sup>84</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>85</sup> worden.

---

<sup>80</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>81</sup> Verordnung (EU) 2022/1369 des Rates der europäischen Union über koordinierte Massnahmen zur Senkung der Gasnachfrage.

<sup>82</sup> Verordnung (EU) 2023/706 des Rates der europäischen Union zur Änderung der Verordnung (EU) 2022/1369 zwecks Verlängerung des Nachfragesenkungszeitraums für Massnahmen zur Senkung der Gasnachfrage und zur verstärkten Berichterstattung und Überwachung in Bezug auf die Umsetzung dieser Massnahmen.

<sup>83</sup> Rat der europäischen Union: [Sichere Erdgasversorgung: Rat gibt endgültig grünes Licht für freiwillige Massnahmen zur Senkung der Nachfrage - Consilium](#).

<sup>84</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>85</sup> Verordnung (EU) 2023/2319 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 sogenannte «SoS-Verordnung» geregelt. Ein Kernpunkt der 2017 revidierten Verordnung<sup>86</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 2023 waren erst 8 von 40 notwendigen bilateralen Verträgen abgeschlossen worden<sup>87</sup>. Vor dem Hintergrund der Energiekrise hat die EU-Kommission Ende 2022 Standardregeln<sup>88</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(2022) 360 final / COM(2022) 361 final).

## 9.2.8 Entwicklungen im Bereich Wasserstoff

Die Schweiz wird 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.

Mit der Verabschiedung der EU-Binnenmarkt-Richtlinie für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff<sup>89</sup> sowie der zugehörigen EU-Verordnung<sup>90</sup> hat die EU erstmals umfassende Rahmenbedingungen und Regulierungen für Wasserstoff beschlossen. Mit diesem Gesetzpaket 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).

<sup>86</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>87</sup> Deutschland-Dänemark, Deutschland-Österreich, Italien-Slowenien, Estland-Lettland, Litauen-Lettland, Estland-Finnland; Slowenien-Kroatien und Dänemark-Schweden.

<sup>88</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>89</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>90</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

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. Projects of Common Interest (PCI) oder 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 eine europäische Wasserstoffbank<sup>91</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 2023 zur 28. UNO-Klimakonferenz in Dubai (COP28) getroffen. An der Konferenz wurde die erste Zwischenbilanz der Fortschritte unter dem Klimaübereinkommen (Global Stocktake) verabschiedet. Sie zeigt die Lücken im Klimaschutz auf und nennt verschiedene Handlungsempfehlungen, wie die Ziele des Pariser Übereinkommens in Reichweite gehalten werden können. Darunter die Empfehlung zum Ausbau der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz bis 2030. Die Schweiz begrüsst dieses Ergebnis. Im Global Stocktake haben sich die Staaten auch auf eine Empfehlung zum Ausstieg aus Kohle, Öl und Gas bis 2050 geeinigt. An der COP28 haben sich die teilnehmenden Staaten auf die Grundzüge des Fonds geeinigt, der an der COP27 zugunsten der verletzlichsten Länder im Umgang mit Schäden aus dem Klimawandel (z.B. Fluten oder Dürreperioden) beschlossen worden war. Unklar bleibt weiterhin, welche Länder Beiträge an den Fonds leisten sollen. Die Schweiz hat sich dafür eingesetzt, dass alle Länder, die einen hohen Treibhausgasausstoss und die finanziellen Mittel haben, zu Beiträgen aufgefordert werden.

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. Alle 197 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 1990 eingereicht. Zur nationalen Umsetzung des Abkommens bis zum Jahr 2030 tritt am 1.1.2025 eine Teilrevision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes für die Zeit nach 2024 in Kraft.

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 wie bis anhin mit dem so genannten Biennial Transparency Report dem Sekretariat der UNO-Klimarahmenkonvention alle zwei Jahre Bericht erstatten über die Entwicklung der Treibhausgasemissionen, die geplanten Ver-

---

<sup>91</sup> [Europäische Wasserstoffbank - Europäische Kommission \(europa.eu\)](https://european-council.europa.eu/media/en/press-operations/infoboxes/item-detail/11444)

minderungs- und Anpassungsmassnahmen sowie über die Beiträge für die internationale Klimafinanzierung. 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. Er bildete die Basis für die Klimakonferenz in Dubai im Dezember 2023 (COP 28), an der die Mitgliedstaaten, wie im Pariser Übereinkommen vorgesehen, die Fortschritte im Kampf gegen den Klimawandel zum ersten Mal im Global Stocktake überprüften. (Quellen: Bundesrat, 2023h+2021a+2019b / UVEK, 2024 / BAFU, 2023a / IPCC, 2021+2023).

## 9.4 Internationale Zusammenarbeit der Schweiz im Energiebereich

Die Schweiz hat zwischen 2007 und Mitte 2018 mit der EU **über ein bilaterales Stromabkommen** verhandelt. Ab diesem Zeitpunkt ruhten die Verhandlungen, weil die EU deren Fortführung an Fortschritte beim institutionellen Abkommen zwischen der Schweiz und der EU knüpfte. Am 26. Mai 2021 entschied der Bundesrat, die Verhandlungen über den Entwurf des institutionellen Abkommens zu beenden. Im Februar 2022 verabschiedete er die Stossrichtung für ein Verhandlungspaket mit der EU. Offene Punkte mit der EU geht die Landesregierung gemäss ihrer Stossrichtung auf der Grundlage eines breiten Paketansatzes an. Mit dem Paketansatz will die Schweiz den Zugang zum EU-Markt und gegenseitige Kooperation sichern. Er umfasst die Bereiche bisheriger Abkommen – Personenfreizügigkeit, Landverkehr, Luftverkehr, Landwirtschaft und technische Handelshemmnisse MRA – und drei neue Abkommen in den Bereichen Strom, Lebensmittelsicherheit und Gesundheit. Nach mehreren Sondierungsgesprächen zwischen der Schweiz und der EU verabschiedete der Bundesrat am 21. Juni 2023 die Eckwerte für ein Verhandlungsmandat. Diese präzisieren die Bereiche, die das Mandat abdecken soll, seine allgemeinen und konkreten Ziele sowie den Handlungsspielraum für die Wahrung der Interessen der Schweiz. Das endgültige Verhandlungsmandat verabschiedete der Bundesrat am 8. März 2024. Zehn Tage später eröffneten Bundespräsidentin Viola Amherd und EU-Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen die Verhandlungen zwischen der Schweiz und der EU. In einer ersten Standortbestimmung zu den laufenden Verhandlungen stellte der Bundesrat im Sommer in mehrere Verhandlungsbereichen konkrete Fortschritte fest. Im Spätherbst 2024 wird er eine weitere Standortbestimmung vornehmen.

Die Schweiz nimmt im Hinblick auf die **regionale Zusammenarbeit** seit Februar 2011 als ständige und aktive Beobachterin am Pentilateralen Energieforum teil. In diesem Forum arbeiten die Energieministerien folgender Länder freiwillig zusammen: Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Österreich und Schweiz. Das Forum bearbeitet die Themen Strommarktintegration, Netzbetrieb, Stromversorgungssicherheit und Zukunft des Energiesystems. Ende März 2022 unterzeichneten die Penta-Länder eine gemeinsame Erklärung, um die Koordination bei der Erdgasspeicherung zu verstärken. Bereits Anfang Dezember 2021 hatten die Staaten gemeinsam eine Absichtserklärung zur Stromkrisenvorsorge unterzeichnet («Memorandum of Understanding on risk preparedness in the electricity sector»). Diese ebnete den Weg für die weitere Zusammenarbeit der Penta-Länder in der Stromkrisenvorsorge und sieht unter anderem vor, dass die Länder regelmässig gemeinsame Übungen zur Bewältigung von Stromkrisen durchführen. Ein letzte solche Übung hat im Oktober 2024 in Brüssel stattgefunden. Aus der Schweiz nahmen Vertreterinnen und Vertreter des BfE, der EICOM, von Swissgrid und des BFE daran teil. Im Dezember 2023 verabschiedete Bundesrat Albert Rösti gemeinsam mit den Ministerinnen und Ministern der im Penta-Forum vertretenen Staaten eine Erklärung zur Dekarbonisierung. Sie enthält die Vision, ihr zusammenhängendes Stromsystem bis 2035 zu dekarbonisieren, sowie die wichtigsten Leitlinien, um dieses Ziel zu erreichen.

Die zahlreichen Interdependenzen mit den Nachbarländern im Energiebereich erfordern eine Vertiefung der **bilateralen Beziehungen** im Energie- und Klimabereich: Angesichts des russischen Angriffs auf die Ukraine und der angespannten Strom- und Gasversorgung sowie der erhöhten Volatilität auf den Energiemärkten standen die Energieversorgungssicherheit sowie die bezahlbare Energieversorgung im Rahmen der bilateralen Treffen stets auf der Agenda. Im November 2023 hat sich Bundesrat Albert Rösti in Paris mit der französischen Ministerin für die Energiewende, Agnès Pannier-Runacher, zu einem Austausch getroffen. Gesprächsthemen waren die Energieversorgung und insbesondere die Stromimporte und der Gasbereich.

Zusätzlich wurden auch bilaterale Fragen besprochen, so etwa die Bewirtschaftung des Doubs. Anfang Jahr 2024 trafen sich UVEK-Vorsteher Albert Röstli sowie Wirtschaftsminister Guy Parmelin am Weltwirtschaftsforum in Davos erneut mit dem deutschen Vizekanzler Robert Habeck, wo die Minister Fragen zum Thema Versorgungssicherheit diskutierten. Sie wurden sich unter anderem einig, dass noch 2024 ein Solidaritätsabkommen zwischen der Schweiz, Deutschland und Italien im Gasbereich unterzeichnet werden sollte. Im Rahmen eines Arbeitsbesuchs in Berlin unterzeichneten Bundesrat Albert Röstli, der deutsche Vizekanzler Robert Habeck und der italienischen Umwelt- und Energieminister Gilberto Pichetto Fratin am 19. März 2024 ein trilaterales Gas-Solidaritätsabkommen. Die drei Länder vereinbarten darin, sich im Notfall mit Gaslieferungen für die Versorgung der geschützten Kundinnen und Kunden auszuhelfen. Im Bereich der erneuerbaren Energien fördert die Schweiz die Entstehung neuer Energieträger wie grünen Wasserstoff und positioniert sich im Rahmen der zukünftigen europäischen Infrastruktur (Hydrogen Backbone). Zu diesem Zweck nimmt die Schweiz seit 2024 als Beobachterin an der Trilateralen Arbeitsgruppe zum Südkorridor Wasserstoff zusammen mit Österreich, Italien und Deutschland teil.

Bei der **multilateralen Zusammenarbeit** engagierte sich die Schweiz im Rahmen der multilateralen Energieinstitutionen, darunter bei der *Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA)* in Abu Dhabi, und der UNO Genf, insbesondere beim nachhaltigen *Energiekomitee der Wirtschaftskommission für Europa (UNECE)* in den Bereichen digitale Innovationen, Anwendung der künstlichen Intelligenz für die Erarbeitung von klimaneutraler Energiepolitik und technische Zusammenarbeit mit ehemaligen Sowjetrepubliken. Besonderes Gewicht kommt der Mitgliedschaft bei der *Internationalen Energieagentur (IEA)* zu. Im Februar 2024 nahm die Schweiz am Ministertreffen der Agentur teil, die gleichzeitig ihr 50-jähriges Bestehen feierte. Im Beisein von BFE-Direktor Benoît Revaz wurde die Ministererklärung 2024 genehmigt. 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. Der Bundesrat hat im November 2022 beschlossen, dem modernisierten *Energiechartavertrag*<sup>92</sup> zuzustimmen. In mehreren Verhandlungsrunden hatte sich die Schweiz dafür eingesetzt, dass der Vertrag an die heutigen Erfordernisse der Dekarbonisierung und der neueren Praxis bei Investitionsschutzabkommen angepasst wird. Aufgrund einer Blockade in der EU konnte die Modernisierung im November 2022 nicht wie geplant verabschiedet werden. Im Mai 2024 hat die EU beschlossen, dass EU und EURATOM aus dem Vertrag aussteigen, dass aber die Mitgliedsstaaten eigenständig entscheiden, ob sie in der Energiecharta verbleiben und der Modernisierung zustimmen wollen. Bislang hat eine Mehrheit von 18 EU-Mitgliedsstaaten noch keine Absichten zum Austritt aus dem Energiechartavertrag geäußert. Damit zeichnet sich ab, dass die Modernisierung an der Sitzung der Energiechartakonferenz im Dezember 2024 verabschiedet werden kann. Im Anschluss daran wird das UVEK in Zusammenarbeit mit dem WBF eine Vernehmlassungsvorlage zur Ratifizierung des modernisierten Vertrags ausarbeiten. Der Bundesrat wird voraussichtlich Ende 2025 die Botschaft dazu zu Händen des Parlaments verabschieden. Darüber hinaus wirkte die Schweiz 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. (Quellen: Bundesrat 2021d+2022b+2023f+I+2024e+f+g) / UVEK, 2023+2024).

<sup>92</sup> Beim Energiechartavertrag (Energy Charter Treaty, ECT) handelt es sich um ein völkerrechtlich verbindliches Investitionsschutz- und Transitabkommen im Energiesektor zwischen 53 Staaten. Der Vertrag ist 1998 in Kraft getreten.

## Literatur- und Quellenverzeichnis

Avenergy Suisse (2024): Jahresberichte 2013-2023.

BAFU (2023a): Bundesamt für Umwelt: COP28: Zwischenbilanz mit Bekenntnis zum Ausbau der erneuerbaren Energien, Medienmitteilung von 13. Dezember 2023.

BAFU (2024): Bundesamt für Umwelt, Treibhausgasinventar 2022.

BAZG (2024): Bundesamt für Zoll und Grenzsicherheit: Belastung der Treib- und Brennstoffe 2024.

BAZL (2024): Bundesamt für Zivilluftfahrt, Datenvorabzug zum internationalen Flugverkehr 2023 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 (2023a): Bundesamt für Energie, Energieforschungsstatistik 2022.

BFE (2023b): Bundesamt für Energie, diverse Medienmitteilungen aus dem Jahr 2023

BFE (2024a): Bundesamt für Energie, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2023.

BFE (2024b): Bundesamt für Energie, Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2023.

BFE (2024c): Bundesamt für Energie, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2023.

BFE (2024d): Bundesamt für Energie, Energieforschung und Innovation, Bericht 2023.

BFE (2024e): Bundesamt für Energie, Energieverbrauch und Energieeffizienz der neuen Personenwagen und leichten Nutzfahrzeuge 2023.

BFE (2024f): Bundesamt für Energie, diverse Medienmitteilungen aus dem Jahr 2024

BFE (2024g): Bundesamt für Energie, Rückerstattung Netzzuschlag – Zusammenstellung Kennzahlen 2021 und 2022.

BFE/EICom/BWL (2022): Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy Schweiz – Winter 2022/202.

BFE/Swissgrid (2024): Informationen zum Status von Netzprojekten.

BFS (2024a): Bundesamt für Statistik, Statistik der Bevölkerung und der Haushalte (STATPOP) 2023.

BFS (2024b): Bundesamt für Statistik, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Schweiz 2023.

BFS (2024c): Bundesamt für Statistik, Landesindex der Konsumentenpreise, Durchschnittspreise für Energie und Treibstoffe 2023.

BFS/BAFU/ARE (2024): Indikatorensystem Monitoring Nachhaltige Entwicklung MONET.

Bundesblatt (2022): Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG), BBl 2022 2403.

Bundesblatt (2023a): Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, BBl 2023 2301.

Bundesblatt (2023b): Bundesgesetz über die Beschleunigung der Bewilligungsverfahren für Windenergieanlagen, BBl 2023 1522.

Bundesrat (2013): Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)», BBl 2013 7561.

Bundesrat (2016): Botschaft zum Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Änderung des Elektrizitätsgesetzes und des Stromversorgungsgesetzes), BBl 2016 3865.

Bundesrat (2019a): Bundesrat beschliesst Paket zur Senkung des Treibhausgas-Ausstosses in der Bundesverwaltung, Medienmitteilung vom 3. Juli 2019.

Bundesrat (2019b): Bundesrat will bis 2050 eine klimaneutrale Schweiz, Medienmitteilung vom 28. August 2019.

Bundesrat (2019c): Vernehmlassungsvorlage zum Gasversorgungsgesetz, BBI 2019 7203.

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 (2021d): Das Institutionelle Abkommen Schweiz-EU wird nicht abgeschlossen, Medienmitteilung vom 26. Mai 2021.

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, Fünfjährliche 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 vom 15. Dezember 2023.

Bundesrat (2023c): Bundesrat will den Bau von Solar-, Wind- und Wasserkraftwerken beschleunigen; Medienmitteilung vom 22. Juni 2023.

Bundesrat (2023d): Bundesrat setzt Verordnungsänderung zur Umsetzung der Solaroffensive in Kraft; Medienmitteilung vom 17. März 2023.

Bundesrat (2023e): Bundesrat legt Eckwerte des Gasversorgungsgesetzes fest, Medienmitteilung vom 21. Juni 2023.

Bundesrat (2023f): Der Bundesrat verabschiedet die Eckwerte für ein Verhandlungsmandat mit der EU, Medienmitteilung vom 21. Juni 2023.

Bundesrat (2023g): Botschaft zu Änderung des Energiegesetzes (Beschleunigungserlass), BBI 2023 1602.

Bundesrat (2023h): 28. UNO-Klimakonferenz: Bundesrat genehmigt Mandat der Schweizer Delegation, Medienmitteilung vom 22. September 2023.

Bundesrat (2023i): 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 (2024h): Bundesrat verabschiedet Botschaft für Gas-Solidaritätsabkommen, Medienmitteilung vom 28. August 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.

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(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(2024) 404 final: Bericht zur Lage der Energieunion 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 (2024): Eidgenössische Finanzverwaltung, Entwicklung der Mehrwertsteuersätze 2023.

Eicher + Pauli (2024): Schweizerische Statistik der Erneuerbaren Energien 2023, i.A. des BFE.

EICom (2023): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Winterproduktionsfähigkeit, Einschätzungen der EICom zur Stromversorgungssicherheit Schweiz bis 2035.

EICom (2024a): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Tätigkeitsbericht 2023.

EICom (2024b): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Tarif- und Rohdaten der schweizerischen Verteilnetzbetreiber.

EICom (2024c): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Markttransparenz 2023.

EICom (2024d): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Termin- und Spotmarktberichte.

EICom (2024f): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Stromversorgungsqualität 2023.

ENTSO-E (2023): European Resource Adequacy Assessment, Annex 4 – Country Comments, 2023 Edition.

Eurostat (2024): Preliminary 2023 data for energy show mixed trends.

Innosuisse (2024): 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 (2024): Stiftung Klimaschutz und CO<sub>2</sub> Kompensation KliK, Jahresbericht 2023.

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 (2024a): International Energy Agency, Energy Prices and Taxes 2023.

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 (2024a): Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2022 nach Bestimmungsfaktoren, i. A. des BFE.

Prognos/TEP/Infras (2024b): Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2022 nach Verwendungszwecken, i. A. des BFE.

SBFI (2024): 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 (2023): Aktualisierung der Berechnung zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2025, Bericht zu Händen des UVEK, i.A. der EICom.

Swissgrid (2024): Geschäftsbericht 2023.

Swissolar (2024): Markterhebung Sonnenergie 2023, 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 (2023): Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, diverse Medienmitteilungen.

UVEK (2024): 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 (2024): Datenumfrage bei Verteilnetzbetreibern zu Eigenverbrauch und intelligenten Netzkomponenten, i.A. des BFE.

VSG (2024): Verband der schweizerischen Gasindustrie, Jahresstatistik 2023.

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).....	10
<b>Abbildung 2:</b> Themenfelder und Indikatoren jährlicher Monitoring-Bericht (ausführliche Fassung) .....	12
<b>Abbildung 3:</b> Entwicklung des Endenergieverbrauchs pro Kopf seit 2000 (indexiert).....	14
<b>Abbildung 4:</b> Entwicklung des Stromverbrauchs pro Kopf seit 2000 (indexiert) .....	15
<b>Abbildung 5:</b> Entwicklung Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) seit 2000 (in GWh) .....	16
<b>Abbildung 6:</b> Entwicklung der mittleren Produktionserwartung von Strom aus Wasserkraft (in GWh) seit 2000 sowie Aufschlüsselung nach Kraftwerktyp im Berichtsjahr .....	18
<b>Abbildung 7:</b> Entwicklung des Endenergie- und Stromverbrauchs sowie wichtiger Einflussfaktoren (indexiert).....	20
<b>Abbildung 8:</b> Entwicklung des Endenergieverbrauchs (in TJ) total und nach Sektoren (Verbrauchergruppen) .....	21
<b>Abbildung 9:</b> Anteil erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch (in %) .....	22
<b>Abbildung 10:</b> Entwicklung des (modellierten) Endenergieverbrauchs nach Verwendungszwecken .....	23
<b>Abbildung 11:</b> Elektrizitätsverbrauch von Elektromobilität und Wärmepumpen.....	25
<b>Abbildung 12:</b> Entwicklung der Energie- bzw. Stromintensität als Verhältnis von Endenergie- und Stromverbrauch zum realen BIP (in MJ/Franken).....	26
<b>Abbildung 13:</b> PV-Anlagen im Eigenverbrauch (Quelle: VNB-Umfrage).....	27
<b>Abbildung 14:</b> Übersicht Netzvorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2024) .....	32
<b>Abbildung 15:</b> Kumulierte Dauer der Projektphasen Netzvorhaben auf Netzebene 1 per 15. Oktober 2024 in Jahren .....	33
<b>Abbildung 16:</b> Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km) .....	39
<b>Abbildung 17:</b> Investitionen und Abschreibungen von Sachanlagen im Übertragungsnetz .....	40
<b>Abbildung 18:</b> Investitionen (durchgezogen) und Abschreibungen (gestrichelt) für die Netzebenen 2 bis 7 (in Mio. Fr.).....	41
<b>Abbildung 19:</b> Anteil Smart Meter im Vergleich zu konventionellen Zählern .....	42
<b>Abbildung 20:</b> Entwicklung von Transformatoren mit Spannungsregelung unter Last .....	43
<b>Abbildung 21:</b> Steuer- und Regelsysteme auf der untersten Netzebene (Quelle: VNB-Umfrage) .....	44
<b>Abbildung 22:</b> Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch .....	45
<b>Abbildung 23:</b> Diversifizierung Stromproduktion: Anteile nach Stromproduktionsarten.....	46
<b>Abbildung 24:</b> Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (in %) .....	47
<b>Abbildung 25:</b> Monatliche Erzeugung nach Kraftwerkstyp, Importe und Landesverbrauch im Kalenderjahr 2023 .....	52
<b>Abbildung 26:</b> Importkapazitäten an den Schweizer Grenzen (in GW).....	53
<b>Abbildung 27:</b> Simulierte Netzbelastungswerte im N-1-Fall des Übertragungsnetzes.....	54
<b>Abbildung 28:</b> Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher in Minuten als Ausdruck der Versorgungsqualität (SAIDI).....	55
<b>Abbildung 29:</b> Gasabsatz an Ein- und Zweistoffanlagen (Anteile in %).....	57
<b>Abbildung 30:</b> Gasverbrauch nach Kundengruppen (Quellen: VSG und Provisiogas).....	58
<b>Abbildung 31:</b> Entwicklung Infrastrukturstandard N-1 für verschiedene Nachfragekategorien (Quellen: Swissgas und VSG, Berechnungen BFE).....	59
<b>Abbildung 32:</b> Einfuhr Rohöl und Fertigprodukte nach Transportmitteln (Anteile Importmenge in %) ....	60

<b>Abbildung 33:</b> Rohöl-Einfuhr nach Herkunftsländern (Anteile Importmenge in %) .....	61
<b>Abbildung 34:</b> Einfuhr von Rohöl und Erdölprodukten sowie Total der Erdölimporte .....	62
<b>Abbildung 35:</b> Entwicklung der Endverbraucherausgaben für Energie (in Mrd. Fr., Schätzungen) und wichtiger Einflussfaktoren (indexiert) sowie Aufteilung nach Energieträger .....	65
<b>Abbildung 36:</b> Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand jeweils aktueller Wechselkurse umgerechnet) .....	68
<b>Abbildung 37:</b> Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand jeweils aktueller Wechselkurse umgerechnet) .....	69
<b>Abbildung 38:</b> Entwicklung der Strompreiskomponenten für Haushalte (in Rp./kWh) .....	71
<b>Abbildung 39:</b> Entwicklung der Strompreiskomponenten für Industrie- und Gewerbekunden (in Rp./kWh) .....	72
<b>Abbildung 40:</b> Heizöl Extraleicht – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, Mengen 1501-3000 Liter, in Fr./l) .....	73
<b>Abbildung 41:</b> Benzin und Diesel – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, in Fr./Liter) .....	74
<b>Abbildung 42:</b> Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen pro Kopf (in t CO <sub>2</sub> pro Kopf) .....	76
<b>Abbildung 43:</b> Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO <sub>2</sub> ) .....	77
<b>Abbildung 44:</b> Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen Industrie und Dienstleistungen pro Bruttowertschöpfung (indexiert) .....	78
<b>Abbildung 45:</b> Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen der Personenwagen in Relation zu Fahrzeugbestand und Fahrleistung (indexiert) .....	79
<b>Abbildung 46:</b> Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real) .....	81