Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieeffizienter Verkehr

Bericht vom 11. Juni 2026

Energieetikette für Personenwagen: Umweltkennwerte der Strom- und Treibstoffbereitstellung 2026

Energieetikette für Personenwagen:
Umweltkennwerte 2026 der Strom- und Treibstoffbereitstellung

Datum: 1. Juni 2026

Ort: Bern

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer/in:

treeze Ltd.
Kanzleistrasse 4
CH-8610 Uster
www.treeze.ch

Autor/in:

Rolf Frischknecht, treeze Ltd., frischknecht@treeze.ch

BFE-Bereichsleitung: Thomas Weiss, Fachspezialist Energieeffizienter Verkehr, thomas.weiss@bfe.admin.ch

BFE-Programmleitung: Christoph Schreyer, Leiter Sektion Energieeffizienter Verkehr, christoph.schreyer@bfe.admin.ch

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

treeze Ltd., Kanzleistrasse 4, CH-8610 Uster, www.treeze.ch

Energieetikette für Personenwagen: Umweltkennwerte 2026 der Strom- und Treibstoffbereitstellung

Autor
Rolf Frischknecht

Auftraggeber
Bundesamt für Energie BFE

Uster, 11. Juni 2026

Impressum

Titel	Energieetikette für Personenwagen: Umweltkennwerte 2026 der Strom- und Treibstoffbereitstellung
Autor	Rolf Frischknecht
	treeze Ltd., fair life cycle thinking Kanzleistr. 4, CH-8610 Uster
	www.treeze.ch
	Phone +41 44 940 61 91 info@treeze.ch
Auftraggeber	Bundesamt für Energie BFE
Haftungserklärung	Die hierin enthaltenen Informationen wurden aus Quellen zusammengestellt, die als zuverlässig gelten. Dennoch übernehmen weder der Autor noch seine Organisation keine Haftung für Verluste oder Schäden, die aus der Verwendung dieser Informationen entstehen. Die Verwendung der Informationen erfolgt auf eigene Verantwortung.
Version	786-Aktualisierung-Energieetikette-v2.1.docx, 11. Juni 2026

Abkürzungen

a	Jahr (annum)
BÄ	Benzinäquivalent
CH	Schweiz
CNG	Erdgas (engl. compressed natural gas)
CO_2	Kohlendioxid
CO_2-eq	Kohlendioxid-Äquivalent
EAM	Europäischer Residualmix (engl. European Attribute Mix)
EIA	U.S. Energy Information Administration
EnG	Energiegesetz
ENTSO-E	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (engl. European Network of Transmission System Operators for Electricity)
EnV	Energieverordnung
g	Gramm
GWP	Treibhauspotenzial (engl. global warming potential)
HKN	Herkunftsnachweis
IEA	Internationale Energieagentur
kg	Kilogramm
km	Kilometer
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
kWh	Kilowattstunde
L	Liter
LPG	Flüssiggas (engl. liquefied petroleum gas)
m^3	Kubikmeter
MJ	Megajoule
MJ Öl-eq	Megajoule Öl-Äquivalent
PE	Primärenergie
PE-BÄ	Primärenergie-Benzinäquivalent
PEM	Protonen-Austausch-Membran (engl. proton exchange membrane)
SMR	Methan-Dampfreformierung (engl. steam-methane-reforming)
t	Tonne
tkm	Tonnenkilometer (Einheit für Gütertransporte)
UBP	Umweltbelastungspunkte

Zusammenfassung

Die Energieetikette für Personenwagen dient dazu, die Energieeffizienz und die CO_2-Emissionen von Personenwagen zu deklarieren. Auf der Energieetikette werden die Energieeffizienzkategorie, der Normverbrauch und der CO_2-Ausstoss angegeben. Die Energieeffizienzkategorie wird mit Hilfe der sogenannten Primärenergie-Benzinäquivalente bestimmt. Für die Berechnung der Primärenergie-Benzinäquivalente der Treibstoff- und der Strombereitstellung wird der Energieverbrauch von der Energiequelle (beispielsweise Rohölförderung) über die Veredelung bis zum Tank (Well-to-Tank) berücksichtigt. Die CO_2-Emissionen der Treibstoff- und Strombereitstellung werden mit dem gleichen Ansatz berechnet und müssen in der Preisliste und in Online-Konfiguratoren angegeben werden. Die direkten CO_2-Emissionen, die bei der Verbrennung der Treibstoffe im Fahrzeug entstehen, werden separat angezeigt. Zur Berechnung der Effizienzkategorien werden die Fahrzeuge schliesslich anhand der gesamten Wirkungskette, also von der Energiequelle bis zum Rad (Well-to-Wheel), beurteilt.

In dieser Studie werden die Sachbilanzdaten und die Umweltkennwerte der Bereitstellung der wichtigsten Treibstoffe und des Schweizer Strommix beschrieben. Die berechneten Umweltkennwerte dienen als Grundlage für die Energieetikette für Personenwagen und die Bestimmung der Energieeffizienzkategorien. Für die Berechnung der Umweltkennwerte der Treibstoff- und Strombereitstellung für die Energieetikette wurde der aktuellste und von den Bundesämtern genutzte Ökobilanzdatenbestand der Bundesverwaltung BAFU:2025 verwendet.

Benzin wird als Referenztreibstoff definiert und hat darum ein Primärenergie-Benzinäquivalent von 1.00 L/L. Das Primärenergie-Benzinäquivalent von Diesel ist leicht höher als jenes von Benzin und beträgt 1.10 L/L, dasjenige von Bioethanol (E85) liegt bei 1.70 L/L. Wasserstoff ab Schweizer Tankstelle hat ein Primärenergie-Benzinäquivalent von 6.86 L/kg, das je nach Herstellungsverfahren und eingesetztem Strommix stark variiert. Das an Schweizer Tankstellen angebotene Erdgas hatte im 2025 einen Biogasanteil von 29.6 %. Das Primärenergie-Benzinäquivalent beträgt 1.23 L/kg. Das Primärenergie-Benzinäquivalent der Elektrizität (Schweizer Verbraucherstrommix 2022-2024) beträgt 0.22 L/kWh, dasjenige des Schweizer HKN Lieferantenstrommix 2024 0.16 L/kWh.

Die fossilen Kohlendioxidemissionen der Bereitstellung von Benzin und Diesel betragen 0.42 kg CO_2/L bzw. 0.40 kg CO_2/L. Die Bereitstellung von Erdgas / 29.6 % Biogas und von Wasserstoff ab Schweizer Tankstelle verursacht Kohlendioxidemissionen von 0.63 kg CO_2/kg bzw. 1.43 kg CO_2/kg. Die fossilen Kohlendioxidemissionen der Schweizer Elektrizität (Verbraucherstrommix 2022-2024) ab einer Niederspannungssteckdose betragen 94 g CO_2/kWh, diejenigen des Schweizer HKN Lieferantenstrommix 2024 17.5 g CO_2/kWh.

Résumé

L'étiquette-énergie pour les voitures de tourisme sert à indiquer l'efficacité énergétique et les émissions de CO_2 des voitures de tourisme. L'étiquette-énergie mentionne la catégorie d'efficacité énergétique, la consommation normalisée et les émissions de CO_2. La catégorie d'efficacité énergétique est déterminée à l'aide de ce qu'on appelle les équivalents essence d'énergie primaire. Pour calculer les équivalents essence d'énergie primaire générés par la production de carburant et d'électricité, il est tenu compte de la consommation d'énergie depuis la source d'énergie (par exemple l'extraction du pétrole brut) jusqu'au réservoir (well to tank), en passant par le raffinage. Les émissions de CO_2 liées à la fourniture de carburant et d'électricité sont calculées sur la même base et figurent dans les listes de prix et les configurateurs en ligne. Les émissions de CO_2 directes générées dans le véhicule par la combustion des carburants sont indiquées séparément. Pour déterminer la catégorie d'efficacité énergétique, les véhicules sont évalués sur l'ensemble de la chaîne, soit de la source d'énergie à la roue (well to wheel).

Cette étude decrit les données des inventaires et les indicateurs environnementaux des principaux carburants et du mix d'électricité suisse. Les indicateurs environnementaux calculés servent de base pour l'étiquette-énergie des voitures de tourisme et pour la définition des catégories d'efficacité énergétique. La liste actualisée des données des écobilans de l'administration fédérale BAFU:2025 utilisée par les offices fédéraux a servi de base de calcul pour les indicateurs environnementaux de la production de carburant et d'électricité figurant sur l'étiquette-énergie.

L'essence étant considérée comme carburant de référence, son équivalent essence d'énergie primaire est de 1.00 l/l, celui du bioéthanol (E85) est de 1.70 l/l. L'équivalent essence d'énergie primaire du diesel, légèrement plus élevé que celui de l'essence, est de 1.10 l/l. Parmi les carburants gazeux considérés, l'hydrogène délivré par les stations-service suisses a un équivalent essence d'énergie primaire de 6.86 l/kg, équivalent qui varie fortement en fonction du processus de fabrication et du mix d'électricité utilisé. Le gaz naturel délivré en 2025 aux stations-service suisses contenait 29.6 % de biogaz. Son équivalent essence d'énergie primaire est de 1.23 l/kg. L'équivalent essence d'énergie primaire de l'électricité (mix d'électricité effectivement livrée aux consommateurs 2022-2024) est de 0.22 l/kWh, celui des fournisseurs sur la base des garanties d'origines 2024 est de 0.16 l/kWh.

Les émissions fossiles de dioxyde de carbone de la production d'essence et de diesel s'élèvent à 0.42 kg CO_2/l, respectivement à 0.40 kg CO_2/l. La production de gaz naturel (29.6 % de biogaz) et d'hydrogène délivrés par les stations-service suisses provoque des émissions de dioxyde de carbone de 0.63 kg CO_2/kg, respectivement de 1.43 kg CO_2/kg. Les émissions fossiles de dioxyde de carbone du mix électrique Suisse (mix des consommateurs 2022-2024) à partir d'une prise à basse tension s'élèvent à 94 g CO_2/kWh, celle du mix d'électricité des fournisseurs suisses sur la base des garanties d'origines 2024 s'élèvent à 17.5 g CO_2/kWh.

Sintesi

L'etichettaEnergia per le automobili ha lo scopo di dichiarare l'efficienza energetica e le emissioni di CO_2 delle automobili. Sull'etichetta sono indicatela categoria di efficienza energetica, il consumo normalizzato e le emissioni di CO_2. La categoria di efficienza energetica viene determinata in base al cosiddetto equivalente benzina per l'energia primaria. Per il calcolo dell'equivalente benzina per l'energia primaria relativo alla messa a disposizione del carburante e dell'energia elettrica viene preso in considerazione il consumo di energia dalla fonte (ad esempio l'estrazione del petrolio) alla raffinazione fino al serbatoio (well-to-tank). Le emissioni di CO_2 derivanti dalla messa a disposizione del carburante e dell'energia elettrica sono calcolate con lo stesso fattore e devono esserere indicate nei listini prezzi e nei configuratori online -. Le emissioni di CO_2 dirette derivanti dalla combustione dei carburanti nei veicoli sono indicate separatamente. Per calcolare le categorie di efficienza, i veicoli vengono infine valutati sulla base dell'intera catena energetica, ovvero dalla fonte energetica fino alla ruota (well-to-wheel).

Nel presente studio vengono aggiornati gli indicatori ambientali relativi alla messa a disposizione dei principali carburanti e del mix elettrico svizzero. Gli indicatori rappresentano i dati di base per l'etichettaEnergia per automobili e per la determinazione delle categorie di efficienza energetica. Per il calcolo degli indicatori ambientali per l'etichettaEnergia sono stati utilizzati i più recenti dati dell'ecobilancio dell'amministrazione federale BAFU:2025, a cui fanno capo anche gli Uffici federali.

La benzina è definita come carburante di riferimento ed ha pertanto un equivalente benzina per l'energia primaria pari a 1.00 l/l, mentre quello del bioetanolo (E85) è di 1.70 l/l. L'equivalente per il diesel, che è leggermente superiore rispetto a quello per la benzina, si attesta a 1.10 l/l. Tra i carburanti gassosi considerati, l'idrogeno da stazioni di rifornimento svizzere presenta il minore equivalente benzina per l'energia primaria (6.86 l/kg); tale valore può tuttavia variare notevolmente a seconda del processo di produzione e del mix elettrico impiegato. Nel 2025, il gas naturale distribuito nelle stazioni di servizio svizzere conteneva una percentuale di biogas del 29.6%. L'equivalente benzina per l'energia primaria corrisponde a 1.23 l/kg. L'equivalente benzina per l'energia primaria del mix elettrico (mix di energia elettrica dei consumatori 2022-2024) è pari a 0.22 l/kWh, quello dei fornitori svizzeri 2024 a 0.16 l/kWh.

Le emissioni di biossido di carbonio fossile della produzione di benzina e di diesel sono compresi tra 0.42 kg CO_2/l e 0.40 kg CO_2/l. La messa a disposizione di gas naturale / biogas 29.6 % e di idrogeno da stazioni di rifornimento svizzere genera emissioni di biossido di carbonio pari rispettivamente a 0.63 kg CO_2/kg e a 1.43 kg CO_2/kg. Le emissioni di biossido di carbonio fossile generate dal mix elettrico (mix di energia elettrica dei consumatori 2022-2024) a partire da una presa di corrente a bassa tensione sono pari a 94 g CO_2/kWh, quelle dei fornitori svizzeri 2024 a 17.5 g CO_2/kWh .

Inhalt

1 EINLEITUNG 1

2 INDIKATOREN DER ENERGIEETIKETTE 3
2.1 Well-to-Tank Betrachtung 3
2.2 Messgrössen 3
2.3 Datengrundlage 4

3 TREIBSTOFFBEREITSTELLUNG 5
3.1 Übersicht 5
3.2 Benzin und Diesel 5
3.2.1 Rohölförderung 5
3.2.2 Raffinerie 5
3.2.3 Tankstelle 7
3.3 Erdgas (CNG) / Biogas 8
3.4 Flüssiggas (LPG) 9
3.5 Bioethanol (E85) 9
3.6 Elektrizität: Strommix Produktion und kommerzieller Handel 2022 - 2024 10
3.7 Wasserstoff 12

4 UMWELTKENNWERTE DER ENERGIEETIKETTE FÜR PERSONENWAGEN 14
4.1 Übersicht 14
4.2 Stoffwerte der Treibstoffe 14
4.3 Primärenergie-Benzinäquivalente 15
4.4 Primärenergiebedarf und Kohlendioxidemissionen 17
4.5 Prozessbeiträge 18
4.5.1 Treibstoffe 18
4.5.2 Elektrizität (Verbraucherstrommix 2022-2024) 20
4.6 Vergleich mit dem Vorjahr und Gründe für Veränderungen 23

A ANHANG: HKN-LIEFERANTENSTROMMIX 2024 26
A.1 Modellierung und Zusammensetzung des Strommix 26
A.2 Prozessbeiträge 27

LITERATUR 30

1 Einleitung

Die Energieetikette für Personenwagen ist ein Informationsinstrument, um Personen beim Autokauf über die jeweilige Energieeffizienz des Fahrzeugs und dessen klimawirksame CO_2-Emissionen in Kenntnis zu setzen. Zudem ermöglicht die Energieetikette, auch Personenwagen mit unterschiedlichen Antrieben bezüglich ihrer Energieeffizienz zu vergleichen. Rechtsgrundlagen sind Art. 44 des am 1. Januar 2018 in Kraft getretenen total revidierten Energiegesetzes (EnG; Bundesversammlung der Schweizerischen Eidgenossenschaft 2016) in Verbindung mit Art. 12 sowie Anhang 4.1 der Energieeffizienzverordnung (EnEV; Schweizerischer Bundesrat 2018). Im Anhang 4.1 EnEV sind das Design der Etikette, die Berechnung der Kategoriengrenzen und die periodische Anpassung der Energieeffizienz-Kategorien an den technischen Fortschritt festgelegt. Die Aktualisierung erfolgt jährlich. Die Inkraftsetzung erfolgt auf den 1. Januar des Gültigkeitsjahres. Weitere Details werden in der Verordnung des UVEK über Angaben auf der Energieetikette von neuen Personenwagen (VEE-PLS) geregelt (UVEK 2023).

Das Bundesamt für Energie aktualisiert jährlich die Grundlagendaten für die Energieetikette für Personenwagen. Die Umweltkennwerte der Treibstoff- und Strombereitstellung basieren auf dem Ökobilanzdatenbestand der Bundesverwaltung BAFU:2025 (BAFU 2025). Für die Energieetikette 2026 werden die Indikatoren Primärenergiebedarf, Gesamtumweltbelastung, Treibhausgasemissionen und Kohlendioxid-Emissionen (CO_2) der Treibstoff- und der Strombereitstellung berechnet.

Seit 2020 wurde beim CNG ein Biogasanteil von 20 % berücksichtigt. Dieser Anteil wurde mittels Branchenvereinbarung sichergestellt. Seit 1. Januar 2026 ist die Branchenvereinbarung aufgelöst und somit der festgeschriebene Biogasanteil von 20 % aus der Energieeffizienzverordnung (EnEV) gestrichen. Die Unternehmen sind frei, die Höhe ihres Biogasanteils in der Gasmobilität entsprechend ihrer Unternehmensstrategie zu bestimmen. Im vorliegenden Bericht wird deshalb der Biogasanteil gemäss VSG-Statistik für das Jahr 2025 verwendet.

In dieser Studie werden die aktualisierten Sachbilanzdaten und die Umweltkennwerte der Bereitstellung der wichtigsten Treibstoffe und des Schweizer Strommix beschrieben und diskutiert. Für die Aktualisierung der Umweltkennwerte für die Energieetikette für Personenwagen wurden diese Sachbilanzen in den Ökobilanzdatenbestand der Bundesverwaltung BAFU:2025 eingebettet. Den Sachbilanzen von schweizerischen und europäischen Raffinerieprodukten liegen die Daten zum aktuellen Herkunftsmix des verarbeiteten Rohöls zugrunde. Für die Benzin- und Dieselbereitstellung in der Schweiz wurden der Anteil der importierten Treibstoffe sowie deren Herkunft und Transportdistanzen neu ermittelt. Ebenso wurden die Sachbilanzen des Schweizer Verbraucherstrommix (als Durchschnitt dreier Jahre), des Lieferantenstrommix basierend auf Herkunftsnachweisen und des an öffentlichen Schweizer Tankstellen verkauften Wasserstoffs (Marktmix Wasserstoff, Herkunft der in Elektrolyseanlagen eingesetzten Elektrizität) aktualisiert. Die im Rahmen dieses Projektes verwendeten Sachbilanzen der För-

derung von Rohöl und Erdgas und die des Ferntransports von Erdgas wurden 2025 publiziert (Bussa et al. 2025; Meili et al. 2025a, b), die des Ferntransports und der Raffinierung von Rohöl sowie der Bereitstellung von Raffinerieprodukten (Benzin, Diesel etc.) 2018 (Jungbluth et al. 2018; Jungbluth & Meili 2018; Meili et al. 2018a; Meili et al. 2018b).

2 Indikatoren der Energieetikette

2.1 Well-to-Tank Betrachtung

Die Umweltbilanz der Treibstoff- und Strombereitstellung folgt einer Well-to-Tank Betrachtung (vom Bohrloch bis zum Tank) und umfasst die folgenden Prozesse:

- die Förderung bzw. Gewinnung der Primärenergieträger (Rohöl, Erdgas, Steinkohle, Uran, Holz für Bioethanol- oder Stromproduktion) sowie die Produktion von Biogas;
- alle Prozesse zur Veredelung und Konditionierung der Brennstoffe (raffinieren, destillieren, reinigen, anreichern, aufbereiten etc.);
- jegliche Transportaufwendungen mit Pipelines, Schiffen, Lastwagen oder der Bahn bis zu den Tankstellen (Treibstoffe) bzw. über Netze zu den Niederspannungs-Kunden (Strom) inklusive allfälliger Verluste;
- Bau, Betrieb sowie Rückbau und Entsorgung der Infrastrukturanlagen wie Offshore-Förderplattformen, Pipelines, Raffinerien, Kraftwerke, Überlandleitungen und Tankstellen.

Die Umweltauswirkungen der Nutzung der Treibstoffe zum Betrieb von Personenwagen werden in dieser Analyse nicht berücksichtigt. Die CO_2-Emissionen der Verbrennung der Treibstoffe in Personenwagen werden in der Energieetikette separat ausgewiesen. Sie sind deshalb in den Bilanzen der Treibstoffbereitstellung nicht enthalten.

Der **gesamte Primärenergiebedarf** der Treibstoffe und des Strommix wird für die Energieeffizienzkategorien verwendet. Dieser Indikator wird als Summe der Energieinhalte der für die Treibstoff- und Strombereitstellung geförderten beziehungsweise geernteten Energieressourcen (Rohöl, Erdgas, Uran, geerntetes Holz, Wasserkraft) berechnet und in der Einheit Megajoule (MJ) angegeben.

In den Preislisten und Onlinekonfiguratoren müssen zusätzlich Angaben gemacht werden zu den **fossilen Kohlendioxidemissionen (CO_2)**, die bei der Bereitstellung der Treibstoffe und von Strom verursacht werden. Die CO_2-Emissionen werden in der Einheit Kilogramm (kg) oder Gramm (g) angegeben.

2.2 Messgrössen

Der Zweck der Energieetikette für Personenwagen ist der Vergleich verschiedener Modelle und Antriebssysteme bezüglich ihres Primärenergiebedarfs beziehungsweise ihrer CO_2-Emissionen. Der Treibstoffverbrauch von Fahrzeugen kann als Volumen (Liter), als Masse (Kilogramm) oder als Energieinhalt (Megajoule oder Kilowattstunde) angegeben werden.

Als Basis für den Vergleich verschiedener Treibstoffe wird häufig die Energiedichte betrachtet, die den Energieinhalt eines Treibstoffs pro Volumen angibt.[1] Die Einheit der **Benzinäquivalente (BÄ)** setzt die Energiedichten von Treibstoffen in Bezug zur Energiedichte von Benzin. Beispielsweise hat ein Treibstoff mit einem Benzinäquivalent von 0.5 eine halb so hohe Energiedichte im Vergleich zu Benzin. Der Tank eines Fahrzeugs mit diesem Treibstoff müsste bei gleichem Wirkungsgrad also doppelt so gross sein wie jener eines Benzinautos, um dieselbe Reichweite zu erzielen.

Analog zu den Benzinäquivalenten können **Primärenergie-Benzinäquivalente (PE-BÄ)** für die verschiedenen Treibstoffe berechnet werden. Anstelle der Energiedichte wird dabei die gesamte Primärenergie pro Volumen der Treibstoffe angegeben, wobei Benzin wiederum als Referenz dient.

Der **Primärenergiefaktor** wird als Verhältnis des gesamten Primärenergiebedarfs eines Treibstoffs zu seinem unteren Heizwert definiert und in der Einheit MJ Öl-eq/MJ angegeben. Je näher der Primärenergiefaktor eines Treibstoffs bei 1.0 liegt, desto weniger Primärenergie wurde zusätzlich zu seinem Energieinhalt für die Bereitstellung aufgewendet (siehe Kapitel 4).

2.3 Datengrundlage

Eine zentrale Datengrundlage zur Berechnung der Umweltkennwerte der Treibstoff- und Strombereitstellung ist der aktuellste, von den Bundesämtern verwendete Ökobilanzdatenbestand der Bundesverwaltung BAFU:2025 (BAFU 2025). Die Modellierung erfolgt gemäss den Bilanzierungsregeln der KBOB et al. (2024), die auf den Bilanzierungsregeln der ecoinvent Datenbestände v1&v2 basieren.[2] Weitere, Treibstoff- beziehungsweise Strom-spezifische Datengrundlagen sind in den Unterkapiteln des Kapitels 3 beschrieben.

[1] Das Volumen von flüssigen Treibstoffen (Benzin, Diesel, Flüssiggas (LPG), E-85) wird dabei in der Einheit Liter angegeben, während für gasförmige Treibstoffe (Erdgas (CNG), Wasserstoff) die Einheit Kilogramm verwendet wird. Für Strom kann keine Energiedichte berechnet werden. In der Energieetikette wird eine Energiedichte von 1 kWh/kWh zur Berechnung der Benzinäquivalente von Strom verwendet.

[2] Eine Ausnahme wird bei Wasserstoff gemacht: Der „mass balance“ Ansatz wird erlaubt für diejenigen Mengen Wasserstoff, die bei Anlagenausfall von Drittfirmen bezogen werden.

3 Treibstoffbereitstellung

3.1 Übersicht

Dieses Kapitel enthält wesentliche Informationen zu den Ökobilanzen der Bereitstellung der Treibstoffe Benzin und Diesel, komprimiertes Erdgas, Flüssiggas, Bioethanol, der Bereitstellung von Elektrizität und von Wasserstoff. Die Ökobilanzen von Benzin, Diesel, Erdgas und Strom sind in letzter Zeit aktualisiert worden. Deshalb ist deren Beschrieb ausführlicher als derjenige der übrigen Treibstoffe. Die 2025 publizierten Sachbilanzdaten zur Förderung und zum Ferntransport von Erdöl ebenso diejenigen zur Förderung von Erdgas sind berücksichtigt.

3.2 Benzin und Diesel

3.2.1 Rohölförderung

Das in der Schweizer Raffinerie in Cressier im Jahr 2025 verarbeitete Rohöl wurde aus den USA, Nigeria, Nordafrika (Algerien und Libyen) sowie Kasachstan und Aserbaidschan importiert (siehe Tab. 3.1). Das in europäischen Raffinerien verarbeitete Rohöl stammt aus deutlich mehr Ländern und Regionen (siehe Tab. 3.2). Die Sachbilanzen der Rohölförderung in bedeutenden Förderländern und –Regionen und des Ferntransports wurden aktualisiert (Meili et al. 2025a, b). Diese Sachbilanzen sind im Ökobilanzdatenbestand der Bundesverwaltung BAFU:2025 enthalten.

3.2.2 Raffinerie

Die an Schweizer Tankstellen angebotenen Treibstoffe Benzin und Diesel werden in der Schweizer Raffinerie in Cressier produziert oder aus Europa importiert. Der Herkunftsmix von Rohöl, das in der Raffinerie in der Schweiz beziehungsweise in Raffinerien Europas verarbeitet wird, wurde auf Basis von aktuellen Statistiken von Avenergy Suisse (2026), dem Bundesamt für Zoll und Grenzsicherheit (BAZG)[3] und der Internationalen Energieagentur (IEA 2025) bestimmt.

Das in der Schweizer Raffinerie im Jahr 2025 verarbeitete Rohöl stammte aus den USA (50.5 %), Nigeria (36.4 %), Kasachstan (5.0 %), Libyen (2.7 %), Algerien (2.7 %), Aserbaidschan (1.5 %) und Israel (1.3 %, mit Saudi-Arabien angenähert). Die Importmengen von Rohöl aus den einzelnen Förderregionen sowie die Transportdistanzen sind in Tab. 3.1 aufgelistet. Die Informationen zu den Distanzen für die Ferntransporte von Rohöl aus verschiedenen Förderregionen stammen aus Meili et al. (2021).

[3] https://www.gate.ezv.admin.ch/swissimpex/, Zugriff am 3. Februar 2026

Das in den USA beziehungsweise Nigeria geförderte Rohöl wird in Pipelines über eine Distanz von 1'140 km beziehungsweise 160 km zur Küste befördert und anschliessend auf einen Öltanker umgeladen. Dieser transportiert das Rohöl nach Marseille. Rohöl aus Kasachstan wird über eine Pipeline zum Schwarzen Meer (Noworossijsk) geleitet und anschliessend mit Öltankern zum Mittelmeer transportiert. Für Nordafrika wird angenommen, dass das Rohöl über eine 120 km lange Pipeline zur Küste transportiert wird. Von dort wird es von einem Öltanker nach Fos-sur-Mer bei Marseille gebracht. Das in Marseille gelöschte Rohöl wird via onshore-Pipeline über eine Distanz von 600 km zur Raffinerie in der Schweiz geleitet (Meili et al. 2021).

Tab. 3.1 Herkunftsmix 2025 und Transportdistanzen von Rohöl, das in der Schweizer Raffinerie in Cressier verarbeitet wurde (Bundesamt für Zoll und Grenzsicherheit (BAZG)[3]; Meili et al. 2021; eigene Berechnungen).
*: Für das aus Israel stammende Rohöl (35'801 Tonnen) wird in der Ökobilanz die Sachbilanz der Erdölförderung von Saudi-Arabien verwendet.

Rohöl Schweiz	Herkunftsmix		Pipeline	Tanker
	kt	%	km	km
Algerien	75’941	2.7%	700	800
Libyen	77’953	2.7%	720	1’900
Nigeria	1’036’031	36.4%	940	7’100
Saudi-Arabien *	35’801	1.3%	440	12’000
USA	1’438’237	50.5%	1’740	10’100
Kasachstan	141’060	5.0%	4’020	3’400
Aserbaidschan	41’610	1.5%	2’600	3’000
Total	**2’846’633**	**100.0%**	**1’502**	**8’124**

Die Herkunft des Rohöls, das in europäischen Raffinerien verarbeitet wurde, unterscheidet sich deutlich vom Schweizer Rohölmix (siehe Tab. 3.2). Die Herkunftsländer und -regionen sind die USA (17.0 %), Norwegen (14.1 %), Nigeria und weitere Länder des südlichen Afrika (10.2 %), Kasachstan (9.8 %), Mexiko (9.5 %), Libyen 7.6 %, Saudi-Arabien (7.2 %), Irak (6.8 %), Grossbritannien (6.2 %), Russland (4.8 %), Aserbaidschan (3.2 %) und Algerien (2.9 %, IEA 2025). Die Transportdistanzen für Pipelines und Öltanker basieren weitgehend auf Angaben aus Meili et al. (2021, 2025a).

Tab. 3.2 Herkunftsmix 2024 und Transportdistanzen von Rohöl, das in europäischen Raffinerien verarbeitet wird (IEA 2025; Meili et al. 2021, 2025a; eigene Berechnungen).

Rohöl Europa	Herkunftsmix		Pipeline	Tanker
	kt	%	km	km
Algerien	16'339	2.9%	200	3'300
Libyen	42'237	7.6%	220	5'100
Nigeria / südliches Afrika	57'296	10.2%	440	7'800
Saudi-Arabien	40'467	7.2%	1'420	12'000
Irak	37'981	6.8%	1'070	2'900
USA	94'841	17.0%	1'240	9'700
Mexiko	52'909	9.5%	540	10'000
Norwegen	78'908	14.1%	400	1'100
Grossbritannien / Europa	34'824	6.2%	300	500
Russland	26'681	4.8%	3'800	0
Kasachstan	54'848	9.8%	4'720	0
Aserbaidschan	18'075	3.2%	2'100	6'300
Übrige Förderregionen	3'613	0.6%	1'292	5'329
Total	**559'019**	**100.0%**	**1'292**	**5'329**

Die Sachbilanzen für die Herstellung von Erdölprodukten in der Schweizer Raffinerie und in europäischen Raffinerien wurden von Jungbluth et al. (2018) aktualisiert und sind im Ökobilanzdatenbestand der Bundesverwaltung BAFU:2025 enthalten. Der Rohölbedarf der Raffinerien für die verschiedenen Produkte wird auf Basis ihrer Heizwerte alloziert.

3.2.3 Tankstelle

Die Anteile der europäischen und schweizerischen Raffinerien am in der Schweiz angebotenen Benzin und Diesel wurden basierend auf Statistiken von Avenergy Suisse (2026) aktualisiert. Im Jahr 2025 wurden 33.1 % des Benzins und 39,4 % des Diesels in der Schweizer Raffinerie produziert (Tab. 3.3).

Tab. 3.3 Herkunftsmix von Benzin und Diesel an Schweizer Tankstellen im Jahr 2025 (Avenergy Suisse 2026).

Herkunftsmix	Benzin		Diesel	
	kt	%	kt	%
Schweiz	666	33.1%	1'415	39.4%
Europa	1'346	66.9%	2'176	60.6%
Total	**2'012**	**100.0%**	**3'591**	**100.0%**

Zusätzlich zum Importanteil wurden die Transportdistanzen für den Import von Benzin und Diesel in die Schweiz mit verschiedenen Verkehrsträgern neu ermittelt. Die Herkunftsstatistik und die Verkehrsträgerstatistik von Avenergy Suisse dienten als Grundlage für diese Berechnungen (Avenergy Suisse 2026). Die beiden wichtigsten Herkunftsländer für den Import von Benzin in die Schweiz sind Deutschland (82.0 %) und Italien (7.6 %). Der importierte Diesel wird hauptsächlich in Deutschland (65.1 %), in Belgien und

Luxemburg (10.8 %) sowie in den Niederlanden (10.2 %) produziert. Die Verkehrsträgerstatistik erfasst für die einzelnen Herkunftsländer die Transportmittel beim Grenzübertritt in die Schweiz. Ein Grossteil der Produkte, vor allem aus Deutschen Raffinerien, wird mit der Bahn in die Schweiz transportiert. Auch die Importtransporte von Benzin und Diesel per Lastwagen (Italien), Binnenschiff (Niederlande, Belgien, Luxemburg) und Pipeline (Frankreich) sind von Bedeutung. Für jedes Herkunftsland wurden die grössten Raffinerien identifiziert und die Transportdistanzen in die Schweiz mithilfe von Google Maps berechnet. Der Herkunftsmix für Benzin und Diesel wurde mit den Daten zu den Verkehrsträgern beim Import in die Schweiz kombiniert, um die mittlere Transportdistanz für jeden Verkehrsträger zu ermitteln (siehe Tab. 3.4). Für die Regionalverteilung der Produkte in der Schweiz wurde in Übereinstimmung mit Jungbluth und Meili (2018) eine durchschnittliche Transportdistanz von 50 km per Lastwagen und 30 km per Bahn angenommen.

Tab. 3.4 Transportdistanzen und Verkehrsträger für den Import von Benzin und Diesel von europäischen Raffinerien bis zu Tankstellen in der Schweiz im Jahr 2025; basierend auf Avenergy Suisse (2026) und eigenen Berechnungen.

Transportdistanzen	Benzin	Diesel
	km	km
Bahn	203	155
Lastwagen	53	32
Binnenschiff	181	254
Flugzeug	0	0
Pipeline	0	53
Hochseetanker	0	412
Regionalverteilung Bahn	30	30
Regionalverteilung Lastwagen	50	50
Total	**517**	**986**

3.3 Erdgas (CNG) / Biogas

Die Ökobilanz der Bereitstellung von in der Schweiz getanktem Erdgas beinhaltet die Erdgasförderung, den Ferntransport über Pipeline und Flüssiggastanker, die Feinverteilung in der Schweiz, sowie das Komprimieren und Betanken an Tankstellen. Die aktuellsten Ökobilanzdaten der Erdgasbereitstellung beschreiben die Produktions- und Versorgungssituation des Jahres 2023 und sind in Bussa et al. (2025) dokumentiert.

Das in der Schweiz genutzte Erdgas wurde 2023 gemäss Bussa et al. (2025) zu über 85 % aus Frankreich sowie aus Italien, Deutschland und den Niederlanden importiert und stammt aus Norwegen (31 %), den USA (24 %), Russland (12 %), Algerien (11 %), den Niederlanden (7.0 %), Qatar (5 %), Deutschland (1 %) und weiteren Ländern (9 %). Etwas mehr als 50 % der Erdgaslieferungen für den Schweizer Konsum erfolgen mit Flüssiggas-Tankern (Bussa et al. 2025). Dieser Anteil hat in den letzten Jahren stark zugenommen und lag bisher bei 13 % (Bussa et al. 2021). In der Schweiz werden gut 0.5 % des Erdgases für die Kompression im Hoch- und Niederdrucknetz benötigt und

weitere rund 0.35 % gehen im Hoch- und Niederdrucknetz infolge Leckagen verloren. Die Methanverluste beim Betanken sind demgegenüber vernachlässigbar.

Das an Schweizer Tankstellen angebotene Erdgas enthielt im Jahr 2025 einen Anteil von 29.6 Gew.-% Biogas[4]. Das aufbereitete Biogas wird zu 61.0 % aus Klärschlamm gewonnen, zu 37.4 % aus Grüngut und zu 1.6 % aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen (Kägi et al. 2021). Da Biogas aus Abfallprodukten entsteht, werden der Energieinhalt und ein Teil der Umweltbelastungen den behandelten Abfällen zugeordnet. Biogas hat deshalb einen Primärenergieinhalt von 0 MJ. Die Aufwendungen für die Aufbereitung und Verteilung von Biogas werden in der Ökobilanz jedoch berücksichtigt. Dazu gehören der Bau der Biogasanlage und der Pipeline, die Bereitstellung von Strom, Erdgas und Hilfsstoffen für die Aufbereitung sowie die bei der Aufbereitung und durch Leckagen auftretenden Schadstoffemissionen. Die Biogasaufbereitung zu Biomethan erfolgt durch Druckwechseladsorption (PSA), Aminwäsche oder mittels Membrantechnologie. Basierend auf der Jahresproduktion der Aufbereitungsanlagen, welche im Jahr 2020 Biomethan ins Erdgasnetz eingespeist haben, ergibt sich ein Technologiemix mit 15.7 % Druckwechseladsorption, 57.8 % Aminwäsche und 26.5 % Membrantechnologie (Kägi et al. 2021).

3.4 Flüssiggas (LPG)

Flüssiggas (oder englisch „Liquefied Petroleum Gas“, LPG) wird in Erdölraffinerien hergestellt. Es besteht aus einem Gemisch von Propan und Butan. Die Ökobilanz der Bereitstellung von in der Schweiz getanktem Flüssiggas umfasst analog zu jener von Benzin und Diesel die Erdölförderung, den Ferntransport von Rohöl zu den Raffinerien sowie die Feinverteilung des Produkts an die Tankstellen und das Betanken (siehe Unterkapitel 3.2 und Hischier et al. 2010). Die aktualisierten Sachbilanzen der Förderung, des Transports und der Raffinierung von Rohöl (Meili et al. 2018b, 2018a; Jungbluth et al. 2018) sind im Ökobilanzdatenbestand der Bundesverwaltung BAFU:2025 enthalten (siehe Unterkapitel 3.2). Im Jahr 2025 wurden 44.6 % des in der Schweiz abgesetzten Flüssiggases in der Schweiz hergestellt, der Rest wurde aus Europa importiert (Avenergy Suisse 2026).

3.5 Bioethanol (E85)

Bioethanol besteht zu 85 Vol.-% aus Ethanol und zu 15 Vol.-% aus Benzin. Das Ethanol kann aus verschiedenen Rohstoffen hergestellt werden. Das in der Ökobilanz abgebildete Ethanol wird in Schweden aus Holz hergestellt. Für eine Tonne Ethanol (95 %, in Wasser) werden rund 9 m^3 Holzschnitzel benötigt. Die Bereitstellung von Bioethanol umfasst die Holzbewirtschaftung sowie die Ethanolherstellung in Schweden, den Transport per Bahn in die Schweiz, die Feinverteilung in der Schweiz per Lastwagen und das Betanken an

[4] Persönliche Mitteilung Daniel Schaller, Bundesamt für Energie, 11. Juni 2026

der Tankstelle. Die Sachbilanzen sind in Jungbluth et al. (2007) dokumentiert. Die Sachbilanzen der Holzproduktion wurden von Werner (2017) aktualisiert. Die Bereitstellung des beigemischten Benzins ist in Unterkapitel 3.2 beschrieben.

3.6 Elektrizität: Strommix Produktion und kommerzieller Handel 2022 - 2024

Die Ökobilanz der Schweizer Strombereitstellung umfasst Bau, Betrieb, Rückbau und Entsorgung der Kraftwerke inklusive der Materialherstellung. Auch die Bereitstellung und Entsorgung der Brennstoffe inklusive Gewinnung und Abbau sowie des Transports zu den Kraftwerken werden mit einbezogen. Der Bau der Stromnetzinfrastruktur sowie die bei der Übertragung und Verteilung auftretenden Stromverluste werden bis zur Niederspannungssteckdose berücksichtigt.

In der Energieetikette für Personenwagen liegt für die Strombereitstellung der Schweizer Verbraucherstrommix zu Grunde. Dieser Strommix repräsentiert den an Schweizer Endkund/-innen gelieferten Strom. Er entspricht dem Standard-Strommix Schweiz, der gemäss Bilanzierungsregeln der KBOB et al. (2024) in Ökobilanzen einzusetzen ist, wenn das spezifische Stromprodukt nicht bekannt ist oder ein Durchschnitts-Strommix verwendet werden soll.

Seit 2024 wird der der Energieetikette zugrunde gelegte Verbraucherstrommix der Schweiz als Durchschnitt dreier Jahre (hier 2022 bis 2024) modelliert um die meteorologisch und handelsseitig bedingten jährlichen Schwankungen der Inlandsproduktion und des Im- und Exports zu glätten. Er wurde basierend auf der Inlandproduktion und dem kommerziellen Handel ermittelt (siehe auch Frischknecht et al. 2020; Krebs & Frischknecht 2020).

Da der wichtige Handelspartner Deutschland die Stundenwerte der Handelsmengen mit der Schweiz nur noch «genettet» rapportiert, werden neu die in der Aussenhandelsstatistik[5] publizierten Monatswerte der Importe und Exporte verwendet, und zwar für den Stromhandel mit allen Nachbarländern. Für jeden Monat wurde die im Inland produzierte und den inländischen Verbrauchern zur Verfügung stehende Strommenge ermittelt, indem das Exportvolumen vom Produktionsvolumen abgezogen wurde. Dieser Strommenge wurde der Schweizer Produktionsmix des entsprechenden Monats zugeordnet. Die kommerziellen Importe aus den Nachbarländern Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich wurden mit den jeweiligen nationalen monatlichen Produktionsmixen modelliert und zum Volumen der in der Schweiz verbleibenden Inlandproduktion dazugezählt.

Die Daten zur monatlichen Stromproduktion mit Fluss- und Speicherkraftwerken der Schweiz stammen vom Bundesamt für Energie[6], da die auf der Transparency Platform

[5] https://www.swissimpex.admin.ch/dashboard (Zugriff im Januar 2026)

[6] https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html/ (Zugriff im Januar 2026)

publizierten Stundenwerte bei weitem nicht das gesamte Produktionsvolumen repräsentieren. Die verwendeten Daten zum Stromverbrauch der Schweiz 2022 bis 2024 (Viertelstundenwerte in den Files «Energieübersicht 2022, 2023 und 2024») wurden von Swissgrid publiziert[7] und auf Monatswerte aggregiert.

Die Daten zur Stromproduktion und zum Verbrauch der Pumpspeicherpumpen stammen von der ENTSO-E transparency platform[8]. Da in den ENTSO-E Daten nur die Stundenwerte der Produktion, nicht aber des Verbrauchs der Pumpspeicherpumpen der Schweiz enthalten sind, wurde der Verbrauch mit einer Modellannahme bestimmt. Der Stromverbrauch und -mix für die Pumpspeicherkraftwerke wurde berechnet, indem die stündliche Produktion der Pumpspeicherkraftwerke mit dem Faktor 1.25 multipliziert und mit den Technologieanteilen der Stromproduktion von jeweils 12 Stunden vorher abgebildet wurde. Diese Stundenwerte wie auch die Stundenwerte der zugehörigen Stromproduktion wurden auf Monatswerte aggregiert.

Der so erhaltene Verbraucherstrommix repräsentiert annähernd den Technologiemix der Produktion der Strommengen, die von Schweizer Stromversorgungsunternehmen und von Unternehmen mit Zugang zum liberalisierten Strommarkt im Durchschnitt der Jahre 2022-2024 eingekauft und an die Endkund/-innen in der Schweiz geliefert wurde.

Die Technologieanteile des Verbraucher-Strommix 2022-2024 unterscheiden sich deutlich von denjenigen des Schweizer Lieferantenstrommix basierend auf Herkunftsnachweisen (HKN) des Jahres 2024 (siehe Anhang A): Die Anteile Kernenergie und fossile Kraftwerke sind mit 37.0 % beziehungsweise 9.1 % deutlich höher (und zwar um 17.8 %-Punkte beziehungsweise 8.6 %-Punkte), der Wasserkraftanteil mit 32.8 % um 33.8 %-Punkte tiefer (siehe Tab. 3.5 und Tab. A.1) als im Mix 2024 der an die Schweizer Endkund/-innen gelieferten HKN-Stromqualitäten.

[7] https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/grid-data/generation.html (Zugriff im Januar 2026)

[8] https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show (Zugriff im Januar 2026). Produktion: actual generation per production type, 1.1.-31.12.2024; Handel: scheduled commercial exchanges.

Tab. 3.5 Verbraucherstrommix Schweiz 2022 bis 2024 basierend auf den Monatswerten von Produktion und kommerziellem Handel (zusammenfassende Darstellung)

Technologie	Anteile	davon Inland
Braunkohle	2.0%	0.0%
Steinkohle	1.2%	0.0%
Erdgas	5.2%	0.0%
übrige Fossile	0.7%	0.3%
Kernenergie	37.0%	15.7%
Pumpspeicherkraftwerke	3.6%	2.5%
Biomasse	2.5%	1.1%
Wasserkraft	32.8%	25.1%
Windkraft	7.6%	0.1%
Photovoltaik	6.3%	3.3%
Abfall	1.2%	0.8%
Total	**100.0%**	**48.9%**

In Anhang A wird der Schweizer Lieferanten-Strommix 2024 basierend auf Herkunftsnachweisen beschrieben und dessen Umweltauswirkungen quantifiziert.

3.7 Wasserstoff

Die Ökobilanz der Bereitstellung von Wasserstoff beinhaltet die Wasserstoff-Herstellung im In- und Ausland, den Transport des produzierten Wasserstoffs (Auslieferung) sowie das Komprimieren und Betanken des Wasserstoffs an Tankstellen. Die Sachbilanzen für die Bereitstellung von Wasserstoff an Schweizer Tankstellen sind in Tschümperlin & Frischknecht (2017) dokumentiert.

Für die Herstellung von Wasserstoff als Treibstoff kommen drei Verfahren zum Einsatz: die Wasserelektrolyse, die Methan-Dampfreformierung und die Chlor-Alkali-Elektrolyse. Bei der Wasserelektrolyse wird Wasser mit Hilfe von Strom in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Für die Wasserelektrolyse können verschiedene Arten von Elektrolyseuren, wie zum Beispiel der Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyseur (PEM-Elektrolyseur), welcher deionisiertes Wasser benötigt, oder ein alkalischer Elektrolyseur, welcher Kalilauge als Elektrolyt benötigt, verwendet werden. Wegen des hohen Stromverbrauchs (64.5 kWh pro kg Wasserstoff, Tschümperlin & Frischknecht 2017) ist der für die Wasserelektrolyse eingesetzte Strommix von hoher Bedeutung für die Umweltauswirkungen des produzierten Wasserstoffs. Für das Wasserelektrolyse-Verfahren wurden verschiedene Strommixe zur zentralen und dezentralen Herstellung von Wasserstoff analysiert. Strom ab der Klemme eines Wasserkraftwerks kann zur zentralen Herstellung von Wasserstoff eingesetzt werden (Produktion auf dem Gelände des Wasserkraftwerks).

Bei der Methan-Dampfreformierung werden Erdgas, welches primär aus Methan besteht, und Wasserdampf in Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid umgewandelt. Die Sachbilanz

dazu wurde weitgehend von Simons und Bauer (2011) übernommen. Der Umwandlungswirkungsgrad bezogen auf den oberen Heizwert beträgt 79.2 %. Das entstehende Kohlendioxid wird nicht weiterverwendet und emittiert. Bei der Chloralkali Elektrolyse entsteht Wasserstoff als Koppelprodukt neben Chlorgas und Natronlauge. Die verwendeten Daten stammen aus dem Ende der neunziger Jahre (Althaus et al. 2007).

Zentral hergestellter Wasserstoff wird mit 32 Tonnen schweren Lastwagen (Trailern), die maximal 350 kg Wasserstoff transportieren können, über eine Distanz von durchschnittlich 80 km zu den Tankstellen transportiert[9]. In den Tankstellen wird Wasserstoff mit Hilfe von Strom auf 880 bar komprimiert. Ein Druck von 880 bar wird benötigt, um einen Druck von 700 bar bei 15 °C im voll befüllten Fahrzeugtank eines Personenwagens in jedem Fall zu gewährleisten (Bünger et al. 2014).

In der Schweiz waren per Ende 2025 gemäss Bundesamt für Strassen ASTRA 207 Brennstoffzellenautos zugelassen.[10] Im Jahr 2025 wurden schätzungsweise 320 Tonnen Wasserstoff an die Wasserstoff-Tankstellen geliefert (Gesamtmenge für Lkw und Pkw)[9]. Die Tankstellen befinden sich in Bern, Chur, Crissier, Dietikon, Frenkendorf, Geuensee, Gossau, Grauholz, Hunzenschwil, Müntschemier, Pratteln, Puidoux, Rothenburg, Rümlang, Schötz, St. Gallen, Uetendorf und Zofingen.

Der an den Tankstellen verkaufte Wasserstoff wird von Hydrospider geliefert und zum grossen Teil auch produziert. Gemäss Aussagen von Hydrospider wird der Wasserstoff entweder in der betriebseigenen 2-MW-Elektrolyseanlage beim Alpiq Laufwasserkraftwerk in Gösgen hergestellt oder von Dritten bezogen. Der von Dritten bezogene Wasserstoff wurde einerseits in der Schweiz hergestellt mit Elektrizität und Herkunftsnachweisen (HKN) aus «Laufwasserkraft Schweiz» (Wasserstoff-Produktion Ostschweiz AG, Kubel, St. Gallen). Anderseits wurde rund 10 % des an den Schweizer Tankstellen abgesetzten Wasserstoffs aus Backup-Quellen bezogen und importiert, insbesondere bei Ausfall der eigenen Produktionsanlagen. Diese Mengen wurden mittels Elektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energien, Chlor-Alkali-Elektrolyse beziehungsweise Methanreformierung hergestellt.[9] Für mehr als zwei Drittel der importierten Mengen lagen Herkunfts- beziehungsweise Produktionsnachweise vor.

Die Treibhausgasemissionen der Herstellung von Wasserstoff mittels Methanreformierung sowie der Transporte wurden mit Emissionszertifikaten von myClimate kompensiert. Diese Kompensation wird in Übereinstimmung der einschlägigen internationalen, Europäischen und Schweizer Normen in der Ökobilanz nicht angerechnet.

Die Details zum Herkunftsmix des an Schweizer Tankstellen abgesetzten Wasserstoffs sind vertraulich und werden hier deshalb nicht publiziert.

---

[9] Persönliche Mitteilungen Corey Houle, Hydrospider AG, 10.04.2026 und 01.-05.06.2026

[10] IVZ/ASTRA-Datenbank: www.ivz-opendata.ch/opendata/, abgerufen von Daniel Schaller, BFE, am 15.04.2026.

4 Umweltkennwerte der Energieetikette für Personenwagen

4.1 Übersicht

In diesem Kapitel werden zunächst die verwendeten Stoffwerte (Heizwert, Dichte) der untersuchten Treibstoffe beschrieben (Unterkapitel 4.2). Danach werden die auf Basis der Ökobilanzen resultierenden Primärenergie-Benzinäquivalente (Unterkapitel 4.3) sowie Primärenergiebedarf und CO_2-Emissionen (Unterkapitel 4.4) diskutiert. In Unterkapitel 4.5 werden die Beiträge der einzelnen Verarbeitungsschritte zu den gesamten CO_2-Emissionen und zum Primärenergiebedarf beschrieben. Abschliessend werden in Unterkapitel 4.6 die Primärenergie-Benzinäquivalente und die Kohlendioxidemissionen der Treibstoff- und Strombereitstellung zusammengefasst und die wichtigsten Gründe für Veränderungen gegenüber dem Vorjahr beschrieben.

4.2 Stoffwerte der Treibstoffe

Die Dichte und der Heizwert der in der Energieetikette berücksichtigten Treibstoffe basieren mit Ausnahme von CNG, CNG / 29.6 % Biogas und Wasserstoff auf den Werten, die für das schweizerische Treibhausgasinventar verwendet werden (BAFU 2024). Die Stoffwerte der untersuchten Treibstoffe sind im linken Teil der Tab. 4.1 aufgelistet. Die Dichte und der Heizwert von Wasserstoff sind nicht in den Stoffwerten von BAFU (2024) enthalten und basieren auf den im Thermodynamik-Standardwerk Baehr (1989) publizierten Stoffwerten. Bei CNG und CNG / 29.6 % Biogas werden sowohl die Stoffwerte, die den Sachbilanzen der Erdgas- und Biogasbereitstellung des Ökobilanzdatenbestands der Bundesverwaltung BAFU:2025 zugrundeliegen, als auch die Stoffwerte des Prüftreibstoffs (100 % Methan) verwendet. Zudem wird eine Normverbrauchskorrektur vorgenommen. Das Vorgehen wird nachstehend erläutert.

Bei Erdgas-Personenwagen wird die Normverbrauchsmessung mit einem Prüftreibstoff durchgeführt, der zu 100 % aus Methan besteht und deshalb vom an Schweizer Tankstellen erhältlichen Treibstoff abweicht. Die Dichte und der Heizwert des Prüftreibstoffs, die für die Berechnung des Benzinäquivalents und des Primärenergie-Benzinäquivalents von CNG und CNG / 29.6 % Biogas verwendet wurden, basieren auf Angaben der Empa.[11]

Das in den Sachbilanzen des Ökobilanzdatenbestands der Bundesverwaltung BAFU:2025 abgebildete Erdgas und Biogas basiert auf der Zusammensetzung von in der Schweiz abgesetzten Treibstoffen. Die Dichte und der Heizwert, die in den Sachbilanzen der Erdgas- und Biogasbereitstellung verwendet werden, weichen von den oben beschriebenen Stoffwerten des Prüftreibstoffs ab. Die Unterschiede in den Stoffwerten wurden in der

[11] Persönliche Mitteilung Christian Bach, Empa, 13.05.2020.

Berechnung des Primärenergie-Benzinäquivalents von CNG und CNG / 29.6 % Biogas berücksichtigt. Dazu wurde der spezifische Primärenergiebedarf pro Kilogramm Erdgas durch den in den Sachbilanzen verwendeten Heizwert dividiert (Primärenergiefaktor, siehe Tab. 4.1) und anschliessend mit dem Heizwert des Prüftreibstoffs multipliziert. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass die Energiemenge des geförderten Erdgases bzw. des hergestellten Biogases mit dem Energieverbrauch von Erdgas-Personenwagen übereinstimmt.

Zur Ermittlung des auf der Energieetikette gezeigten Normverbrauchs von Erdgas-Personenwagen werden die Emissionen aller kohlenstoffhaltigen Substanzen in Gramm Kohlenstoff gemessen, stöchiometrisch in Gramm Methan umgerechnet und mit einer von der Norm vorgegebenen Dichte in Normkubikmeter (Nm^3) umgerechnet (EU-Kommission 2017).[12] Diese Dichte ist um knapp 3.7 % tiefer als die Dichte des verwendeten Prüftreibstoffs. Damit ist die Normverbrauchsangabe auf der Energieetikette von Erdgas-Personenwagen zu hoch. Die Normverbrauchskorrektur wird angewendet, um den zu hoch angegebenen Treibstoffverbrauch von Erdgas-Personenwagen zu korrigieren. Sie entspricht dem Verhältnis der Dichte gemäss Normvorgabe zur Dichte des Prüftreibstoffs. Die Normverbrauchskorrektur wird bei der Berechnung des Benzinäquivalents und des Primärenergie-Benzinäquivalents von CNG und CNG / 29.6 % Biogas angewendet.

4.3 Primärenergie-Benzinäquivalente

Die sogenannten Benzinäquivalente vergleichen die getankten Treibstoffe bzw. den Ladungsstrom hinsichtlich ihrer Energiedichte und setzen diese in Beziehung zu Benzin als Referenztreibstoff (siehe Unterkapitel 2.2). Diesel und Erdgas (CNG bzw. CNG / 29.6 % Biogas) haben ein Benzinäquivalent von 1.14 L/L bzw. 1.52 L/kg. Das Benzinäquivalent von Wasserstoff beträgt 3.82 L/kg, diejenigen von LPG und E85 0.79 L/L beziehungsweise 0.72 L/L während Strom ein Benzinäquivalent von 0.11 L/kWh aufweist.

Die Primärenergie-Benzinäquivalente beziehen die Vorprozesse der Treibstoff- und Strombereitstellung mit ein und ermöglichen so einen Vergleich der Energieeffizienz von Personenwagen mit verschiedenen Antriebssystemen. Aus diesem Grund sind sie die relevante Grösse für die Berechnung der Energieeffizienzkategorie, die auf der Energieetikette angezeigt wird. Im Gegensatz zum Benzinäquivalent von Treibstoffen, das ein Mass für deren Energiedichte ist und darum möglichst hoch sein soll (grössere Reichweite bei gleichem Tankvolumen), sind bei den Primärenergie-Benzinäquivalenten generell tiefere Werte von Vorteil. Ein tieferer Primärenergiebedarf (bzw. Primärenergiefaktor oder Primärenergie-Benzinäquivalent-Bedarf) bedeutet, dass weniger Energie für die Förderung, Aufbereitung und den Transport eines Treibstoffs bis zur Tankstelle beziehungsweise des Strom bis zur Ladestation aufgewendet wird. Die Primärenergiefaktoren umfassen in der Energieetikette den gesamten, also den nicht erneuerbaren und den erneuerbaren Primärenergiebedarf.

[12] Persönliche Mitteilung Christian Bach, Empa, 01.06.2017.

Der rechte Teil der Tab. 4.1 enthält den Primärenergiefaktor, den spezifischen Primärenergiebedarf sowie das Primärenergie-Benzinäquivalent der Treibstoffe. Erdgas mit einem Anteil von 29.6 % Biogas hat mit 1.13 MJ Öl-eq/MJ den geringsten spezifischen Primärenergiefaktor, gefolgt von Diesel mit einem Primärenergiefaktor von 1.29 MJ Öl-eq/MJ. Der Primärenergiefaktor von Benzin und Erdgas (CNG beträgt 1.33 MJ Öl-eq/MJ bzw. 1.35 MJ Öl-eq/MJ. Der vergleichsweise hohe Primärenergiefaktor von Bioethanol (E85) von 3.14 MJ Öl-eq/MJ wird hauptsächlich durch den Holzbedarf (82 %) bestimmt, während die Ethanoldestillation und die Benzinbereitstellung von geringerer Bedeutung sind. Der Primärenergiefaktor von Wasserstoff hängt stark vom Herstellungsverfahren und dem dabei eingesetzten Strommix ab. Zentral hergestellter Wasserstoff aus der Chlor-Alkali-Elektrolyse hat mit 0.39 MJ Öl-eq/MJ den tiefsten Primärenergiefaktor, während der Primärenergiefaktor von Wasserstoff, der dezentral durch Wasserelektrolyse mit dem Verbraucherstrommix produziert wird, mehr als 10 mal so hoch ist (5.39 MJ Öl-eq/MJ). Der durchschnittliche Wasserstoffmix ab Schweizer Tankstelle (vertraulich) hat einen Primärenergiefaktor von 2.40 MJ Öl-eq/MJ. Der Primärenergiefaktor von Elektrizität beträgt 2.60 MJ Öl-eq/MJ bzw. 9.36 MJ Öl-eq/kWh (Basis Verbraucherstrommix 2022-2024), derjenige des HKN-Lieferantenstrommix 2024 1.91 MJ Öl-eq/MJ bzw. 6.87 MJ Öl-eq/kWh.

Tab. 4.1 Stoffwerte und Primärenergiebedarf der Normtreibstoffe der Energieetikette 2026. Die Stoffkennwerte Dichte, spezifischer Heizwert und Energiedichte basieren auf Angaben von BAFU (2024) und der Empa[11,12] (CNG und CNG / 29.6 % Biogas).

	Stoffkennwerte					Primärenergiekennwerte		
Treibstoff	Normverbrauchskorrektur	Dichte	Spezifischer Heizwert	Energiedichte	Benzinäquivalent	Primärenergiefaktor	Spezifische Primärenergie	Primärenergie-Benzinäquivalent
Benzin	1.000	0.737 kg/L	42.6 MJ/kg	8.72 kWh/L	1.00 L/L	1.33 MJ Öl-eq/MJ	56.9 MJ Öl-eq/kg	1.00 L/L
Diesel	1.000	0.830 kg/L	43.0 MJ/kg	9.91 kWh/L	1.14 L/L	1.29 MJ Öl-eq/MJ	55.5 MJ Öl-eq/kg	1.10 L/L
CNG	0.963	0.679 kg/m^3	49.7 MJ/kg	13.79 kWh/kg	1.52 L/kg	1.35 MJ Öl-eq/MJ	67.0 MJ Öl-eq/kg	1.54 L/kg
CNG / 29.6% Biogas	0.963	0.679 kg/m^3	49.7 MJ/kg	13.79 kWh/kg	1.52 L/kg	1.08 MJ Öl-eq/MJ	53.7 MJ Öl-eq/kg	1.23 L/kg
LPG (85% C_3H_8)	1.000	0.540 kg/L	46.0 MJ/kg	6.90 kWh/L	0.79 L/L	1.32 MJ Öl-eq/MJ	60.6 MJ Öl-eq/kg	0.78 L/L
E85	1.000	0.782 kg/L	29.0 MJ/kg	6.31 kWh/L	0.72 L/L	3.14 MJ Öl-eq/MJ	91.1 MJ Öl-eq/kg	1.70 L/L
Elektrizität, Verbrauchermix 2022-2024	*	*	*	1.00 kWh/kWh	0.11 L/kWh	2.60 MJ Öl-eq/MJ	*	0.22 L/kWh
Wasserstoff								
- Mix ab Schweizer Tankstelle	1.000	0.0899 kg/m^3	120 MJ/kg	33.32 kWh/kg	3.82 L/kg	2.40 MJ Öl-eq/MJ	288 MJ Öl-eq/kg	6.86 L/kg
Elektrizität HNK Lieferantenmix 2024	*	*	*	1.00 kWh/kWh	0.11 L/kWh	1.91 MJ Öl-eq/MJ	*	0.16 L/kWh

Benzin wird als Referenztreibstoff für die Primärenergie-Benzinäquivalente definiert und hat darum ein Primärenergie-Benzinäquivalent von 1.00 L/L. Das Primärenergie-Benzinäquivalent von Diesel ist leicht höher als jenes von Benzin und beträgt 1.10 L/L. Flüssiggas (LPG), CNG und CNG / 29.6 % Biogas haben ein Primärenergie-Benzinäquivalent von 0.78 L/L, 1.54 L/kg beziehungsweise 1.23 L/kg. Bioethanol (E85) weist mit 1.70 L/L das höchste Primärenergie-Benzinäquivalent auf. Das Primärenergie-Benzinäquivalent des an Schweizer Tankstellen verkauften Wasserstoffs beträgt 6.86 L/kg. Das Primärenergie-Benzinäquivalent von Strom (Verbraucherstrommix 2022-2024) wird als Ver-

hältnis des Primärenergiefaktors zum spezifischen Primärenergiebedarf von Benzin berechnet und beträgt 0.22 L/kWh, dasjenige des HKN-Lieferantenstrommix Schweiz 2024 0.16 L/kWh.

4.4 Primärenergiebedarf und Kohlendioxidemissionen

Der Primärenergiebedarf und die Kohlendioxidemissionen der Treibstoffe und von Strom werden entsprechend der in Unterkapitel 2.1 erläuterten Well-to-Tank Betrachtung ermittelt und beinhalten die Prozesse von der Förderung der Energieressourcen (wie beispielsweise Rohöl) bis zur Bereitstellung der Treibstoffe an der Tankstelle. Die bei der Verbrennung der Treibstoffe im Fahrzeug entstehenden Emissionen werden in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt. Der Primärenergiebedarf und die Kohlendioxidemissionen der Bereitstellung von Treibstoffen und von Strom werden in Tab. 4.2 gezeigt.

Die in Tab. 4.2 enthaltenen Primärenergiefaktoren bilden die Grundlage der Berechnung der Primärenergie-Benzinäquivalente. Zusätzlich zu den Normtreibstoffen (Tab. 4.1) werden in Tab. 4.2 auch der Primärenergiebedarf und die Kohlendioxidemissionen für reines Biogas aufgelistet. Da Biogas aus Abfällen gewonnen wird, liegt sein Primärenergiefaktor mit 0.42 MJ Öl-eq/MJ tiefer als 1 und deutlich tiefer im Vergleich zu den übrigen Treibstoffen.

Tab. 4.2 Dichte, Heizwert, Primärenergiebedarf und Kohlendioxidemissionen der Treibstoffe für die Energieetikette 2026. Die Umweltkennwerte basieren auf dem Ökobilanzdatenbestand der Bundesverwaltung BAFU:2025.

	Dichte		Heizwert Hu		Primärenergie		Primärenergiefaktor	Kohlendioxidemissionen	
Treibstoffe	kg/Nm^3	kg/L	MJ/Nm^3	MJ/kg	MJ Öl-eq/kg	MJ Öl-eq/L	MJ Öl-eq/MJ	$kgCO_2$/kg	$kgCO_2$/L
Benzin		0.737		42.6	56.9	41.9	1.33	0.574	0.423
Diesel		0.830		43.0	55.5	46.1	1.29	0.480	0.399
E85		0.782		29.0	91.1	71.3	3.14	0.584	0.457
CNG / 29.6% Biogas	0.759	0.00076		47.4	51.3	0.0389	1.08	0.627	0.00048
CNG	0.760	0.00076		48.0	64.8	0.0492	1.35	0.612	0.00046
Biogas	0.750	0.00075		45.9	19.2	0.0144	0.418	0.664	0.00050
LPG		0.540		46.0	60.6	32.7	1.32	0.584	0.315
Wasserstoffmix, ab Tankstelle Schweiz	0.0899	0.000090		120	288	0.0259	2.40	1.43	0.00013

					Primärenergie		Primärenergiefaktor	Kohlendioxidemissionen	
Elektrizität					MJ Öl-eq/MJ	MJ Öl-eq/kWh	MJ Öl-eq/MJ	$kgCO_2$/MJ	$kgCO_2$/kWh
Elektrizität Verbrauchermix 2022-2024					2.60	9.36	2.60	0.0261	0.0941

					Primärenergie		Primärenergiefaktor	Kohlendioxidemissionen	
Elektrizität (Alternativen)					MJ Öl-eq/MJ	MJ Öl-eq/kWh	MJ Öl-eq/MJ	$kgCO_2$/MJ	$kgCO_2$/kWh
Elektrizität, Mix erneuerbare Stromprodukte 2024					1.20	4.33	1.20	0.0027	0.0097
Elektrizität HKN Lieferantenmix 2024					1.91	6.87	1.91	0.0049	0.0175

Die fossilen Kohlendioxidemissionen der Bereitstellung von Benzin und Diesel betragen 0.42 kg CO_2/L bzw. 0.40 kg CO_2/L. Die Bereitstellung von CNG und CNG / 29.6 %

Biogas ab Schweizer Tankstelle verursacht Kohlendioxidemissionen von 0.61 kg CO_2/kg bzw. 0.63 kg CO_2/kg. Die Bereitstellung von Wasserstoff ab Schweizer Tankstelle verursacht fossile Kohlendioxidemissionen von 1.43 kg CO_2/kg. Der Schweizer Strommix (Basis Verbraucherstrommix 2022-2024) ab einer Niederspannungssteckdose verursacht fossile Kohlendioxidemissionen von 94 g CO_2/kWh. Der Verbraucherstrommix bildet den in der Schweiz verkauften Strom ab und basiert auf Monatswerten von Produktion im Inland und kommerziellem Handel mit den Nachbarländern der Jahre 2022 bis 2024. Er unterscheidet sich deutlich vom Strommix basierend auf Herkunftsnachweisen (Lieferantenstrommix; siehe Anhang A). Der HKN-Lieferantenstrommix 2024 verursacht CO_2-Emissionen in der Höhe von 17.5 g CO_2/kWh.

4.5 Prozessbeiträge

4.5.1 Treibstoffe

Die Beiträge der wichtigsten Prozesse am gesamten Primärenergiebedarf und an den fossilen CO_2-Emissionen sind in Fig. 4.1 und Fig. 4.2 dargestellt. Für die Treibstoffe Benzin, Diesel und Erdgas (rein fossil beziehungsweise mit einem Anteil von 29.6 % Biogas) werden die folgenden Prozesse unterschieden:

- Förderung: Extraktion von Rohöl und Erdgas, Produktion von Biogas;
- Ferntransport von Rohöl und Erdgas (nicht nötig für Biogas);
- Raffinerie / Aufbereitung: Herstellung von Benzin und Diesel aus Rohöl, Aufbereitung von Biogas;
- Feinverteilung der Treibstoffe;
- Tankstelle.

Beim Indikator Primärenergiebedarf wird der Primärenergieinhalt der Treibstoffe zusätzlich zu den oben genannten Prozessen gezeigt (siehe Fig. 4.1). Bei Benzin, Diesel und Erdgas entspricht der Primärenergieinhalt dem unteren Heizwert des Treibstoffs. Biogas wird aus Abfallprodukten hergestellt (siehe Unterkapitel 3.3) und hat einen Primärenergieinhalt von 0 MJ, weil der Primärenergiebedarf bereits bei den zu Abfall gewordenen Produkten verrechnet wurde. Der Primärenergieinhalt von Benzin, Diesel, CNG bzw. CNG / 29.6 % Biogas trägt 74.9 %, 77.5 %, 74.2 % bzw. 65.8 % zum gesamten Primärenergiebedarf der Treibstoffbereitstellung bei. Die Förderung verursacht 10.3 % bzw. 12.2 % des Primärenergiebedarfs von Benzin und Diesel. Bei CNG und CNG / 29.6 % Biogas beträgt der Anteil der Förderung/Produktion am Primärenergiebedarf 12.6 % bzw. 16.7 %. Zwischen 1.6 % (Benzin) und 7.6 % (CNG) des Primärenergiebedarfs werden durch den Ferntransport verursacht. Die Raffinerie steuert einen Anteil von 11.6 % bzw. 7.0 % zum Primärenergiebedarf von Benzin und Diesel bei. Die Aufbereitung ist für Erdgas unbedeutend (nicht separat modelliert) und für Erdgas mit einem Anteil von 29.6 % Biogas weniger wichtig (4.2 %). Die Feinverteilung verursacht bei Benzin und Diesel wie auch bei CNG und CNG / 29.6 % Biogas weniger als 1 % des gesamten

Primärenergiebedarfs. Dasselbe gilt für die Tankstelle von Benzin und Diesel. Der Beitrag der Tankstelle zum Primärenergiebedarf von CNG und CNG / 29.6 % Biogas (5.1 % bzw. 5.9 %) wird hauptsächlich durch den Strombedarf der Kompressoren verursacht. Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat gezeigt (schraffierte Flächen in Fig. 4.1); sie sind mit insgesamt 0.7 % bis 1.4 % des Primärenergiebedarfs gering. Bezogen auf den Primärenergieinhalt des Treibstoffs (= 100 %) verursachen Förderung, Verarbeitung, Transport und Verteilung also einen zusätzlichen Primärenergiebedarf von 33.5 %, 29.1 %, 34.8 % bzw, 51.9 % (Benzin, Diesel, CNG bzw. CNG / 29.6 % Biogas).

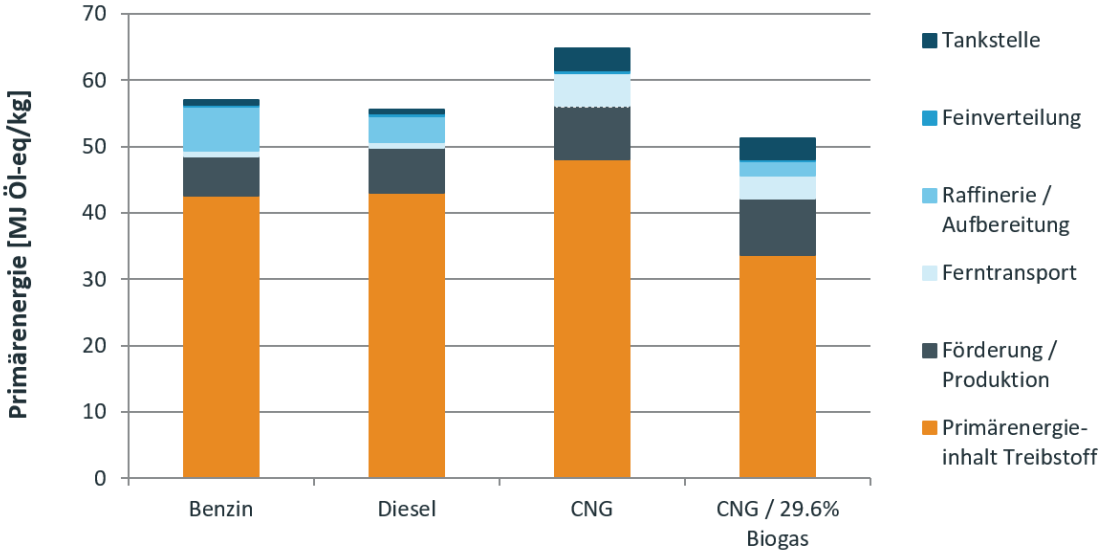

Fig. 4.1 Beiträge des Primärenergieinhalts und der wichtigsten Prozesse zum Primärenergiebedarf (gesamt) der Treibstoffe Benzin, Diesel, CNG und CNG / 29.6 % Biogas. Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

Die fossilen CO_2-Emissionen der Bereitstellung von Benzin und Diesel werden zu 35.3 % beziehungsweise 43.5 % durch die Förderung verursacht (siehe Fig. 4.2). Bei Erdgas und bei Erdgas mit 29.6 % Biogas beträgt der Anteil der Förderung/Produktion an den CO_2-Emissionen 52.9 % beziehungsweise 54.5 %. Der Ferntransport hat einen Anteil von 38.7 % beziehungsweise 26.4 % an den gesamten CO_2-Emissionen von CNG und CNG / 29.6 % Biogas. Für die Benzin- und Dieselbereitstellung ist der Ferntransport mit Anteilen von 8.6 % beziehungsweise 10.8 % an den CO_2-Emissionen hingegen weniger bedeutend. Die Raffinerie ist für 51.4 % beziehungsweise 40.1 % der CO_2-Emissionen der Bereitstellung von Benzin und Diesel verantwortlich. Der Anteil der Aufbereitung an den CO_2-Emissionen der Bereitstellung von CNG und CNG / 29.6 % Biogas ist geringer (0.0 % beziehungsweise 11.4 %), da nur das Biogas aufbereitet werden muss. Die Feinverteilung verursacht 3.5 % beziehungsweise 4.2 % der CO_2-Emissionen der Bereitstellung von Benzin und Diesel. Bei Erdgas und Erdgas mit 29.6 % Biogas hat die Feinverteilung einen Anteil von 3.3 % beziehungsweise 2.7 % an den gesamten CO_2-Emissionen. Der Anteil der CO_2-Emissionen der Tankstelle an den gesamten Emissionen der

Treibstoffbereitstellung liegt für Benzin und Diesel bei 1.2 % beziehungsweise 1.4 % und für CNG und CNG / 29.6 % Biogas bei 5.1 %. Hauptgründe für den deutlich höheren Anteil bei CNG sind der Aufwand für die Kompression. Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat gezeigt (schraffierte Flächen in Fig. 4.1) und haben insgesamt einen Anteil von 2.8 % bis 8.1 % an den totalen CO_2-Emissionen.

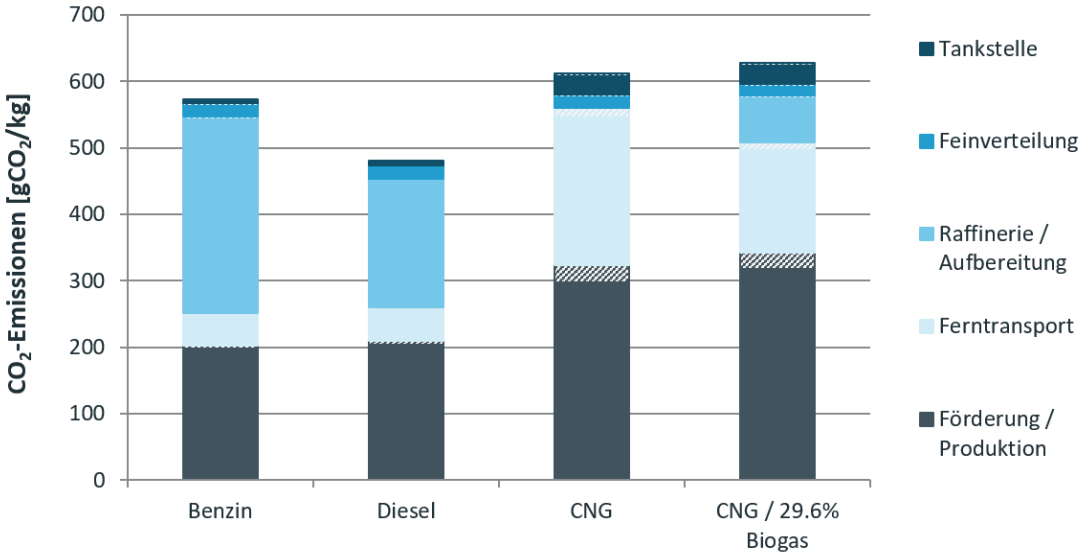

Fig. 4.2 Beiträge der wichtigsten Prozesse zu den fossilen CO_2-Emissionen der Treibstoffe Benzin, Diesel, CNG und CNG / 29.6 % Biogas. Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

4.5.2 Elektrizität (Verbraucherstrommix 2022-2024)

Die spezifischen Treibhausgasemissionen des Schweizer Verbraucher-Strommix 2022-2024 liegen bei 109 g CO_2-eq/kWh (siehe Fig. 4.3) und damit knapp 360 % höher (4.6 mal so hoch) als diejenigen des Schweizer Lieferantenstrommix basierend auf Herkunftsnachweisen 2024 (23.5 g CO_2-eq/kWh, siehe Anhang A).

Der Schweizer Verbraucherstrommix basierend auf Produktion und kommerziellem Handel 2022-2024 verbraucht pro kWh 1.95 kWh Öl-eq nicht erneuerbare und 0.63 kWh Öl-eq erneuerbare Primärenergie und verursacht eine Gesamumweltbelastung in der Höhe von 487 UBP pro kWh, und damit 2.2 Mal soviel wie der Schweizer Lieferantenstrommix basierend auf Herkunftsnachweisen 2024 (213 UBP pro kWh).

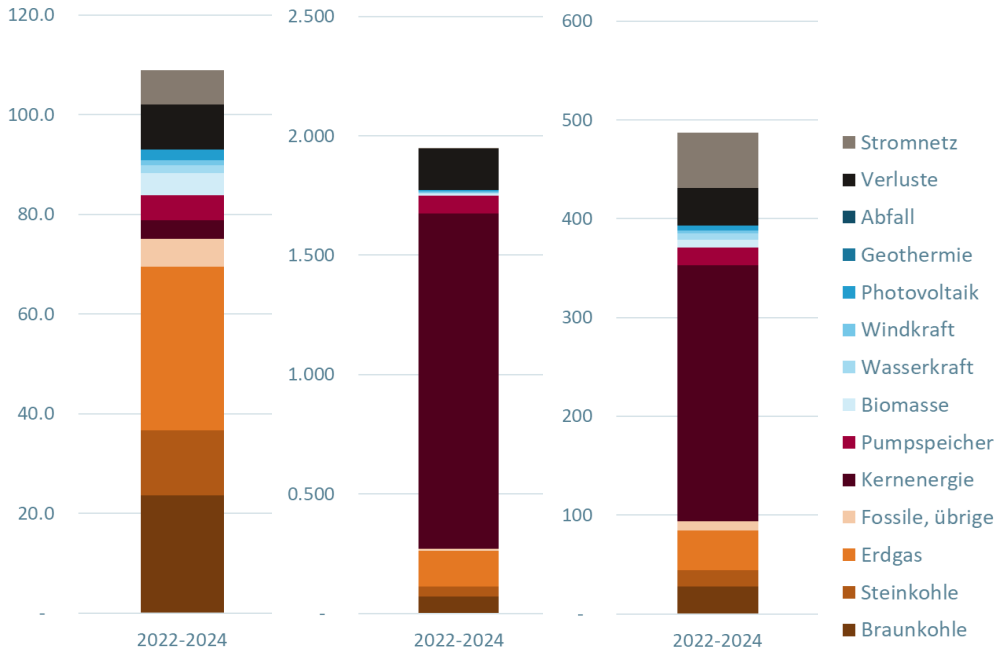

Fig. 4.3 Umweltkennwerte (links: Treibhausgasemissionen (g CO_2-eq), Mitte: Primärenergiebedarf nicht erneuerbar (kWh Öl-eq), rechts: Gesamtumweltbelastung (UBP) gemäss Ökofaktoren Schweiz 2021 der Methode der ökologischen Knappheit) von 1 kWh des Schweizer Verbraucherstrom-mix basierend auf Produktion und kommerziellem Handel 2022-2024.

Für die Strombereitstellung werden die Beiträge der Technologien Wasserkraft, übrige erneuerbare Energieträger, Kernenergie, fossile Energieträger und Pumpspeicherung sowie des Übertragungs- und Verteilnetzes quantifiziert. Der gesamte Primärenergiebedarf des Schweizer Verbraucher-Strommixes 2022-2024 wird zu 54.0 % durch Kernkraftwerke verursacht (siehe Fig. 4.4), wobei vor allem der thermische Wirkungsgrad der Kernkraftwerke und zu einem kleineren Teil die Anreicherung von Uran relevant sind. Die Stromproduktion in Wasserkraftwerken, die einen Anteil von gut 32 % am Schweizer Verbraucher-Strommix 2022-2024 hat (siehe Tab. 3.5), verursacht 13.6 % des Primärenergiebedarfs. Generell hat Strom aus erneuerbaren Quellen, mit Ausnahme von Holzkraftwerken, einen deutlich tieferen Primärenergiebedarf als Strom aus nuklearen oder fossilen Kraftwerken.[13] Die fossilen Energieträger, die übrigen erneuerbaren Energieträger und die Pumpspeicherung haben einen Anteil von 11.3 %, 9.6 % beziehungsweise 4.3 % am gesamten Primärenergiebedarf des Verbraucher-Strommix. Der Beitrag des Übertragungs- und Verteilungsnetzes zum Primärenergiebedarf der Elektrizität liegt bei

[13] Bei der Berechnung des Primärenergiebedarfs von erneuerbaren Stromproduktionstechnologien wird gemäss Frischknecht et al. (2015) die geerntete Energie berücksichtigt. Bei der Energiegewinnung in erneuerbaren Anlagen wird die Rotationsenergie (für Wasserkraft bzw. Windkraft) als Primärenergieträger betrachtet, während bei Photovoltaikanwendungen die unmittelbar hinter der Solarzelle entstehende elektrische Energie als Messgrösse für die Primärenergie verwendet wird.

0.6 %. Die Kraftwerksinfrastruktur ist von untergeordneter Bedeutung für den Primärenergiebedarf (weniger als 2 %).

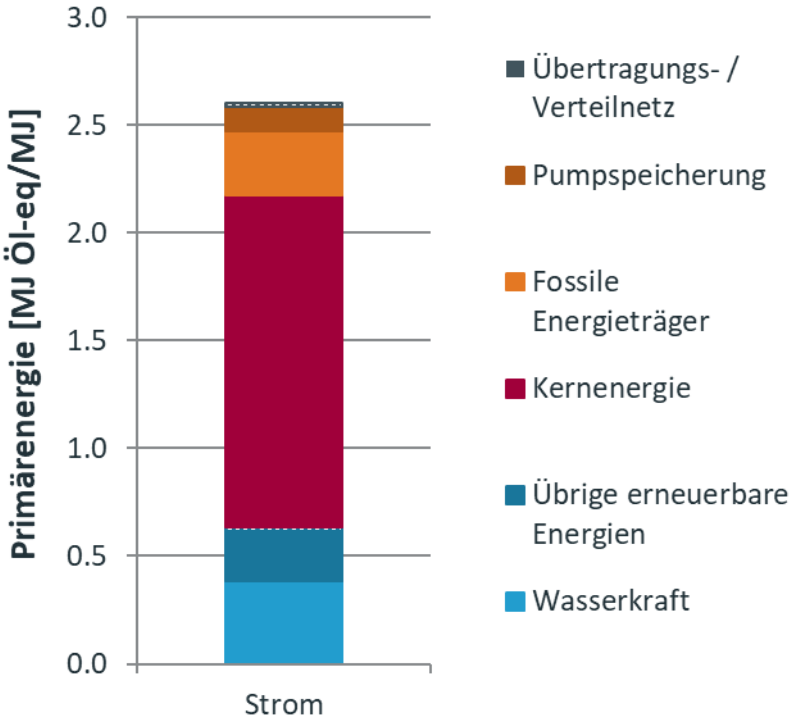

Fig. 4.4 Beiträge der wichtigsten Prozesse zur Primärenergie gesamt von Strom (Verbraucherstrommix Schweiz 2022-2024). Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

Die CO_2-Emissionen des Schweizer Verbraucher-Strommix 2022-2024 werden zu 80.1 % durch Strom aus fossilen Energieträgern verursacht (siehe Fig. 4.5). Die übrigen erneuerbaren Energieträger, die Pumpspeicherung, die Kernenergie und die Wasserkraft verursachen 5.4 %, 5.0 %, 3.8 %, beziehungsweise 1.6 % der CO_2-Emissionen. Dabei ist die Infrastruktur für einen Grossteil der Emissionen der Wasserkraft und der übrigen erneuerbaren Energieträger verantwortlich (schraffierte Flächen in Fig. 4.5). Das Übertragungs- und Verteilnetz verursacht einen Anteil von 4.1 % an den CO_2-Emissionen des Verbraucher-Strommix.

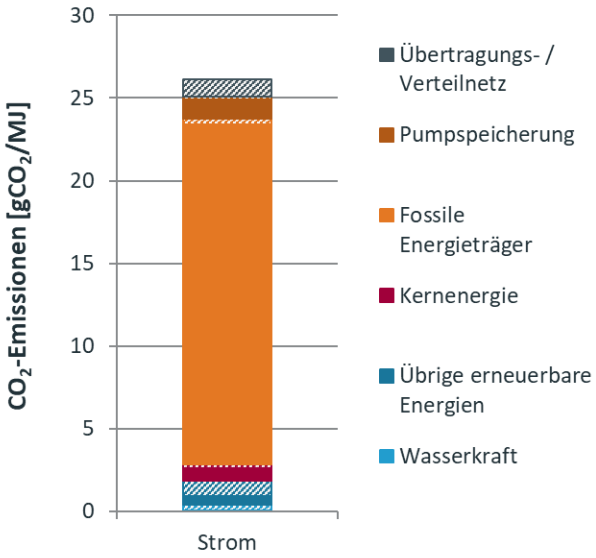

Fig. 4.5 Beiträge der wichtigsten Prozesse zu den fossilen CO_2-Emissionen von Strom (Verbraucherstrommix Schweiz 2022-2024). Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

4.6 Vergleich mit dem Vorjahr und Gründe für Veränderungen

Die Primärenergie-Benzinäquivalente und die Kohlendioxidemissionen der Treibstoff- und Strombereitstellung geltend für das Jahr 2026 werden in Tab. 4.3 und Tab. 4.4 mit den Vorjahreswerten verglichen. Zudem werden die wichtigsten Gründe für die beobachteten Veränderungen beschrieben. Die Umweltkennwerte 2025 der Treibstoff- und Strombereitstellung sind in Frischknecht (2025) beschrieben. Für die Berechnung der Umweltkennwerte 2026 wurden aktualisierte Sachbilanzen für die Bereitstellung verschiedener Treibstoffe und Wasserstoff sowie des Verbraucherstrommix[14] und weiterer Strommixe verwendet (siehe Kapitel 3 und Anhang A).

Die CO_2-Emissionen der Benzin- und der Diesel-Bereitstellung sind tiefer als im Vorjahr. Diese Abnahme ist im Wesentlichen auf Aktualisierung der Sachbilanzdaten, insbesondere in Bezug auf die Fackelverluste bei der Erdölförderung, zurückzuführen. Auch die tieferen CO_2-Emissionen der Bereitstellung von Flüssiggas (LPG) sind darin begründet.

Die Zunahme der CO_2-Emissionen und des Primärenergie-Benzinäquivalents der Bereitstellung von CNG / 29.6 % Biogas ist bedingt durch die deutliche Zunahme der energie- und emissionsintensiven LNG-Importe (von 13 % auf über 50 %) und den Rückgang des Biogasanteils von 32.8 % auf 29.6 %.

Für die Berechnung der Umweltkennwerte 2026 der Schweizer Strommixe wird der Durchschnitt der Daten der Jahre 2022-2024 verwendet. Die Aktualisierung des Verbraucherstrommix führt zu einem höheren Anteil Wasserkraft (plus 0.5 %-Punkte) und

[14] Seit 2024 wird ein Dreijahresmittelwert des Verbraucherstrommix Schweiz verwendet.

zu tieferen Anteilen fossiler Kraftwerke (minus 1.5 % Punkte) im Vergleich zum Mix 2021-2023. Die Anteile Photovoltaik und Windkraft haben zugenommen. Dies führt in der Summe zu einer Abnahme der CO_2-Emissionen. Das Primärenergie-Benzinäquivalent bleibt praktisch unverändert.

Der Anteil der aus europäischen Ländern importierten Qualitäten im HKN-Lieferantenstrommix 2024 ist von 16 % auf 9 % zurückgegangen. Auch die Zusammensetzung des HKN-Lieferantenstrommix 2024 hat sich gegenüber dem HKN-Lieferantenstrommix 2023 verändert. Er enthält deutlich mehr Schweizer Wasserkraft und mehr Kernenergie. Der (tiefe) Anteil der importierten Qualität «fossile Kraftwerke» im HKN-Lieferantenstrommix 2024 ist weiter gesunken, weshalb die Kohlendioxidemissionen um 4.5 g/kWh oder rund 20 % tiefer liegen als im Vorjahr.

Die leichte Zunahme des Primärenergie-Benzinäquivalents wie auch die Erhöhung der CO_2-Emissionen des Wasserstoffmix ab Schweizer Tankstelle sind dadurch begründet, dass im Jahr 2025 ein im Vergleich zum Vorjahr grösserer Anteil des Wasserstoffs mit Methanreformierung hergestellt wurde. Gleichzeitig nahm der Anteil Wasserstoff aus der Chlor-Alkali-Elektrolyse ab.

Tab. 4.3 Vergleich der Primärenergie-Benzinäquivalente der Treibstoff- und Strombereitstellung für die Energieetikette der Jahre 2026 und 2025 und Gründe für die Veränderungen.

Treibstoff	Primärenergie-Benzinäquivalent 2026	Primärenergie-Benzinäquivalent 2025	Veränderung %	Gründe für Veränderung
Benzin	**1.00 L/L**	**1.00 L/L**	**0.0%**	Keine Veränderung (Referenztreibstoff)
Diesel	**1.10 L/L**	**1.10 L/L**	**0.0%**	Keine Veränderung infolge der aktualisierten Sachbilanzdaten
CNG	**1.54 L/kg**	**1.41 L/kg**	**9.4%**	Starke Zunahme des Anteils LNG-Transports (Anteil über 50% gegenüber 13% im Vorjahr)
CNG / 29.6% (32.8%) Biogas	**1.23 L/kg**	**1.11 L/kg**	**11.6%**	Starke Zunahme des Anteils LNG-Transports (Anteil über 50% gegenüber 13% im Vorjahr). Tieferer Anteil Biogas (-3.2%-Punkte)
LPG (85% C_3H_8)	**0.78 L/L**	**0.78 L/L**	**-0.3%**	Aktualisierte Sachbilanzdaten (insbesondere der Fackelverluste) bei der Erdölförderung, Anteil aus Schweizer Raffinerie leicht höher
E85	**1.70 L/L**	**1.68 L/L**	**1.5%**	Kaum Veränderung
Elektrizität, Verbrauchermix 2022-2024	**0.22 L/kWh**	**0.22 L/kWh**	**0.6%**	Anteile der fossilen Kraftwerke um 1.5%-Punkte tiefer, leicht höherer Anteil Kernenergie und Pumpspeicherkraft
Elektrizität, HKN Lieferantenmix 2024	**0.16 L/kWh**	**0.17 L/kWh**	**-2.9%**	Tiefere Anteile Kernenergie und fossile Kraftwerke
Wasserstoff				
- Mix ab Schweizer Tankstelle	**6.86 L/kg**	**6.62 L/kg**	**3.7%**	Anteil Wasserstoff hergestellt mit Methanreformierung höher, mit Chlor-Alkali Elektrolyse tiefer.

Tab. 4.4 Vergleich der Kohlendioxidemissionen der Treibstoff- und Strombereitstellung für die Energieetikette der Jahre 2026 und 2025 und Gründe für die Veränderungen.

Treibstoff	Kohlendioxid-emissionen 2026	Kohlendioxid-emissionen 2025	Veränderung %	Gründe für Veränderung
Benzin	423 gCO_2/L	461 gCO_2/L	-8.2%	Aktualisierte Sachbilanzdaten (insbesondere der Fackelverluste) bei der Erdölförderung
Diesel	399 gCO_2/L	437 gCO_2/L	-8.9%	Aktualisierte Sachbilanzdaten und insbesondere der Fackelverluste bei der Erdölförderung
CNG	612 gCO_2/kg	461 gCO_2/kg	32.8%	Starke Zunahme des Anteils LNG-Transports (Anteil über 50% gegenüber 13% im Vorjahr)
CNG / 29.6% (32.8%) Biogas	627 gCO_2/kg	527 gCO_2/kg	19.1%	Starke Zunahme des Anteils LNG-Transports (Anteil über 50% gegenüber 13% im Vorjahr). Tieferer Anteil Biogas (-3.2%-Punkte)
LPG (85% C_3H_8)	315 gCO_2/L	355 gCO_2/L	-11.2%	Aktualisierte Sachbilanzdaten (insbesondere der Fackelverluste) bei der Erdölförderung, Anteil aus Schweizer Raffinerie leicht höher
E85	457 gCO_2/L	462 gCO_2/L	-1.2%	Kaum Veränderung
Elektrizität, Verbrauchermix 2022-2024	94 gCO_2/kWh	111 gCO_2/kWh	-15.0%	Anteile der fossilen Kraftwerke um 1.5%-Punkte tiefer
Elektrizität, HKN Lieferantenmix 2024	17.5 gCO_2/kWh	22.0 gCO_2/kWh	-20.1%	Tiefere Anteile Kernenergie und fossile Kraftwerke
Wasserstoff				
- Mix ab Schweizer Tankstelle	1434 gCO_2/kg	1078 gCO_2/kg	33.0%	Anteil Wasserstoff hergestellt mit Methanreformierung höher, mit Chlor-Alkali Elektrolyse tiefer.

A Anhang: HKN-Lieferantenstrommix 2024

A.1 Modellierung und Zusammensetzung des Strommix

Der Schweizer Lieferantenstrommix wurde basierend auf Herkunftsnachweisen (HKN) gemäss Schweizer Stromkennzeichnung für das Jahr 2024 von Pronovo (Pronovo 2025a) aktualisiert. Sie zeigt die an die Schweizer Endkund/-innen verkaufte Stromqualität und die Herkunft dieser Qualitäten (Schweiz/Ausland).

Tab. A.1 Anteile der einzelnen Technologien im Schweizer HKN-Lieferantenstrommix 2024 (Pronovo 2025a).

Technologie	Total	Aus der Schweiz	Import
Erneuerbare Energien	**78.98%**	**70.59%**	**8.39%**
Wasserkraft	**66.65%**	**60.58%**	**6.07%**
Andere Erneuerbare	**5.73%**	**3.41%**	**2.32%**
Sonne	**3.36%**	**3.03%**	*0.33%*
Wind	**1.99%**	**0.05%**	*1.94%*
Biomasse	**0.33%**	**0.33%**	*0.00%*
Geothermie	**0.05%**	**0.00%**	*0.05%*
Geförderter Strom	**6.60%**	**6.60%**	**0.00%**
Nicht erneuerbare Energien	**19.78%**	**19.17%**	**0.61%**
Kernenergie	**19.18%**	**19.09%**	**0.09%**
Fossile Energieträger	**0.60%**	**0.08%**	**0.52%**
Erdöl	**0.00%**	**0.00%**	*0.00%*
Erdgas	**0.29%**	**0.07%**	*0.22%*
Steinkohle	**0.31%**	**0.01%**	*0.30%*
Abfälle	**1.24%**	**1.24%**	**0.00%**
Nicht überprüfbare Energieträger	**0.00%**	**0.00%**	**0.00%**
Total	**100.00%**	**91.00%**	**9.00%**

Der Schweizer Lieferantenstrommix ist zu einem bedeutenden Teil mit Herkunftsnachweisen von Wasserkraftwerken (66.7 %) und Kernkraftwerken (19.2 %) unterlegt (Tab. A.1). Die Anteile von anderen erneuerbaren Energieträgern und gefördertem Strom betragen 5.7 % bzw.6.6 %. Fossile Energieträger und Kehrichtverbrennungsanlagen haben vergleichsweise geringe Anteile an der in der Schweiz verkauften Stromqualität. Im HKN-Lieferantenstrommix 2024 gibt es keine Stromqualität aus nicht überprüfbaren Energieträgern. Die an Schweizer Kunden gelieferten Herkunftsnachweise wurden zu 91 % von Schweizer Kraftwerken und zu 9 % von Kraftwerken in europäischen Ländern ausgestellt.

Der Anteil „geförderter Strom“ stammt aus Anlagen, die eine kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) erhalten und wird entsprechend dem Pronovo Cockpit (Pronovo 2025b) auf die verschiedenen erneuerbaren Technologien aufgeteilt. Darin sind das Produktionsvolumen und die Anteile der verschiedenen Technologien aufgelistet (Tab. A.2). Der

geförderte Strom wird hauptsächlich mit Wasserkraft (58.5 %) und Biomasse (22.5 %) produziert. Die Anteile von Fotovoltaik und Wind an der geförderten Stromproduktion in der Schweiz betragen 14.9 % bzw. 4.1 %.

Tab. A.2 Anteile der einzelnen Technologien an der geförderten Stromproduktion in der Schweiz im Jahr 2024 (Pronovo 2025b).

Technologie	**Produktion**	**Anteil**
Einheit	**GWh**	**%**
Wind	143.2	4.08%
Wasserkraft	2053.0	58.50%
Biomasse	789.1	22.48%
Fotovoltaik	524.4	14.94%
Total	**3509.6**	**100.00%**

Der aus Biomasse produzierte Strom wurde weiter unterteilt in Strom aus Holz, landwirtschaftlichem Biogas, industriellem Biogas und Strom aus Biomasse, die in Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA) verbrannt wird. Die Angaben zu diesen Anteilen stammen aus der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien (BFE 2024a, b). Die Anteile der verschiedenen Technologien sind in Tab. A.3 gezeigt.

Tab. A.3 Anteile der einzelnen Technologien für Strom aus Biomasse im Jahr 2024 (BFE 2024a, b).

Technologie	**Produktion**	**Anteil**
Einheit	**GWh**	**%**
Holz	620.0	32.58%
Biogas Landwirtschaft	206.0	10.83%
Biogas Industrie	245.8	12.92%
Biomasse KVA	830.9	43.67%
Total	**1902.7**	**100.00%**

A.2 Prozessbeiträge

Für die Strombereitstellung werden die Beiträge der Technologien Wasserkraft, übrige erneuerbare Energieträger, Kernenergie, fossile Energieträger und nicht überprüfbare Energieträger sowie des Übertragungs- und Verteilnetzes quantifiziert. Der Primärenergiebedarf des Schweizer HKN-Lieferantenstrommix 2024 wird zu 45.2 % durch die Qualität «Kernkraftwerke» verursacht (siehe Fig. A.1), wobei vor allem der thermische Wirkungsgrad der Kernkraftwerke und zu einem kleineren Teil die Anreicherung von Uran relevant sind. Die Qualität «nicht überprüfbaren Energieträger» wird nicht mehr verkauft. Die Qualität «Wasserkraftwerke», die einen Anteil von knapp 67 % am Schweizer HKN-Lieferantenstrommix hat (siehe Tab. A.1), verursacht 46.4 % des Primärenergiebedarfs. Generell hat Stromqualität aus erneuerbaren Quellen, mit Ausnahme der Qualität «Holzkraftwerke», einen deutlich tieferen Primärenergiebedarf als Stromqualität von nuklearen oder fossilen Kraftwerken (Messmer & Frischknecht

2016).[15] Die Qualitäten «übrige erneuerbare Energieträger» und «fossile Energieträger» steuern einen Anteil von 6.6 % beziehungsweise 1.0 % zum gesamten Primärenergiebedarf des HKN-Lieferantenstrommix bei. Der Beitrag des Übertragungs- und Verteilnetzes zum Primärenergiebedarf der Elektrizität liegt bei weniger als 1 %. Die Kraftwerksinfrastruktur ist von untergeordneter Bedeutung für den Primärenergiebedarf (weniger als 2 %).

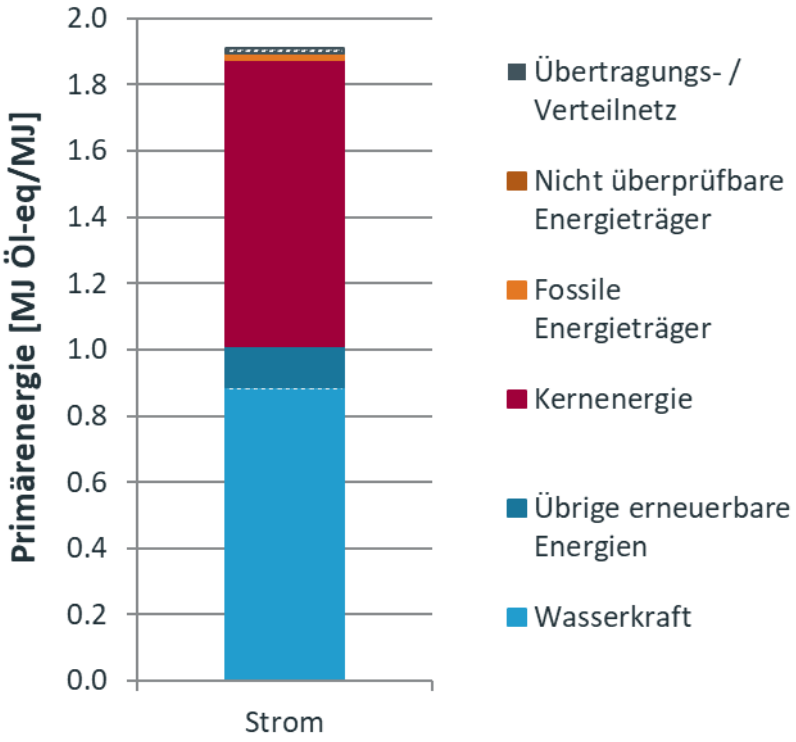

Fig. A.1 Beiträge der wichtigsten Stromqualitäten und des Übertragungs- und Verteilnetzes zur Primärenergie des HKN-Lieferantenstrommix Schweiz 2024. Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

Die CO_2-Emissionen des Schweizer HKN-Lieferantenstrommix 2024 werden zu 28.1 % durch die Stromqualität «fossile Energieträger» verursacht (siehe Fig. A.1). Die Qualitäten «Wasserkraft», «Kernenergie» und «übrige erneuerbare Energieträger» verursachen 20.5 %, 15.9 % bzw. 14.6 % der CO_2-Emissionen. Dabei ist die Infrastruktur für einen Grossteil der Emissionen der Qualitäten «Wasserkraft» und «übrige erneuerbare Energie-

[15] Bei der Berechnung des Primärenergiebedarfs von erneuerbaren Stromproduktionstechnologien wird gemäss Frischknecht et al. (2015) die geerntete Energie berücksichtigt. Bei der Energiegewinnung in erneuerbaren Anlagen wird die Rotationsenergie (für Wasserkraft bzw. Windkraft) als Primärenergieträger betrachtet, während bei Photovoltaikanwendungen die unmittelbar hinter der Solarzelle entstehende elektrische Energie als Messgrösse für die Primärenergie verwendet wird.

träger» verantwortlich (schraffierte Flächen in Fig. A.2). Das Übertragungs- und Verteilnetz verursacht einen Anteil von 21.0 % an den CO_2-Emissionen des HKN-Lieferantenstrommix 2024. der Infrastrukturanteil liegt bei knapp 50 %.

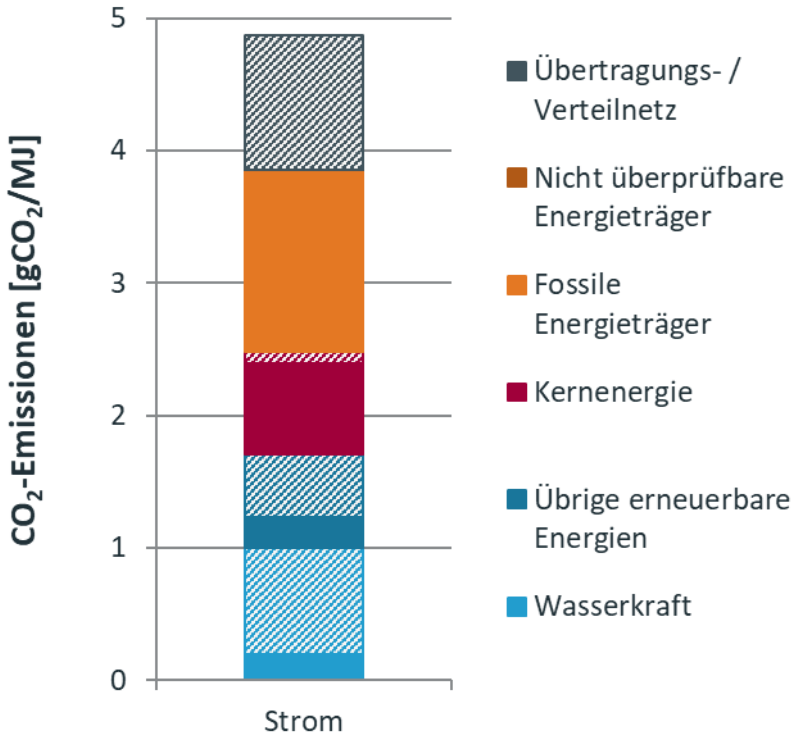

Fig. A.2 Beiträge der wichtigsten Stromqualitäten und des Übertragungs- und Verteilnetzes zu den fossilen CO_2-Emissionen des HKN-Lieferantenstrommix Schweiz 2024. Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

Die Treibhausgasemissionen des HKN-Lieferanten-Strommix 2024 betragen 23.5 g CO_2-eq/kWh und die Gesamtumweltbelastung liegt bei 213 UBP/kWh (Niederspannung).

Literatur

Althaus H.-J., Chudacoff M., Hischier R., Jungbluth N., Osses M. and Primas A. (2007) Life Cycle Inventories of Chemicals. ecoinvent report No. 8, v2.0. EMPA Dübendorf, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.org.

Avenergy Suisse (2026) Jahresbericht 2025. Avenergy Suisse, Zürich.

Baehr H. D. (1989) Thermodynamik.

BAFU (2024) Faktenblatt CO2-Emissionsfaktoren des Treibhausgasinventars der Schweiz. Bundesamt für Umwelt (BAFU), Bern, Schweiz, retrieved from: https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/de/dokumente/klima/fachinfo-daten/CO2_Emissionsfaktoren_THG_Inventar.pdf.download.pdf/CO2_Emissionsfaktoren.pdf.

BAFU (2025) Ökobilanzdatenbestand der Bundesverwaltung BAFU:2025. Bundesamt für Umwelt, BAFU.

BFE (2024a) Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz. Ausgabe 2023. Bundesamt für Energie.

BFE (2024b) Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien Ausgabe 2023. Bundesamt für Energie, September 2024, Bern, retrieved from: https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/teilstatistiken.html.

Bundesversammlung der Schweizerischen Eidgenossenschaft (2016) Energiegesetz, EnG, vom 30. September 2016 (Stand am 1. Januar 2018), Bern, retrieved from: https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/20121295/201801010000/730.0.pdf.

Bünger U., Landinger H., Pschorr-Schoberer E., Schmidt P., Weindorf W., J. J., Lambrecht U., Naumann K. and Lischke A. (2014) Power-to-Gas (PtG) im Verkehr: Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ), München, Heidelberg, Leipzig, Berlin.

Bussa M., Jungbluth N. and Meili C. (2021) Life cycle inventories for long-distance transport and distribution of natural gas. ESU-services GmbH, Schaffhausen.

Bussa M., Jungbluth N. and Meili C. (2025) Life cycle inventories for long-distance transport and distribution of natural gas. ESU-services GmbH, Schaffhausen.

EU-Kommission (2017) Verordnung (EU) Nr. 2017/1151 der Kommission vom 1. Juni 2017 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Typgenehmigung von Kraftfahrzeugen hinsichtlich der Emissionen von leichten Personenkraftwagen und Nutzfahrzeugen (Euro 5 und Euro 6) und über den Zugang zu Fahrzeugreparatur- und -wartunginformationen, zur Änderung der Richtlinie 2007/45/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, der Verordnung (EG) Nr. 692/2008 der Kommission sowie der Verordnung (EU) Nr. 1230/2012 der Kommission und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 692/2008 der Kommission. Europäische Kommission, retrieved from: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1151&from=EN.

Frischknecht R., Wyss F., Büsser Knöpfel S., Lützkendorf T. and Balouktsi M. (2015) Cumulative energy demand in LCA: the energy harvested approach. *In: The International Journal of Life Cycle Assessment*, **20**(7), pp. 957-969, 10.1007/s11367-015-0897-4, retrieved from: http://dx.doi.org/10.1007/s11367-015-0897-4.

Frischknecht R., Alig M. and Stolz P. (2020) Electricity Mixes in Life Cycle Assessments of Buildings. treeze Ltd., Uster.

Frischknecht R. (2025) Energieetikette für Personenwagen: Umweltkennwerte 2025 der Strom- und Treibstoffbereitstellung. treeze Ltd., Uster, CH.

Hischier R., Althaus H.-J., Bauer C., Büsser S., Doka G., Frischknecht R., Kleijer A., Leuenberger M., Nemecek T. and A. S. (2010) Documentation of changes implemented in ecoinvent Data v2.2. ecoinvent Centre, Zürich, Switzerland.

IEA (2025) Monthly Oil Statistics 2024. International Energy Agency IEA, Paris, retrieved from: https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/monthly-oil-statistics.

Jungbluth N., Chudacoff M., Dauriat A., Dinkel F., Doka G., Faist Emmenegger M., Gnansounou E., Kljun N., Schleiss K., Spielmann M., Stettler C. and Sutter J. (2007) Life Cycle Inventories of Bioenergy. ecoinvent report No. 17, v2.0. ESU-services, Uster, CH, retrieved from: www.ecoinvent.org.

Jungbluth N., Meili C. and Wenzel P. (2018) Life cycle inventories of oil refinery processing and products. ESU-services GmbH, Schaffhausen.

Jungbluth N. and Meili C. (2018) Life cycle inventories of oil products distribution. ESU-services GmbH, Schaffhausen.

Kägi T., Waldburger L., Kern C., Roberts G., Zschokke M., Conte F. and Weber L. (2021) Life cycle inventories of heating systems; Heat from natural gas, biomethane, district heating, electric heating, heat pumps, PVT, wood, cogeneration. Carbotech AG, Basel and Zürich, Switzerland.

KBOB, ecobau and IPB (2024) Regeln für die Ökobilanzierung von Baustoffen und Bauprodukten in der Schweiz, Version 7.1. Plattform "Ökobilanzdaten im Baubereich", KBOB, eco-bau, IPB, Bern.

Krebs L. and Frischknecht R. (2020) Umweltbilanz Strommixe Schweiz 2018. treeze Ltd., Uster.

Meili C., Jungbluth N. and Wenzel P. (2018a) Life cycle inventories of long-distance transport of crude oil. ESU-services GmbH, Schaffhausen.

Meili C., Jungbluth N. and Annaheim J. (2018b) Life cycle inventories of crude oil extraction. ESU-services GmbH, Schaffhausen.

Meili C., Jungbluth N. and Bussa M. (2021) Life cycle inventories of long-distance transport of crude oil. ESU-services GmbH, Schaffhausen.

Meili C., Jungbluth N. and Bussa M. (2025a) Life cycle inventories of long-distance transport of crude oil. ESU-services GmbH, Schaffhausen.

Meili C., Jungbluth N. and Bussa M. (2025b) Life cycle inventories of crude oil and natural gas extraction. ESU-services GmbH, Schaffhausen.

Messmer A. and Frischknecht R. (2016) Umweltbilanz Strommixe Schweiz 2014. treeze Ltd., Uster.

Pronovo (2025a) Cockpit Stromkennzeichnung Schweiz, Berichtsjahr 2024, Stand August 2025. Pronovo AG, Frick, retrieved from: https://pronovo.ch/de/services/berichte/.

Pronovo (2025b) Pronovo Cockpit, Stand 1. Juli 2025. Pronovo AG, Frick, Schweiz, retrieved from: https://pronovo.ch/de/services/berichte/.

Schweizerischer Bundesrat (2018) Verordnung über die Anforderungen an die Energieeffizienz serienmässig hergestellter Anlagen, Fahrzeuge und Geräte (Energieeffizienzverordnung, EnEV) vom 1. November 2017 (Stand am 31. Juli 2018). In: *SR 730.02*, Bern, retrieved from: https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/20162950/201807310000/730.02.pdf.

Simons A. and Bauer C. (2011) Life cycle assessment of hydrogen production. In: *Transition to Hydrogen; Pathways Toward Clean Transportation* (Ed. Wokaun A. and Wilhelm E.). Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom.

Tschümperlin L. and Frischknecht R. (2017) Ökobilanz von Wasserstoff als Treibstoff: Aktualisierung 2017. treeze Ltd., Uster, CH.

UVEK (2023) Verordnung des UVEK über die Festlegungen zur Angabe des Energieverbrauchs und weiterer Eigenschaften von Personenwagen, Lieferwagen und leichten Sattelschleppern (VEE-PLS). In: *730.022.2*. Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK), Bern.

Werner F. (2017) Background report for the life cycle inventories of wood and wood based products for updates of ecoinvent 2.2. Werner Environment & Development, Zürich, CH.