



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 8. September 2020

Energieetikette für Personenwagen: Umweltkennwerte 2020 der Strom- und Treibstoffbereitstellung

Datum: 8. September 2020

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:

Luana Krebs, treeze Ltd., krebs@treeze.ch
Philippe Stolz, treeze Ltd., stolz@treeze.ch
Rolf Frischknecht, treeze Ltd., frischknecht@treeze.ch

BFE-Bereichsleitung: Roberto Bianchetti, Fachspezialist Energieeffizienter Verkehr,
roberto.bianchetti@bfe.admin.ch

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

BFE-Vertragsnummer: SI/402689-04

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

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)
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 CO₂-Emissionen von Personenwagen zu deklarieren. Auf der Energieetikette werden die Energieeffizienzklasse, der Normverbrauch und der CO₂-Ausstoss angegeben. Die Energieeffizienzklasse 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 CO₂-Emissionen der Treibstoff- und Strombereitstellung werden mit dem gleichen Ansatz berechnet und müssen in der Preisliste und Online-Konfiguratoren angegeben werden. Die direkten CO₂-Emissionen, die bei der Verbrennung der Treibstoffe im Fahrzeug entstehen, werden separat angezeigt. Zur Berechnung der Effizienzklassen werden die Fahrzeuge schliesslich anhand der gesamten Wirkungskette, also von der Energiequelle bis zum Rad (Well-to-Wheel), beurteilt.

In dieser Studie werden die Umweltkennwerte der Bereitstellung der wichtigsten Treibstoffe und des Schweizer Strommixes aktualisiert. Die berechneten Umweltkennwerte dienen als Grundlage für die Energieetikette für Personenwagen und die Bestimmung der Energieeffizienzklassen. Für die Berechnung der Umweltkennwerte der Treibstoff- und Strombereitstellung für die Energieetikette wurde der aktuellste und von den Bundesämtern genutzte UVEK Ökobilanzdatenbestand DQRv2:2018 verwendet. Dieser Datenbestand enthält aktualisierte Ökobilanzdaten zur Bereitstellung von Benzin, Diesel, Erdgas/Biogas, Bioethanol, Flüssiggas, Wasserstoff und Strom.

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 1.09 L/L. Wasserstoff ab Schweizer Tankstelle hat unter den betrachteten Treibstoffen (ohne Strom) mit 0.62 L/m³ das geringste Primärenergie-Benzinäquivalent, das aber je nach Herstellungsverfahren und eingesetztem Strommix stark variieren kann. Das an Schweizer Tankstellen angebotene Erdgas, dem mindestens 20 % Biogas beigemischt werden, hat mit 0.78 L/m³ ein Primärenergie-Benzinäquivalent zwischen jenem von Flüssiggas (0.78 L/L) und Benzin. Bioethanol (E85) hat mit 1.67 L/L das höchste Primärenergie-Benzinäquivalent. Das Primärenergie-Benzinäquivalent des Schweizer Lieferantenstrommixes beträgt 0.17 L/kWh.

Die fossilen Kohlendioxidemissionen von Benzin und Diesel betragen 514 g CO₂/L bzw. 490 g CO₂/L. Die Bereitstellung von Erdgas / 20 % Biogas und von Wasserstoff ab Schweizer Tankstelle verursacht Kohlendioxidemissionen von 280 g CO₂/m³ bzw. 79 g CO₂/m³. Die fossilen Kohlendioxidemissionen des Schweizer Lieferantenstrommixes ab einer Niederspannungssteckdose betragen 73 g CO₂/kWh.

Résumé

L'étiquette-énergie pour les voitures de tourisme sert à indiquer l'efficacité énergétique et les émissions de CO₂ des voitures de tourisme. L'étiquette-énergie mentionne la catégorie d'efficacité énergétique, la consommation normalisée et les émissions de CO₂. 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 CO₂ 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 CO₂ 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 met à jour 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 UVEK DQRv2:2018 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. Cette base de données contient les données actualisées des écobilans de la production d'essence, de diesel, de gaz naturel/biogaz, de bioéthanol, de gaz liquide, d'hydrogène et d'électricité.

L'essence étant considérée comme carburant de référence, son équivalent essence d'énergie primaire est de 1,00 l/l. L'équivalent essence d'énergie primaire du diesel, légèrement plus élevé que celui de l'essence, est de 1,09 l/l. Parmi les carburants considérés (exception faite de l'électricité), l'hydrogène délivré par les stations-service suisses a le plus faible équivalent essence d'énergie primaire avec 0,62 l/m³, équivalent qui peut varier fortement en fonction du processus de fabrication et du mix d'électricité utilisé. Avec 0,78 l/m³, le gaz naturel délivré par les stations-service suisses, qui contient au moins 20 % de biogaz, a un équivalent essence d'énergie primaire qui se situe entre celui du gaz liquide (0,78 l/l) et celui de l'essence. Avec 1,67 l/l, le bioéthanol (E85) affiche l'équivalent essence d'énergie primaire le plus élevé. L'équivalent essence d'énergie primaire de l'électricité est de 0,17 l/kWh.

Les émissions fossiles de dioxyde de carbone de l'essence et du diesel s'élèvent à 514 g CO₂/l, respectivement à 490 g CO₂/l. La production de gaz naturel (20 % de biogaz) et d'hydrogène délivrés par les stations-service suisses provoque des émissions de dioxyde de carbone de 280 g CO₂/m³, respectivement de 79 g CO₂/m³. Les émissions fossiles de dioxyde de carbone du mix électrique des fournisseurs suisses à partir d'une prise à basse tension s'élèvent à 73 g CO₂/kWh.

Sintesi

L'etichetta Energia per le automobili ha lo scopo di dichiarare l'efficienza energetica e le emissioni di CO₂ delle automobili. Sull'etichetta sono indicate la categoria di efficienza energetica, il consumo normalizzato e le emissioni di CO₂. 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 CO₂ derivanti dalla messa a disposizione del carburante e dell'energia elettrica sono calcolate con lo stesso fattore e devono essere indicate nei listini prezzi e nei configuratori online -. Le emissioni di CO₂ 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'etichetta Energia per automobili e per la determinazione delle categorie di efficienza energetica. Per il calcolo degli indicatori ambientali per l'etichetta Energia sono stati utilizzati i più recenti dati dell'ecobilancio UVEK DQRv2:2018, a cui fanno capo anche gli Uffici federali. Questa banca dati contiene dati aggiornati sull'ecobilancio relativi alla messa a disposizione di benzina, diesel, gas naturale/biogas, bioetanolo, gas liquido, idrogeno ed energia elettrica.

La benzina è definita come carburante di riferimento ed ha pertanto un equivalente benzina per l'energia primaria pari a 1,00 l/l. L'equivalente per il diesel, che è leggermente superiore rispetto a quello per la benzina, si attesta a 1,09 l/l. Tra i carburanti considerati (eccezion fatta per l'energia elettrica), l'idrogeno da stazioni di rifornimento svizzere presenta il minore equivalente benzina per l'energia primaria (0,62 l/m³); tale valore può tuttavia variare notevolmente a seconda del processo di produzione e del mix elettrico impiegato. Il gas naturale messo a disposizione nelle stazioni di rifornimento svizzere, al quale è aggiunto almeno il 20 per cento di biogas, ha un equivalente benzina per l'energia primaria pari a 0,78 l/m³; il valore si situa tra quello del gas liquido (0,78 l/l) e quello della benzina. Con 1,67 l/l il bioetanolo (E85) ha l'equivalente più elevato. L'equivalente benzina per l'energia primaria del mix elettrico dei fornitori svizzeri è pari a 0,17 l/kWh.

Le emissioni di biossido di carbonio fossile della benzina e del diesel sono compresi tra 514 g CO₂/l e 490 g CO₂/l. La messa a disposizione di gas naturale / biogas 20 % e di idrogeno da stazioni di rifornimento svizzere genera emissioni di biossido di carbonio pari rispettivamente a 280 g CO₂/m³ e a 79 g CO₂/m³. Le emissioni di biossido di carbonio fossile generate dal mix elettrico dei fornitori svizzeri a partire da una presa di corrente a bassa tensione sono pari a 73 g CO₂/kWh.

Inhalt

1	EINLEITUNG	1
2	INDIKATOREN DER ENERGIEETIKETTE	2
2.1	Well-to-Tank Betrachtung	2
2.2	Messgrößen	2
2.3	Datengrundlage	3
3	TREIBSTOFFBEREITSTELLUNG	4
3.1	Übersicht	4
3.2	Benzin und Diesel	4
3.2.1	Rohölförderung	4
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	9
3.7	Wasserstoff	11
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	Strom	20
4.6	Vergleich mit dem Vorjahr und Gründe für Veränderungen	22
	LITERATUR	25

1 Einleitung

Die Energieetikette für Personenwagen ist ein Informationsinstrument, um Personen beim Autokauf über die jeweilige Energieeffizienz des Fahrzeugs und dessen klimawirksame CO₂-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 sind das Design der Etikette, die Berechnung der Kategoriengrenzen und die periodische Anpassung der Energieeffizienz-Kategorien an den technischen Fortschritt festgelegt. Die Berechnung 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-PW) geregelt (UVEK 2019).

Das Bundesamt für Energie aktualisiert jährlich die Grundlagendaten für die Energieetikette für Personenwagen. Die Umweltkennwerte der Treibstoff- und Strombereitstellung basieren auf dem UVEK Ökobilanzdatenbestand DQRv2:2018. Für die Energieetikette 2021 werden die Indikatoren Primärenergiebedarf, Gesamtumweltbelastung, Treibhausgasemissionen und Kohlendioxid-Emissionen (CO₂) der Treibstoff- und der Strombereitstellung berechnet.

In dieser Studie wurden die Umweltkennwerte der Bereitstellung der wichtigsten Treibstoffe und des Schweizer Strommixes aktualisiert. Für die Aktualisierung der Umweltkennwerte für die Energieetikette für Personenwagen wurden diese Sachbilanzen in den UVEK Ökobilanzdatenbestand DQRv2:2018 eingebettet. Die Sachbilanzen von schweizerischen und europäischen Raffinerieprodukten wurden zudem mit Daten zum aktuellen Herkunftsmix des verarbeiteten Rohöls angepasst. Für die Benzin- und Dieselpreispflichtung in der Schweiz wurden der Anteil der importierten Treibstoffe sowie deren Herkunft und Transportdistanzen neu ermittelt. Ebenso wurden die Sachbilanzen des Schweizer Lieferantenstrommixes und des an öffentlichen Schweizer Tankstellen verkauften Wasserstoffs (Stromherkunft, Marktgemisch Wasserstoff) aktualisiert. Die im Rahmen dieses Projektes verwendeten Sachbilanzen der Förderung, des Ferntransports und der Raffinierung von Rohöl sowie der Bereitstellung von Raffinerieprodukten (Benzin, Diesel etc.) wurden 2018 publiziert (Jungbluth & Meili 2018; Jungbluth et al. 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 Niederspannungskunden (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 Personenkraftwagen werden in dieser Analyse nicht berücksichtigt. Die CO₂-Emissionen der Verbrennung der Treibstoffe in Personenkraftwagen werden in der Energieetikette separat ausgewiesen. Sie sind deshalb in den Bilanzen der Treibstoffbereitstellung nicht enthalten.

Der **gesamte Primärenergiebedarf** der Treibstoffe und des Strommixes wird für die Energieeffizienzkatoren 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 zu den **fossilen Kohlendioxidemissionen (CO₂)** der Treibstoff- und Strombereitstellung angefügt werden. Dieses Treibhausgas wird bei der Verbrennung fossiler Energieträger ausgestossen. Die CO₂-Emissionen werden in der Einheit Kilogramm (kg) oder Gramm (g) angegeben.

2.2 Messgrößen

Der Zweck der Energieetikette für Personenkraftwagen ist der Vergleich verschiedener Modelle und Antriebssysteme bezüglich ihres Primärenergiebedarfs beziehungsweise ihrer CO₂-Emissionen. Der Treibstoffverbrauch von Fahrzeugen kann als Volumen (Liter oder Kubikmeter), 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 UVEK Ökobilanzdatenbestand DQRv2:2018 (KBOB et al. 2018). Die Modellierung erfolgt gemäss den Bilanzierungsregeln des ecoinvent Datenbestands v2 (Frischknecht et al. 2007). Weitere, Treibstoff- beziehungsweise Strom-spezifische Datengrundlagen sind in den Unterkapiteln des Kapitels 3 genannt.

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 Kubikmeter 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.

3 Treibstoffbereitstellung

3.1 Übersicht

Dieses Kapitel enthält wesentliche Informationen zu den Ökobilanzen der Bereitstellung der Treibstoffe Benzin und Diesel, komprimiertes Erdgas, Flüssiggas, Bioethanol und der Bereitstellung von Elektrizität. Die Ökobilanzen von Benzin, Diesel, Erdgas und Strom sind in letzter Zeit aktualisiert worden. Deshalb ist deren Beschrieb ausführlicher als derjenige der übrigen Treibstoffe.

3.2 Benzin und Diesel

3.2.1 Rohölförderung

Das in der Schweizer Raffinerie in Cressier im Jahr 2019 verarbeitete Rohöl wurde in Nigeria, Kasachstan, Nordafrika, den USA, Russland und Aserbaidschan gefördert (EV/UP 2020). Die Sachbilanzen der Rohölförderung in bedeutenden Förderländern und -regionen wurden kürzlich aktualisiert (Meili et al. 2018a). Diese Sachbilanzen wurden in den UVEK Ökobilanzdatenbestand DQRv2:2018 eingebettet. Für die Rohölförderung in Nordafrika (Libyen und Algerien), Grossbritannien und Aserbaidschan wurden die 2019 aktualisierten Sachbilanzen verwendet (Stolz & Frischknecht 2019). Die entsprechenden Datensätze aus demecoinvent Datenbestand v2.2 (Jungbluth 2007) und aus Stolz und Frischknecht (2018) wurden mit den aktualisierten Sachbilanzen von Meili et al. (2018a) harmonisiert. In Grossbritannien und Aserbaidschan wird Rohöl im Meer (offshore) gefördert, während für Nordafrika vor allem die Rohölförderung auf dem Festland (onshore) von Bedeutung ist.

Der Energiebedarf (Strom, Diesel, Schweröl und Erdgas) der Rohölförderung in Nordafrika, Grossbritannien und Aserbaidschan wurde mit den von Meili et al. (2018a) abgeschätzten globalen Standardwerten angenähert. Die Rate für das Abfackeln von Begleitgas (flaring) wurde mit länderspezifischen Daten der Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR) der Weltbank² zur abgefackelten Erdgasmenge und zur Rohölproduktion für das Jahr 2017 bestimmt (Tab. 3.1). Die Fackelintensität von Nordafrika wurde als gewichteter Mittelwert der Fackelverluste von Libyen und Algerien berechnet.

² http://dataviz.worldbank.org/views/GGFRDashboard07_13_2018/GasFlaring?iframeSizedToWindow=true&:embed=y&:showAppBanner=false&:display_count=no&:showVizHome=no&:toolbar=no, abgerufen am 08.05.2019.

Tab. 3.1 Fackelverluste, Rohölproduktion und Fackelintensität der Rohölförderung in Aserbaidschan, Grossbritannien, Libyen, Algerien und Nordafrika.²

	Fackelverluste	Rohölproduktion	Fackelintensität
	Mio. m³/a	Mio. t/a	m³/kg
Aserbaidschan	151	38	0.0039
Grossbritannien	1355	48	0.0282
Libyen	3908	42	0.0938
Algerien	8803	74	0.119
Nordafrika	12711	116	0.110

Für das Abblasen von Begleitgas bei der Rohölförderung (venting) wurde der von Meili et al. (2018a) ermittelte Emissionsfaktor verwendet. Dieser beträgt 0.0146 m³ Erdgas pro kg Rohöl und entspricht einem globalen Durchschnittswert. Der Bedarf an organischen und anorganischen Chemikalien für die Rohölförderung sowie die Mengen von entsorgten Abfällen, schwach radioaktiven Abfällen und produziertem Wasser wurden ebenfalls mit generischen Daten aus Meili et al. (2018a) modelliert. Für den Wasserbedarf und die Emissionen von Öl und anderen Schadstoffen in Gewässer wurden nach Förderregionen differenzierte Daten aus IOGP (2017) verwendet.

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 oder in Raffinerien Europas verarbeitet wird, wurde auf Basis von aktuellen Statistiken der Erdölvereinigung (EV/UP 2020) und der Internationalen Energieagentur (IEA 2020) bestimmt.

Das in der Schweizer Raffinerie im Jahr 2019 verarbeitete Rohöl stammte aus Nigeria (34.2 %), Kasachstan (28.7 %), Nordafrika (Libyen: 22.3 %, Algerien: 3.2 %), den USA (10.5 %), Russland (1.1 %) und Aserbaidschan (0.1 %) (EV/UP 2020). Die Importmengen von Rohöl aus den einzelnen Förderregionen sowie die Transportdistanzen sind in Tab. 3.2 aufgelistet. Die Distanzen für die Ferntransporte von Rohöl aus verschiedenen Förderregionen stammen aus Meili et al. (2018b).

Das in Nigeria geförderte Rohöl wird in Pipelines über eine Distanz von 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. 2018b).

Tab. 3.2 Herkunftsmix 2019 und Transportdistanzen von Rohöl, das in der Schweizer Raffinerie in Cressier verarbeitet wird (EV/UP 2020; Meili et al. 2018b; eigene Berechnungen).

Rohöl Schweiz	Herkunftsmix		Pipeline	Tanker
	kt	%	km	km
Nordafrika	699	25,5%	1'220	1'150
Nigeria	935	34,2%	760	8'000
USA	288	10,5%	1'870	10'100
Russland	29	1,1%	3'200	3'400
Kasachstan	786	28,7%	2'560	3'700
Aserbaidshjan	2	0,1%	2'200	3'700
Total	2'739	100,0%	1'537	5'187

Die Herkunft des Rohöls, das in europäischen Raffinerien verarbeitet wird, unterscheidet sich aktuell deutlich vom Schweizer Rohölmix (siehe Tab. 3.3). Die wichtigsten Herkunftsländer und -regionen sind Russland (26.2 %), Nigeria und weitere Länder des südlichen Afrika (10.2 %), Irak (10.0 %), Norwegen (9.7 %), Nordafrika (9.5 %), Saudi-Arabien (7.4 %), Kasachstan (6.8 %), USA (6.4 %) und Grossbritannien (6.3 %) (IEA 2020). Der Rest des in europäischen Raffinerien verarbeiteten Rohöls wird aus Ländern Zentralasiens und Amerikas importiert. Die Transportdistanzen für Pipelines und Öltanker basieren weitgehend auf Angaben aus Meili et al. (2018b) (Tab. 3.3).

Tab. 3.3 Herkunftsmix 2019 und Transportdistanzen von Rohöl, das in europäischen Raffinerien verarbeitet wird (IEA 2020; Meili et al. 2018b; eigene Berechnungen).

Rohöl Europa	Herkunftsmix		Pipeline	Tanker
	kt	%	km	km
Nordafrika	56'853	9.5%	720	1'150
Nigeria / südliches Afrika	61'282	10.2%	260	8'000
Saudi-Arabien	44'587	7.4%	1'420	4'100
Irak	60'097	10.0%	1'070	2'900
USA	38'378	6.4%	1'370	9'700
Mexiko	10'459	1.7%	360	10'000
Südamerika	11'559	1.9%	430	8'570
Norwegen	58'185	9.7%	500	1'050
Grossbritannien / Europa	37'587	6.3%	100	1'000
Russland	157'814	26.2%	3'600	0
Kasachstan	41'032	6.8%	2'060	3'700
Aserbaidshjan	22'094	3.7%	1'700	3'700
Übrige Förderregionen	1'302	0.2%	1'611	3'029
Total	601'228	100.0%	1'611	3'029

Die Sachbilanzen für die Herstellung von Erdölprodukten in der Schweizer Raffinerie und in europäischen Raffinerien wurden von Jungbluth et al. (2018) aktualisiert und in den UVEK Ökobilanzdatenbestand DQRv2:2018 eingebettet. Der Rohölbedarf der Raffinerien wird gemäss dem Heizwert auf die verschiedenen Produkte alloziert.

3.2.3 Tankstelle

Die Anteile der europäischen und schweizerischen Raffinerien am in der Schweiz angebotenen Benzin und Diesel wurden basierend auf Statistiken der Erdölvereinigung aktualisiert (EV/UP 2020). Im Jahr 2019 wurden 27.3 % des Benzins und 28.2 % des Diesels in der Schweizer Raffinerie produziert (Tab. 3.4).

Tab. 3.4 Herkunftsmix von Benzin und Gasöl (Diesel und Heizöl EL) an Schweizer Tankstellen im Jahr 2019 (EV/UP 2020).

Herkunftsmix	Benzin		Diesel	
	kt	%	kt	%
Schweiz	636	27.3%	1'315	28.2%
Europa	1'695	72.7%	3'349	71.8%
Total	2'331	100.0%	4'664	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 der Erdölvereinigung dienen als Grundlage für diese Berechnungen (EV/UP 2020). Die wichtigsten Herkunftsländer für den Import von Benzin in die Schweiz sind Deutschland (63.0 %) und Italien (18.1 %). Der importierte Diesel wird hauptsächlich in Deutschland (33.6 %), den Niederlanden (33.0 %) sowie in Belgien und Luxemburg (21.6 %) 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. 3.5). 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. 3.5 Transportdistanzen und Verkehrsträger für den Import von Benzin und Diesel von europäischen Raffinerien bis zu Tankstellen in der Schweiz im Jahr 2019 basierend auf EV/UP (2020) und eigenen Berechnungen.

Transportdistanzen	Benzin	Diesel
	km	km
Bahn	197	177
Lastwagen	92	29
Binnenschiff	171	393
Flugzeug	0	0
Pipeline	21	41
Hochseetanker	0	62
Regionalverteilung Bahn	30	30
Regionalverteilung Lastwagen	50	50
Total	561	782

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 2010 und sind in Bauer et al. (2012) ausführlich dokumentiert. Der Sachbilanzdatensatz der kombinierten Produktion von Erdöl und Erdgas in Norwegen wurde von Meili et al. (2018a) aktualisiert.

Das in der Schweiz genutzte Erdgas stammt aus Russland (31.4 %), den Niederlanden (27.3 %), Norwegen (26.5 %), Deutschland (8.1 %), Nordafrika (2.4 %), Grossbritannien (2.2 %), Nigeria (1.3 %) und dem Mittleren Osten (0.9 %). 3 % der Erdgaslieferungen erfolgen mit Flüssiggas-Tankern. Die Erdgasleckagen im russischen Fernleitungsnetz betragen rund 1.3 % bezogen auf die nach Europa gelieferte Erdgasmenge. In der Schweiz werden 0.7 % des Erdgases für die Kompression im Hochdrucknetz benötigt und weitere rund 0.4 % gehen im Niederdrucknetz infolge Leckagen verloren. Die Methanverluste beim Betanken sind demgegenüber vernachlässigbar.

Das an Schweizer Tankstellen erhältliche Erdgas enthält einen Anteil von mindestens 20 % Biogas. Das aufbereitete Biogas wird zu 46.2 % aus Grüngut gewonnen, zu 33.6 % aus Klärschlamm und zu 20.2 % aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen (Stucki et al. 2011). Da Biogas aus Abfallprodukten entsteht, werden Energieinhalt und 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 eine Glykolwäsche. Für diese drei Technologien stehen Sachbilanzdaten von Stucki et al. (2011) zur Verfügung. Basierend auf der Jahresproduktion der Aufbereitungsanlagen, welche im Jahr 2012 Biomethan ins

Erdgasnetz eingespeist haben, ergibt sich ein Technologiemix mit 47.9 % Druckwechseladsorption, 43.3 % Aminwäsche und 8.9 % Glykolwäsche.

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. 2018a, 2018b; Jungbluth et al. 2018) wurden in den UVEK Ökobilanzdatenbestand DQRv2:2018 eingebettet (siehe Unterkapitel 3.2).

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 m³ 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 die Betankung an 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

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 Lieferantenstrommix zu Grunde. Der Schweizer Lieferantenstrommix wurde basierend auf der Schweizer Stromkennzeichnung für das Jahr 2018 von Pronovo (Pronovo 2020) aktualisiert. Sie zeigt die Herkunft des in der Schweiz verkauften Stroms inklusive des zertifizierten Stroms, jedoch ohne die Stromproduktion der SBB.

Tab. 3.6 Anteile der einzelnen Technologien im Schweizer Lieferantenstrommix 2018 (Pronovo 2020).

Technologie	Total	Aus der Schweiz	Import
Erneuerbare Energien	73.80%	57.18%	16.62%
Wasserkraft	65.95%	50.02%	15.93%
Andere Erneuerbare	2.25%	1.56%	0.69%
<i>Sonne</i>	1.21%	1.20%	0.01%
<i>Wind</i>	0.44%	0.06%	0.38%
<i>Biomasse</i>	0.30%	0.30%	0.00%
<i>Geothermie</i>	0.30%	0.00%	0.30%
Geförderter Strom	5.60%	5.60%	0.00%
Nicht erneuerbare Energien	19.00%	17.50%	1.50%
Kernenergie	17.29%	17.26%	0.03%
Fossile Energieträger	1.71%	0.24%	1.47%
<i>Erdöl</i>	0.02%	0.02%	0.00%
<i>Erdgas</i>	0.65%	0.22%	0.43%
<i>Steinkohle</i>	1.04%	0.00%	1.04%
Abfälle	0.95%	0.95%	0.00%
Nicht überprüfbare Energieträger	6.25%	0.00%	6.25%
Total	100.00%	75.63%	24.37%

Der Schweizer Lieferantenstrommix wird zu einem bedeutenden Teil in Wasserkraftwerken (66.0 %) und Kernkraftwerken (17.3 %) erzeugt (Tab. 3.6). Die Anteile von anderen erneuerbaren Energieträgern und gefördertem Strom betragen 2.25 % bzw. 5.60 %. Fossile Energieträger und Kehrlichtverbrennungsanlagen haben vergleichsweise geringe Anteile am in der Schweiz verkauften Strom. Der Anteil von nicht überprüfbaren Energieträgern am Lieferantenstrommix beträgt 6.25 % und liegt damit deutlich tiefer als im Jahr 2017 (16.1 %; Messmer & Frischknecht 2016; Stolz & Frischknecht 2019). Strom aus nicht überprüfbaren Energieträgern wird mit dem europäischen Restmix³ (European Attribute Mix (EAM), bestimmt für das Jahr 2014; (AIB 2015)) angenähert, der zum überwiegenden Teil aus fossilen Energieträgern oder in Kernkraftwerken erzeugt wird und in Messmer und Frischknecht (2016) näher beschrieben ist. Der von Elektrizitätswerken an Schweizer Kunden gelieferte Strom wird zu ungefähr drei Vierteln in Schweizer Kraftwerken produziert und zu einem Viertel aus europäischen Ländern importiert.

Die Kategorie „geförderter Strom“ entspricht dem Strom aus Anlagen, die eine kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) erhalten und wird entsprechend dem Jahresbericht der Pronovo AG (Pronovo 2019) auf die verschiedenen erneuerbaren Technologien aufgeteilt. Darin sind das Produktionsvolumen und die Anteile der verschiedenen

³ Der europäische Reststrommix basiert auf den nicht entwerteten Herkunftsnachweisen in Europa. Er dient dem Ausgleich von Überschüssen und Defiziten im nationalen Residualmix, die durch internationalen Handel von Strom und Herkunftsnachweisen verursacht werden. Die Zusammensetzung des europäischen Reststrommixes hat sich seit 2014 nur unwesentlich verändert, weshalb auf eine Aktualisierung verzichtet wurde.

Technologien aufgelistet (Tab. 3.7). Der geförderte Strom wird hauptsächlich mit Wasserkraft (46.3 %) und Biomasse (32.7 %) produziert. Die Anteile von Fotovoltaik und Wind an der geförderten Stromproduktion in der Schweiz betragen 18.4 % bzw. 2.7 %.

Tab. 3.7 Anteile der einzelnen Technologien an der geförderten Stromproduktion in der Schweiz im Jahr 2018 (Pronovo 2019).

Technologie	Produktion	Anteil
Einheit	GWh	%
Wind	84.2	2.66%
Wasserkraft	1462.9	46.30%
Biomasse	1032.5	32.68%
Fotovoltaik	580.2	18.36%
Total	3159.8	100.00%

Der aus Biomasse produzierte Strom wurde weiter unterteilt in Strom aus Holz, landwirtschaftlichem Biogas, industriellem Biogas und Strom aus Biomasse, die in Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA) verbrannt wird. Die Angaben zu diesen Anteilen stammen aus der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien (BFE 2019). Die Anteile der verschiedenen Technologien sind in Tab. 3.8 gezeigt.

Tab. 3.8 Anteile der einzelnen Technologien für Strom aus Biomasse im Jahr 2018 (BFE 2019).

Technologie	Produktion	Anteil
Einheit	GWh	%
Holz	289.8	18.56%
Biogas Landwirtschaft	138.5	8.87%
Biogas Industrie	212.9	13.64%
Biomasse KVA	919.9	58.93%
Total	1561.1	100.00%

3.7 Wasserstoff

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

Für die Herstellung von Wasserstoff als Treibstoff wurden zwei Verfahren betrachtet: die Wasserelektrolyse und die Methan-Dampfreformierung. 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) 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). Für die dezentrale Herstellung eignen sich der Schweizer Lieferantenstrommix sowie Photovoltaik- und Wasserkraftstrom ab Netz.

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 % und der entstehende Wasserdampf wird nicht weiterverwendet.

Zentral hergestellter Wasserstoff wird mit 32 Tonnen schweren Lastwagen (Trailer), die maximal 338 kg Wasserstoff transportieren können, über eine Distanz von 10 km zu den Tankstellen transportiert.⁴ In den Tankstellen wird Wasserstoff mit Hilfe von Strom von 30 bar auf 880 bar komprimiert. Ein Druck von 880 bar wird benötigt, um einen Druck von 700 bar bei 15 °C im voll befüllten Fahrzeugtank in jedem Fall zu gewährleisten (Bünger et al. 2014).

In der Schweiz gibt es vier Wasserstoff-Tankstellen, wovon nur eine öffentlich zugänglich ist. Letztere gehört Coop und befindet sich in Hunzenschwil. Der dort verkaufte Wasserstoff wird via PEM-Elektrolyse beim Wasserkraftwerk in Aarau erzeugt und dann mit einem Wasserstoff-Trailer zur Tankstelle transportiert. Des Weiteren gibt es eine halb-öffentliche Wasserstoff-Tankstelle der Empa in Dübendorf, wo Privatpersonen einmalig einen Badge beantragen müssen, danach aber jederzeit Wasserstoff tanken können. Der Wasserstoff der Tankstelle der Empa wird ebenfalls via PEM-Elektrolyse hergestellt und auf das Druckniveau von 700 bar für Personenwagen komprimiert.⁵ Der für die Elektrolyse eingesetzte Strom wird zu 2.3 % von einer betriebseigenen Photovoltaik (PV) Anlage und zu 97.7 % im Laufwasserkraftwerk in Eglisau erzeugt.⁶

In der Schweiz gab es Ende 2019 gemäss dem European Alternative Fuels Observatory 91 Brennstoffzellenautos.⁷ An den Wasserstoff-Tankstellen in Hunzenschwil und Dübendorf wurden im Jahr 2019 ungefähr 3'000 kg bzw. 2'800 kg Wasserstoff von 700 bar bezogen.⁸ Dadurch deckt die Tankstelle von Coop in Hunzenschwil 56.6 % des an Schweizer Tankstellen abgesetzten Wasserstoffs von 700 bar ab. Die restlichen 43.4 %

⁴ https://www.coop.ch/content/dam/Medien/Medienmitteilung/2016/Coop-eroeffnet-erste-oeffentliche-Wasserstofftankstelle/Factsheet_Elektrolyse_D.pdf, abgerufen am 07.05.2020.

⁵ Persönliche Mitteilung Christian Bach, Empa, 28.04.2020.

⁶ Persönliche Mitteilung Christian Bach, Empa, 08.05.2020.

⁷ <https://www.eafo.eu/countries/switzerland/1756/summary>, abgerufen am 07.05.2020.

⁸ Persönliche Mitteilungen Philipp Dietrich, H2 Energy AG, 11.04.2020 und Christian Bach, Empa, 28.04.2020

werden durch die Tankstelle der Empa in Dübendorf bereitgestellt. Damit wird der Wasserstoffmix, der heute in der Schweiz getankt wird, zu 100 % über das Elektrolyseverfahren hergestellt und setzt sich zu 56.6 % aus zentral mit Wasserkraftstrom, zu 42.4 % aus dezentral mit Wasserkraftstrom und zu 1.0 % aus dezentral mit PV-Strom hergestelltem Wasserstoff zusammen.

Neben diesen öffentlichen Tankstellen gibt es je eine nicht öffentliche Wasserstoff-Tankstelle in Martigny und in Freiburg. Diejenige in Martigny gehört der EPFL, an welcher Privatpersonen durch eine vorhergehende Reservierung tanken können. Jedoch werden nur zwei Brennstoffzellenautos der EPFL bzw. von Sinergy regelmässig betankt. Der Wasserstoff wird dezentral via Elektrolyse mit Netzstrom produziert.⁹ Auch an der nicht öffentlichen Wasserstoff-Tankstelle von Plastic Omnium in Freiburg tanken weiterhin nur zwei firmeneigene Brennstoffzellenautos regelmässig den dezentral via Elektrolyse mit Netzstrom produzierten Wasserstoff auf dem Druckniveau von 350 bar.¹⁰

Bis 2023 soll es in der Schweiz ein flächendeckendes öffentlich zugängliches Wasserstoff-Tankstellennetz geben mit ausschliesslich aus erneuerbaren Energiequellen hergestelltem Wasserstoff.¹¹ Aktuell sind weitere Wasserstoff-Tankstellen in Evaluation, in der Baugesuchsphase oder bereits in der Umsetzungsphase.¹²

⁹ Persönliche Mitteilung Yorick Ligen, EPFL, 10.04.2020.

¹⁰ Persönliche Mitteilung Daniel Shapiro, Plastic Omnium, 08.04.2020.

¹¹ <https://h2energy.ch/bedeutende-schweizer-unternehmen-forcieren-wasserstoffmobilitaet/>, abgerufen am 07.05.2019.

¹² Persönliche Mitteilung Philipp Dietrich, H2 Energy, 11.04.2020.

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 CO₂-Emissionen (Unterkapitel 4.4) diskutiert. In Unterkapitel 4.5 werden die Beiträge der einzelnen Verarbeitungsschritte zu den gesamten CO₂-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 / 10 % Biogas, CNG / 20 % Biogas und Wasserstoff auf den Werten, die für das schweizerische Treibhausgasinventar verwendet werden (BAFU 2019). 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 (2019) enthalten und basieren auf den im Thermodynamik-Standardwerk Baehr (1989) publizierten Stoffwerten. Bei CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas werden sowohl die Stoffwerte, die den Sachbilanzen der Erdgas- und Biogasbereitstellung des UVEK Ökobilanzdatenbestands DQRv2:2018 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 / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas verwendet wurden, basieren auf Angaben der Empa.¹³

Das in den Sachbilanzen des UVEK Ökobilanzdatenbestands DQRv2:2018 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

¹³ Persönliche Mitteilung Christian Bach, Empa, 13.05.2020.

Stoffwerten des Prüftreibstoffs ab. Die Unterschiede in den Stoffwerten wurden in der Berechnung des Primärenergie-Benzinäquivalents von CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % 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).¹⁴ 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 und 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 / 10 % Biogas und CNG / 20 % 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 / 10 % Biogas bzw. CNG / 20 % Biogas) haben ein Benzinäquivalent von 1.14 L/L bzw. 1.03 L/m³. Das Benzinäquivalent von Wasserstoff beträgt 0.34 L/m³, 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) bedeutet, dass weniger Energie für die Förderung, Aufbereitung und den Transport eines Treibstoffs bis zur Tankstelle aufgewendet wird.

¹⁴ Persönliche Mitteilung Christian Bach, Empa, 01.06.2017.

Die Primärenergiefaktoren umfassen in der Energieetikette sowohl den nicht erneuerbaren als auch den erneuerbaren Primärenergiebedarf.

Der rechte Teil der Tab. 4.1 enthält den Primärenergiefaktor, den spezifischen Primärenergiebedarf sowie die Primärenergie-Benzinäquivalente der Treibstoffe. Erdgas mit einem Anteil von 20 % Biogas hat mit 1.02 MJ Öl-eq/MJ den geringsten spezifischen Primärenergiefaktor, gefolgt von CNG / 10 % Biogas mit einem Primärenergiefaktor von 1.10 MJ Öl-eq/MJ. Der Primärenergiefaktor von Benzin und Diesel beträgt 1.35 MJ Öl-eq/MJ bzw. 1.29 MJ Öl-eq/MJ. Der vergleichsweise hohe Primärenergiefaktor von Bioethanol (E85) von 3.12 MJ Öl-eq/MJ wird hauptsächlich durch die Holzproduktion im Wald (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 Methan-Dampfreformierung hat mit 2.23 MJ Öl-eq/MJ den tiefsten Primärenergiefaktor, während der Primärenergiefaktor von Wasserstoff, der dezentral durch Wasserelektrolyse mit dem Lieferantenstrommix produziert wird, ca. doppelt so hoch ist (4.31 MJ Öl-eq/MJ). Der durchschnittliche Wasserstoffmix ab Schweizer Tankstelle (56.6 % Wasserkraft zentral, 42.4 % Wasserkraft dezentral, 1.0 % Photovoltaik dezentral) hat einen Primärenergiefaktor von 2.45 MJ Öl-eq/MJ. Der Primärenergiefaktor von Elektrizität beträgt 2.02 MJ Öl-eq/MJ bzw. 7.29 MJ Öl-eq/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 1.09 L/L. Flüssiggas (LPG), CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas haben ein Primärenergie-Benzinäquivalent von 0.78 L/L, 0.84 L/m³ bzw. 0.78 L/m³. Bioethanol (E85) hat mit 1.67 L/L das höchste Primärenergie-Benzinäquivalent. Abhängig vom Herstellungsverfahren variiert das Primärenergie-Benzinäquivalent von Wasserstoff stark (Methan-Dampfreformierung: 0.57 L/m³, Wasserelektrolyse mit Lieferantenstrommix: 1.10 L/m³). Im Durchschnitt beträgt das Primärenergie-Benzinäquivalent des an Schweizer Tankstellen verkauften Wasserstoffs 0.62 L/m³. Das Primärenergie-Benzinäquivalent von Strom wird als Verhältnis des Primärenergiefaktors zum spezifischen Primärenergiebedarf von Benzin berechnet und beträgt 0.17 L/kWh.

Tab. 4.1 Stoffwerte und Primärenergiebedarf der Normtreibstoffe der Energieetikette 2021. Die Stoffkennwerte Dichte, spezifischer Heizwert und Energiedichte basieren auf Angaben von BAFU (2019) und der Empa^{13,14} (CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas).

Treibstoff	Stoffkennwerte					Primärenergiekennwerte		
	Normverbrauchs-korrektur	Dichte	Spezifischer Heizwert	Energiedichte	Benzin-äquivalent	Primärenergie-faktor	Spezifische Primärenergie	Primärenergie-Benzinäquivalent
Benzin	1,000	0,737 kg/L	42,6 MJ/kg	8,72 kWh/L	1,00 L/L	1,35 MJ Öl-eq/MJ	42,4 MJ Öl-eq/L	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	46,2 MJ Öl-eq/L	1,09 L/L
CNG / 10% Biogas	0,963	0,679 kg/m ³	49,7 MJ/kg	9,36 kWh/m ³	1,03 L/m ³	1,10 MJ Öl-eq/MJ	37,2 MJ Öl-eq/m ³	0,84 L/m ³
CNG / 20% Biogas	0,963	0,679 kg/m ³	49,7 MJ/kg	9,36 kWh/m ³	1,03 L/m ³	1,02 MJ Öl-eq/MJ	34,5 MJ Öl-eq/m ³	0,78 L/m ³
LPG (85% C ₃ H ₈)	1,000	0,540 kg/L	46,3 MJ/kg	6,94 kWh/L	0,80 L/L	1,32 MJ Öl-eq/MJ	33,0 MJ Öl-eq/L	0,78 L/L
E85	1,000	0,782 kg/L	29,0 MJ/kg	6,31 kWh/L	0,72 L/L	3,12 MJ Öl-eq/MJ	70,8 MJ Öl-eq/L	1,67 L/L
Elektrizität	*	*	*	1,00 kWh/kWh	0,11 L/kWh	2,02 MJ Öl-eq/MJ	7,29 MJ Öl-eq/kWh	0,17 L/kWh
Wasserstoff								
- Lieferanten-Strommix, dezentral	1,000	0,0899 kg/m ³	120 MJ/kg	3,00 kWh/m ³	0,34 L/m ³	4,31 MJ Öl-eq/MJ	46,5 MJ Öl-eq/m ³	1,10 L/m ³
- PV-Strom, dezentral	1,000	0,0899 kg/m ³	120 MJ/kg	3,00 kWh/m ³	0,34 L/m ³	3,29 MJ Öl-eq/MJ	35,5 MJ Öl-eq/m ³	0,84 L/m ³
- Wasserkraft-Strom, dezentral	1,000	0,0899 kg/m ³	120 MJ/kg	3,00 kWh/m ³	0,34 L/m ³	2,55 MJ Öl-eq/MJ	27,5 MJ Öl-eq/m ³	0,65 L/m ³
- Wasserkraft-Strom, zentral	1,000	0,0899 kg/m ³	120 MJ/kg	3,00 kWh/m ³	0,34 L/m ³	2,36 MJ Öl-eq/MJ	25,5 MJ Öl-eq/m ³	0,60 L/m ³
- Methan-Dampfreformierung, zentral	1,000	0,0899 kg/m ³	120 MJ/kg	3,00 kWh/m ³	0,34 L/m ³	2,23 MJ Öl-eq/MJ	24,1 MJ Öl-eq/m ³	0,57 L/m ³
- Mix ab Schweizer Tankstelle	1,000	0,0899 kg/m ³	120 MJ/kg	3,00 kWh/m ³	0,34 L/m ³	2,45 MJ Öl-eq/MJ	26,4 MJ Öl-eq/m ³	0,62 L/m ³

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 Treibstoffe 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 Erdgas und reines Biogas aufgelistet. Da Biogas aus Abfällen gewonnen wird, liegt sein Primärenergiefaktor mit 0.370 MJ Öl-eq/MJ tiefer als 1 und deutlich tiefer im Vergleich zu den übrigen Treibstoffen. Reines Erdgas hat einen Primärenergiefaktor von 1.19 MJ Öl-eq/MJ.

Die fossilen Kohlendioxidemissionen der Bereitstellung von Benzin und Diesel betragen 514 g CO₂/L bzw. 490 g CO₂/L. Die Bereitstellung von CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas ab Schweizer Tankstelle verursacht Kohlendioxidemissionen von 261 g CO₂/m³ bzw. 280 g CO₂/m³. Die Bereitstellung von Wasserstoff ab Schweizer Tankstelle verursacht fossile Kohlendioxidemissionen von 78.6 g CO₂/m³. Die Kohlendioxidemissionen von Wasserstoff sind stark vom jeweiligen Herstellungsverfahren abhängig und schwanken zwischen 72.3 g CO₂/m³ (Wasserelektrolyse zentral mit Wasserkraftstrom) und 1'270 g CO₂/m³ (Methan-Dampfreformierung). Dezentral mit PV-Strom hergestellter Wasserstoff verursacht fossile Kohlendioxidemissionen von 521 g CO₂/m³. Der Schweizer Lieferantenstrommix ab einer Niederspannungssteckdose

verursacht fossile Kohlendioxidemissionen von 72.8 g CO₂/kWh. Der Lieferantenstrommix bildet die Zusammensetzung und Herkunft des in der Schweiz verkauften Stroms ab und umfasst sowohl die inländische Produktion als auch Stromimporte.

Tab. 4.2 Dichte, Heizwert, Primärenergiebedarf und Kohlendioxidemissionen der Treibstoffe für die Energieetikette 2021. Die Umweltkennwerte basieren auf dem UVEK Ökobilanzdatenbestand v2:2018.

Umweltkennwerte 2020										
Treibstoffe	Dichte		Heizwert Hu		Primärenergie		Primärener- giefaktor MJ Öl-eg/MJ	Kohlendioxidemissionen		
	kg/Nm ³	kg/L	MJ/Nm ³	MJ/kg	MJ Öl-eg/kg	MJ Öl-eg/L		kgCO ₂ /kg	kgCO ₂ /L	
Benzin		0,737		42,6	57,5	42,4	1,35	0,697	0,514	
Diesel		0,830		43,0	55,7	46,2	1,29	0,590	0,490	
E85		0,782		29,0	90,5	70,8	3,12	0,595	0,465	
CNG / 10% Biogas	0,759	0,00076		47,8	52,7	0,0400	1,10	0,344	0,00026	
CNG / 20% Biogas	0,758	0,00076		47,6	48,7	0,0369	1,02	0,370	0,00028	
CNG	0,760	0,00076		48,0	56,7	0,0431	1,18	0,319	0,00024	
Biogas	0,750	0,00075		45,9	16,4	0,0123	0,356	0,578	0,00043	
LPG		0,540		46,3	61,0	33,0	1,32	0,715	0,386	
Wasserstoff (Lieferanten-Strommix, dezentral)	0,0899	0,000090		120	517	0,0465	4,31	5,50	0,00049	
Wasserstoff (PV-Strom, dezentral)	0,0899	0,000090		120	394	0,0355	3,29	5,80	0,00052	
Wasserstoff (Wasserkraft-Strom, dezentral)	0,0899	0,000090		120	306	0,0275	2,55	0,851	0,00077	
Wasserstoff (Wasserkraft-Strom, zentral)	0,0899	0,000090		120	284	0,0255	2,36	0,805	0,00072	
Wasserstoff (Methan-Dampfreformierung, zentral)	0,0899	0,000090		120	268	0,0241	2,23	14,2	0,0013	
Wasserstoffmix, ab Tankstelle Schweiz	0,0899	0,000090		120	294	0,0264	2,45	0,874	0,00079	

Elektrizität	Primärenergie		Primärener- giefaktor MJ Öl-eg/MJ	Kohlendioxidemissionen	
	MJ Öl-eg/MJ	MJ Öl-eg/kWh		kgCO ₂ /MJ	kgCO ₂ /kWh
Strom			2,02	7,29	0,0202

4.5 Prozessbeiträge

4.5.1 Treibstoffe

Die Beiträge der wichtigsten Prozesse am gesamten Primärenergiebedarf und an den fossilen CO₂-Emissionen sind in Fig. 4.1 bis Fig. 4.4 dargestellt. Für die Treibstoffe Benzin, Diesel und Erdgas mit einem Anteil von 10 % oder 20 % 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 (nicht nötig für Erdgas);
- Feinverteilung der Treibstoffe;
- Tankstelle.

Der Primärenergieinhalt der Treibstoffe wird für den Primärenergiebedarf 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 und hat darum einen Primärenergieinhalt von 0 MJ (siehe Unterkapitel 3.3). Der Primärenergieinhalt von Benzin, Diesel, CNG / 10 % Biogas bzw. CNG / 20 % Biogas trägt 74.1 %, 77.2 %, 82.1 % bzw. 79.0 % zum gesamten Primärenergiebedarf der Treibstoffbereitstellung bei. Die Förderung verursacht 11.0 % bzw. 13.1 % des Primärenergiebedarfs von Benzin und Diesel. Bei CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas beträgt Anteil der Förderung am Primärenergiebedarf 5.4 % bzw. 6.7 %. Zwischen 1.4 % (Benzin) und 4.1 % (CNG / 10 % Biogas) des Primärenergiebedarfs werden durch den Ferntransport verursacht. Die Raffinerie hat einen Anteil von 11.7 % bzw. 7.1 % am Primärenergiebedarf von Benzin und Diesel. Die Aufbereitung ist weniger bedeutend für Erdgas mit einem Anteil von 10 % oder 20 % Biogas (1.5 % bzw. 3.3 %). Die Feinverteilung und die Tankstelle verursachen bei Benzin und Diesel weniger als 1 % des gesamten Primärenergiebedarfs. Bei CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas liegt der Anteil der Feinverteilung bei 1.9 %. Der Beitrag der Tankstelle zum Primärenergiebedarf von CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas (5.0 % bzw. 5.2 %) wird hauptsächlich durch den Strombedarf der Kompressoren verursacht. Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat gezeigt (schraffierte Flächen in Fig. 4.1) und sind mit 1-2 % des Primärenergiebedarfs gering.

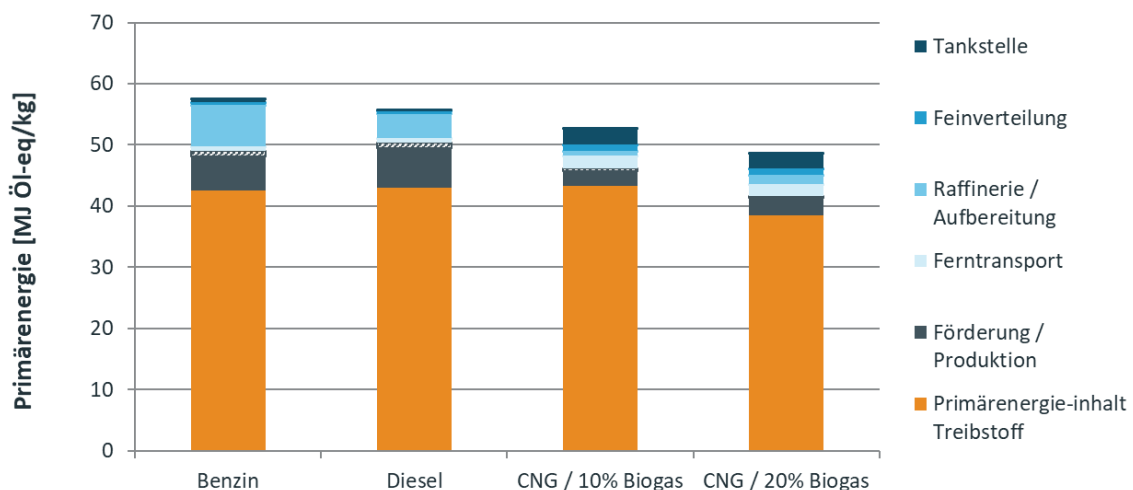


Fig. 4.1 Beiträge des Primärenergieinhalts und der wichtigsten Prozesse zum Primärenergiebedarf (gesamt) der Treibstoffe Benzin, Diesel, CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas. Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

Die fossilen CO₂-Emissionen der Bereitstellung von Benzin und Diesel werden zu 41.9 % bzw. 51.0 % durch die Förderung verursacht (siehe Fig. 4.2). Bei Erdgas mit 10 % oder 20 % Biogas beträgt der Anteil der Förderung/Produktion an den CO₂-Emissionen 39.9 % bzw. 41.6 %. Der Ferntransport hat einen Anteil von 30.4 % bzw. 25.2 % an den gesamten CO₂-Emissionen von CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas. Für die Benzin- und Dieselbereitstellung ist der Ferntransport mit Anteilen von 6.2 % bzw. 7.6 % an den CO₂-

Emissionen hingegen weniger bedeutend. Die Raffinerie ist für 46.6 % bzw. 36.1 % der CO₂-Emissionen der Bereitstellung von Benzin und Diesel verantwortlich. Der Anteil der Aufbereitung an den CO₂-Emissionen der Bereitstellung von CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas ist geringer (7.4 % bzw. 13.7 %), da nur das Biogas aufbereitet werden muss. Die Feinverteilung verursacht 3.7 % bzw. 4.6 % der CO₂-Emissionen der Bereitstellung von Benzin und Diesel. Bei Erdgas mit 10 % oder 20 % Biogas hat die Feinverteilung einen Anteil von 15.4 % bzw. 13.0 % an den gesamten CO₂-Emissionen. Der Anteil der CO₂-Emissionen der Tankstelle an den gesamten Emissionen der Treibstoffbereitstellung liegt für Benzin und Diesel bei 1.6 % bzw. 0.7 % und für CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas bei 6.9 % bzw. 6.5 %. Hauptgründe für den deutlich höheren Anteil bei CNG sind der Aufwand für die Kompression sowie die insgesamt tieferen Emissionen der Treibstoffbereitstellung. Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat gezeigt (schraffierte Flächen in Fig. 4.1) und haben insgesamt einen Anteil von rund 10 % an den totalen CO₂-Emissionen.

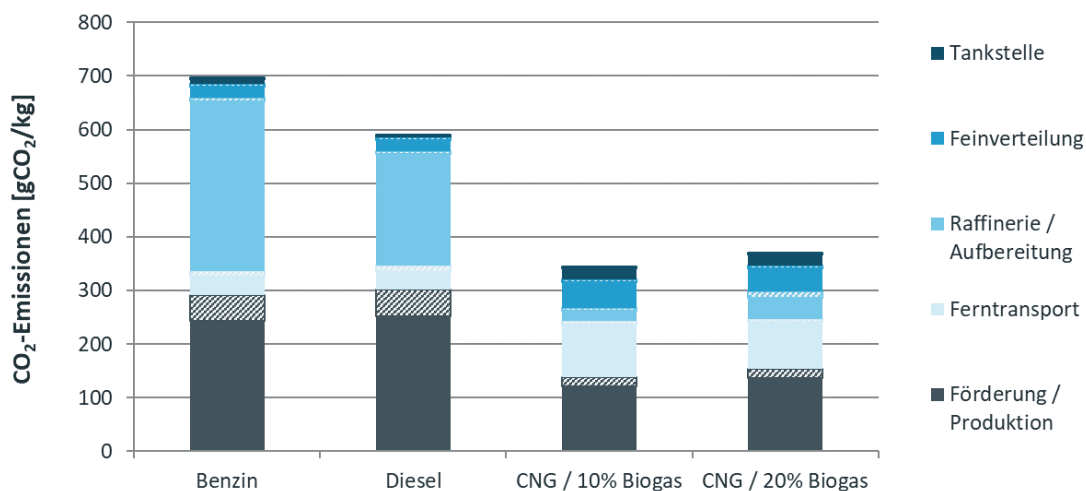


Fig. 4.2 Beiträge der wichtigsten Prozesse zu den fossilen CO₂-Emissionen der Treibstoffe Benzin, Diesel, CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas. Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

4.5.2 Strom

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 Lieferantenstrommixes 2018 wird zu 37.9 % durch Kernkraftwerke verursacht (siehe Fig. 4.3), wobei vor allem der thermische Wirkungsgrad der Kernkraftwerke und zu einem kleineren Teil die Anreicherung von Uran relevant sind. Die nicht überprüfbaren Energieträger haben einen Anteil von 12.7 % am gesamten Primärenergiebedarf. Die Stromproduktion in Wasserkraftwerken, die einen Anteil von über 65 % am Schweizer Lieferantenstrommix hat (siehe Tab. 3.6), verursacht 42.1 %

des Primärenergiebedarfs. Generell hat Strom aus erneuerbaren Quellen, mit Ausnahme von Holzkraftwerken, einen deutlich tieferen Primärenergiebedarf als Strom aus nuklearen oder fossilen Kraftwerken (Messmer & Frischknecht 2016).¹⁵ Die übrigen erneuerbaren Energieträger und die fossilen Energieträger haben einen Anteil von je 3.2 % am gesamten Primärenergiebedarf des Lieferantenstrommixes. Der Beitrag des Übertragungs- und Verteilungsnetzes zum Primärenergiebedarf der Elektrizität beträgt weniger als 1 %. Die Kraftwerksinfrastruktur ist von untergeordneter Bedeutung für den Primärenergiebedarf (ca. 2 %).

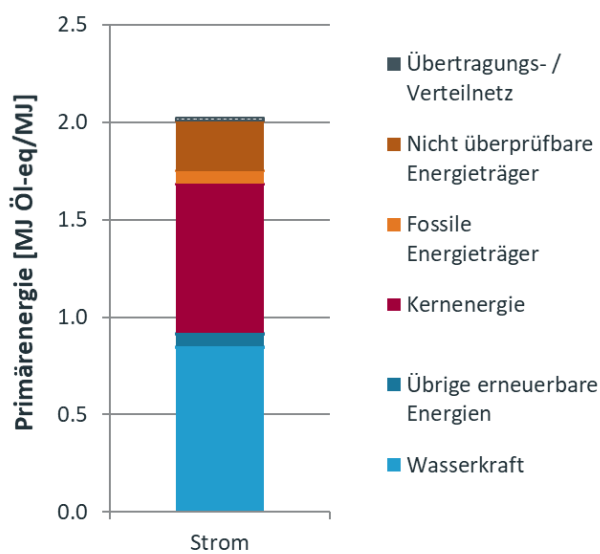


Fig. 4.3 Beiträge der wichtigsten Prozesse zur Primärenergie von Strom (Lieferantenmix Schweiz 2018). Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

Die CO₂-Emissionen des Schweizer Lieferantenstrommixes 2018 werden zu 60.5 % durch nicht überprüfbare Energieträger verursacht (siehe Fig. 4.4). Diese werden mit dem europäischen Residualmix modelliert, der zu einem grossen Teil in fossilen Kraftwerken produziert wird. Deklarierter Strom aus fossilen Energieträgern hat einen Anteil von 22.2 % an den gesamten CO₂-Emissionen des Lieferantenstrommixes. Die Wasserkraft, die übrigen erneuerbaren Energieträger und die Kernenergie verursachen 5.1 %, 3.5 % bzw. 3.6 % der CO₂-Emissionen. Dabei ist die Infrastruktur für einen Grossteil der Emissionen der Wasserkraft und der übrigen erneuerbaren Energieträger verantwortlich

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 Primärenergieerzeuger betrachtet, während bei Photovoltaikanwendungen die unmittelbar hinter der Solarzelle entstehende elektrische Energie als Messgrösse für die Primärenergie verwendet wird.

(schraffierte Flächen in Fig. 4.4). Das Übertragungs- und Verteilnetz hat einen Anteil von 5.1 % an den CO₂-Emissionen des Lieferantenstrommixes.

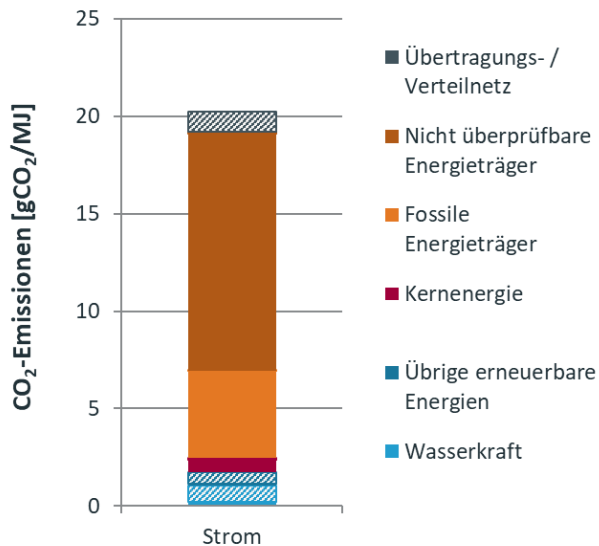


Fig. 4.4 Beiträge der wichtigsten Prozesse zu den fossilen CO₂-Emissionen von Strom (Lieferantenmix Schweiz 2018). Die Beiträge der Infrastruktur werden für jeden Prozess separat als schraffierte Flächen dargestellt.

4.6 Vergleich mit dem Vorjahr und Gründe für Veränderungen

Die Primärenergie-Benzinäquivalente und die Kohlendioxidemissionen der Treibstoff- und Strombereitstellung für das Jahr 2020 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 2019 der Treibstoff- und Strombereitstellung sind in Stolz & Frischknecht 2019 beschrieben. Für die Berechnung der Umweltkennwerte 2020 wurden aktualisierte Sachbilanzen für die Bereitstellung verschiedener Treibstoffe sowie des Lieferantenstrommixes verwendet (siehe Kapitel 3).

Die leichten Veränderungen bei den CO₂-Emissionen der Benzin- und Dieselpreparierung sind auf Veränderungen im Anteil Schweiz/Europa und Veränderungen im Herkunftsmix von Rohöl, das in Schweizer Raffinerien verarbeitet wird, zurückzuführen. Der Anstieg der CO₂-Emissionen der Bereitstellung von Flüssiggas wird ebenfalls durch die erhöhten Emissionen der Rohölbereitung verursacht, welche auf den Herkunftsmix von Rohöl zurückzuführen sind. Die Veränderungen des Primärenergie-Benzinäquivalents von CNG / 10 % Biogas und CNG / 20 % Biogas und der CO₂-Emissionen der Bereitstellung sind auf eine leichte Zunahme des Primärenergiefaktors von Benzin und auf die Aktualisierung des Lieferantenstrommixes (verwendet für die Kompression an der Tankstelle) zurückzuführen.

Die Zusammensetzung des Lieferantenstrommixes 2018 hat sich gegenüber dem im Vorjahr eingesetzten Lieferantenstrommix 2017 stark verändert. Der Anteil des aus

europäischen Ländern importierten Stroms ist von 30.0 % auf 24.4 % gesunken. Wegen des deutlich geringeren Anteils von nicht überprüfbaren Energieträgern im Lieferantenstrommix 2018 sind das Primärenergie-Benzinäquivalent und die Kohlendioxidemissionen deutlich tiefer. Diese Veränderungen wirken sich ebenfalls auf das Primärenergie-Benzinäquivalent und die Kohlendioxidemissionen von dezentral durch Wasserelektrolyse mit dem Lieferantenstrommix produziertem Wasserstoff aus.

Die Reduktion des Primärenergie-Benzinäquivalents und der CO₂-Emissionen des Wasserstoffmix ab Schweizer Tankstelle ist auf eine Veränderung des eingesetzten Strommixes für die Wasserelektrolyse zurückzuführen. Demnach setzt sich der Mix zu 56.6 % aus zentral mit Wasserkraftstrom hergestelltem Wasserstoff, zu 42.4 % aus dezentral mit Wasserkraftstrom hergestelltem Wasserstoff und zu 1.0 % aus dezentral mit PV-Strom hergestelltem Wasserstoff zusammen. Im Jahr 2018 lag der Anteil des dezentral mit PV-Strom hergestellten Wasserstoff noch bei 15.1 %.

Tab. 4.3 Vergleich der Primärenergie-Benzinäquivalente der Treibstoff- und Strombereitstellung für die Jahre 2020 und 2019 und Gründe für die Veränderungen.

Treibstoff	Primärenergie-Benzinäquivalent 2020	Primärenergie-Benzinäquivalent 2019	Veränderung %	Gründe für Veränderung
Benzin	1,00 L/L	1,00 L/L	0%	Keine Veränderung (Referenztreibstoff)
Diesel	1,09 L/L	1,09 L/L	0%	Keine Veränderung
CNG / 10% Biogas	0,84 L/m ³	0,86 L/m ³	-1%	Aktualisierung Sachbilanzen Erdölketten: geringe Zunahme des Primärenergiefaktors von Benzin; Aktualisierung Sachbilanz Lieferantenstrommix
CNG / 20% Biogas	0,78 L/m ³	0,80 L/m ³	-2%	Aktualisierung Sachbilanzen Erdölketten: geringe Zunahme des Primärenergiefaktors von Benzin; Aktualisierung Sachbilanz Lieferantenstrommix
LPG (85% C ₃ H ₈)	0,78 L/L	0,78 L/L	0%	Keine Veränderung
E85	1,67 L/L	1,67 L/L	0%	Keine Veränderung
Elektrizität	0,17 L/kWh	0,19 L/kWh	-9%	Aktualisierung Sachbilanz Lieferantenstrommix: tieferer Importanteil, tiefere Anteile von nicht überprüfbaren Energieträgern
Wasserstoff				
- Lieferanten-Strommix, dezentral	1,10 L/m ³	1,19 L/m ³	-8%	Aktualisierung Sachbilanz Lieferanten-Strommix
- PV-Strom, dezentral	0,84 L/m ³	0,84 L/m ³	0%	Keine Veränderung
- Wasserkraft-Strom, dezentral	0,65 L/m ³	0,65 L/m ³	0%	Keine Veränderung
- Wasserkraft-Strom, zentral	0,60 L/m ³	0,60 L/m ³	0%	Keine Veränderung
- Methan-Dampfreformierung, zentral	0,57 L/m ³	0,57 L/m ³	0%	Keine Veränderung
- Mix ab Schweizer Tankstelle	0,62 L/m ³	0,65 L/m ³	-3%	Aktualisierung Wasserstoffmix ab Schweizer Tankstelle (höhere Anteile Wasserkraft-Strom zentral und dezentral, geringerer Anteil PV-Strom)

Tab. 4.4 Vergleich der Kohlendioxidemissionen der Treibstoff- und Strombereitstellung für die Jahre 2020 und 2019 und Gründe für die Veränderungen.

Treibstoff	Kohlendioxidemissionen 2020	Kohlendioxidemissionen 2019	Veränderung %	Gründe für Veränderung
Benzin	514 gCO ₂ /L	508 gCO ₂ /L	1%	Aktualisierung Sachbilanzen Erdölketten (Versorgungsmix): Anteil Schweiz nimmt ab; 3% höhere Emissionen für Benzin ab Raffinerie Schweiz
Diesel	490 gCO ₂ /L	484 gCO ₂ /L	1%	Aktualisierung Sachbilanzen Erdölketten (Versorgungsmix): Anteil Schweiz nimmt ab; 3% höhere Emissionen für Diesel ab Raffinerie Schweiz
CNG / 10% Biogas	261 gCO ₂ /m ³	277 gCO ₂ /m ³	-6%	Aktualisierung Sachbilanzen Erdölketten: geringe Zunahme des Primärenergiefaktors von Benzin; Aktualisierung Sachbilanz Lieferantenstrommix
CNG / 20% Biogas	280 gCO ₂ /m ³	296 gCO ₂ /m ³	-5%	Aktualisierung Sachbilanzen Erdölketten: geringe Zunahme des Primärenergiefaktors von Benzin; Aktualisierung Sachbilanz Lieferantenstrommix
LPG (85% C ₃ H ₈)	386 gCO ₂ /L	377 gCO ₂ /L	2%	Aktualisierung Sachbilanzen Erdölketten (Versorgungsmix)
E85	465 gCO ₂ /L	465 gCO ₂ /L	0%	Keine Veränderung
Elektrizität	73 gCO ₂ /kWh	128 gCO ₂ /kWh	-43%	Aktualisierung Sachbilanz Lieferantenstrommix; tiefere Anteile von nicht überprüfbareren Energieträgern
Wasserstoff				
- Lieferanten-Strommix, dezentral	495 gCO ₂ /m ³	825 gCO ₂ /m ³	-40%	Aktualisierung Sachbilanz Lieferanten-Strommix
- PV-Strom, dezentral	521 gCO ₂ /m ³	521 gCO ₂ /m ³	0%	Keine Veränderung
- Wasserkraft-Strom, dezentral	76,5 gCO ₂ /m ³	76,5 gCO ₂ /m ³	0%	Keine Veränderung
- Wasserkraft-Strom, zentral	72,3 gCO ₂ /m ³	72,3 gCO ₂ /m ³	0%	Keine Veränderung
- Methan-Dampferformierung, zentral	1273 gCO ₂ /m ³	1273 gCO ₂ /m ³	0%	Keine Veränderung
- Mix ab Schweizer Tankstelle	79 gCO ₂ /m ³	141 gCO ₂ /m ³	-44%	Aktualisierung Wasserstoffmix ab Schweizer Tankstelle (höhere Anteile Wasserkraft-Strom zentral und dezentral, geringerer Anteil PV-Strom)

Literatur

AIB (2015) European Residual Mixes 2014.

Baehr H. D. (1989) Thermodynamik.

BAFU (2019) 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](https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/de/dokumente/klima/fachinfo-daten/CO2_Emissionsfaktoren_THG_Inventar.pdf.download.pdf/CO2_Emissionsfaktoren.pdf).

Bauer C., Frischknecht R., Eckle P., Flury K., Neal T., Papp K., Schori S., Simons A., Stucki M. and Treyer K. (2012) Umweltauswirkungen der Stromerzeugung in der Schweiz. ESU-services Ltd & Paul Scherrer Institute im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE, Uster & Villigen.

BFE (2019) Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien Ausgabe 2018. Bundesamt für Energie, 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.

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 -wartungsinformationen, 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>.

EV/UP (2020) Jahresbericht 2019. Erdöl-Vereinigung / Union Pétrolière, Zürich.

Frischknecht R., Jungbluth N., Althaus H.-J., Doka G., Dones R., Heck T., Hellweg S., Hirschier R., Nemecek T., Rebitzer G. and Spielmann M. (2007) Overview and Methodology. ecoinvent report No. 1, v2.0. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, retrieved from: www.ecoinvent.org.

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>.

Hirschier 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 (2020) Monthly Oil Statistics 2019. International Energy Agency IEA, Paris, retrieved from: <https://www.iea.org/statistics/monthly/#oil>.
- IOPG (2017) Environmental performance indicators - 2016 data. International Association of Oil & Gas Producers, retrieved from: <https://www.iogp.org/bookstore/product/environmental-performance-indicators-2016-data/>.
- Jungbluth N. (2007) Erdöl. In: Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz, Vol. ecoinvent report No. 6-IV, v2.0 (Ed. Dones R.). Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH retrieved from: www.ecoinvent.org.
- 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. and Meili C. (2018) Life cycle inventories of oil products distribution. ESU-services GmbH, Schaffhausen.
- Jungbluth N., Meili C. and Wenzel P. (2018) Life cycle inventories of oil refinery processing and products. ESU-services GmbH, Schaffhausen.
- KBOB, eco-bau and IPB (2018) UVEK Ökobilanzdatenbestand DQRv2:2018. Koordinationskonferenz der Bau- und Liegenschaftsorgane der öffentlichen Bauherren c/o BBL Bundesamt für Bauten und Logistik, retrieved from: www.ecoinvent.org.
- Meili C., Jungbluth N. and Annaheim J. (2018a) Life cycle inventories of crude oil extraction. ESU-services GmbH, Schaffhausen.
- Meili C., Jungbluth N. and Wenzel P. (2018b) Life cycle inventories of long-distance transport of crude oil. ESU-services GmbH, Schaffhausen.
- Messmer A. and Frischknecht R. (2016) Umweltbilanz Strommix Schweiz 2014. treeze Ltd., Uster.
- Pronovo (2019) Einspeisevergütungssystem (EVS), Mehrkostenfinanzierung, (MKF), Jahresbericht 2018. Pronovo AG, Frick, CH, retrieved from: <https://pronovo.ch/de/services/berichte/>.
- Pronovo (2020) Cockpit Stromkennzeichnung Schweiz, Stand Februar 2020. Pronovo AG, Frick, 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.
- Stolz P., Tschümperlin L. and Frischknecht R. (2018) Energieetikette für Personenwagen: Umweltkennwerte 2018 der Strom- und Treibstoffbereitstellung. treeze Ltd., Uster, CH.
- Stolz P. and Frischknecht R. (2019) Energieetikette für Personenwagen: Umweltkennwerte 2019 der Strom- und Treibstoffbereitstellung. treeze Ltd., Uster, CH.
- Stucki M., Jungbluth N. and Leuenberger M. (2011) Life Cycle Assessment of Biogas Production from Different Substrates. im Auftrag des Bundesamtes für Energie BfE, ESU-services Ltd., Uster, retrieved from: <http://www.esu-services.ch/data/public-lci-reports/> (login).

- Tschümperlin L. and Frischknecht R. (2017) Ökobilanz von Wasserstoff als Treibstoff: Aktualisierung 2017. treeze Ltd., Uster, CH.
- UVEK (2019) Verordnung des UVEK über Angaben auf der Energieetikette von neuen Personenwagen (VEE-PW). In: 730.011.1. 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.