



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et
de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN
Section Efficacité énergétique des transports

Rapport du 8 septembre 2020

Étiquette-énergie pour les voitures de tourisme: indicateurs environnementaux 2020 de la production d'électricité et de carburant

Date: 8 septembre 2020

Lieu: Berne

Mandant:

Office fédéral de l'énergie OFEN
CH-3003 Berne
www.ofen.admin.ch

Mandataires:

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

Auteurs:

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

Responsable de domaine de l'OFEN: Roberto Bianchetti, Spécialiste Efficacité énergétique des transports, roberto.bianchetti@bfe.admin.ch

Chef de programme de l'OFEN: Christoph Schreyer, Responsable Efficacité énergétique des transports, christoph.schreyer@bfe.admin.ch

Numéro du contrat de l'OFEN: SI/402689-04

Les auteurs sont seuls responsables du contenu et des conclusions de ce rapport.

Abréviations

a	Année (annum)
CH	Suisse
CO ₂	Dioxyde de carbone
EAM	Mix résiduel européen (en angl. <i>European Attribute Mix</i>)
EIA	U.S. Energy Information Administration
ENTSO-E	Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (en angl. <i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>)
EP	Énergie primaire
éq.-CO ₂	Équivalent dioxyde de carbone
EqE	Équivalent essence
EqEEP	Équivalent essence d'énergie primaireGNC Gaz naturel comprimé (en angl. <i>compressed natural gas</i>)
GPL	Gaz de pétrole liquéfié (en angl. <i>liquefied petroleum gas</i>)
kg	Kilogramme
km	Kilomètre
kWh	Kilowattheure
l	Litre
LEne	Loi sur l'énergie
m ³	Mètre cube
MJ	Mégajoule
MJ Öl-eq	Mégajoule équivalent pétrole
OEn	Ordonnance sur l'énergie
PEM	Membrane échangeuse de protons (en angl. <i>proton exchange membrane</i>)
PRG	Potentiel de réchauffement global (en angl. <i>global warming potential</i>)
SMR	Vaporeformage du méthane (en angl. <i>steam-methane-reforming</i>)
t	Tonne
tkm	Tonne-kilomètre (unité pour les transports de marchandises)
UCE	Unités de charge écologique
UIOM	Usine d'incinération des ordures ménagères

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 (dioxyde de carbone) 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 liquéfié, 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 liquéfié (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.

Table des matières

1	INTRODUCTION	1
2	INDICATEURS DE L'ÉTIQUETTE-ÉNERGIE	2
2.1	Considération <i>well to tank</i>	2
2.2	Unités de mesure	2
2.3	Base de données	3
3	PRODUCTION DE CARBURANT	4
3.1	Vue d'ensemble	4
3.2	Essence et diesel	4
3.2.1	Extraction du pétrole brut	4
3.2.2	Raffinerie	5
3.2.3	Stations-service	7
3.3	Gaz naturel (GNC) / biogaz	8
3.4	Gaz liquéfié (GPL)	9
3.5	Bioéthanol (E85)	9
3.6	Électricité	9
3.7	Hydrogène	11
4	INDICATEURS ENVIRONNEMENTAUX DE L'ÉTIQUETTE-ÉNERGIE POUR LES VOITURES DE TOURISME	14
4.1	Vue d'ensemble	14
4.2	Valeurs spécifiques des carburants	14
4.3	Équivalents essence d'énergie primaire	15
4.4	Besoins en énergie primaire et émissions de CO ₂	17
4.5	Apports des processus	18
4.5.1	Carburants	18
4.5.2	Électricité	20
4.6	Comparaison avec l'année précédente et raisons des changements	22
	BIBLIOGRAPHIE	25

1 Introduction

L'étiquette-énergie pour les voitures de tourisme est un outil qui sert à informer les acheteurs d'un véhicule sur son efficacité énergétique et ses émissions de CO₂ agissant sur le climat. Elle permet en outre de comparer l'efficacité énergétique des voitures de tourisme en fonction de leur type de propulsion. Les bases légales sont l'art. 44 de la loi sur l'énergie totalement révisée qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2018 (LEne; Assemblée fédérale de la Confédération suisse 2016) en relation avec l'art. 12 et l'annexe 4.1 de l'ordonnance sur les exigences relatives à l'efficacité énergétique (OEEE; Conseil fédéral suisse 2018). L'annexe 4.1 définit la conception de l'étiquette, le calcul des limites de catégories et l'adaptation périodique des catégories d'efficacité énergétique aux progrès techniques. Le calcul se fait sur une base annuelle. L'entrée en vigueur intervient le 1^{er} janvier de l'année de validité. D'autres détails sont précisés dans l'ordonnance du DETEC sur les données relatives à l'efficacité énergétique des voitures de tourisme neuves (OEE-VT) (UVEK 2019).

L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) actualise chaque année les données de base de l'étiquette-énergie pour les voitures de tourisme. Les indicateurs environnementaux de la production de carburant et d'électricité se basent sur la liste des données des écobilans UVEK DQRv2:2018. Les indicateurs suivants sont calculés pour l'étiquette-énergie 2021: besoins en énergie primaire, impact environnemental global, émissions de gaz à effet de serre et émissions de dioxyde de carbone (CO₂) liées à la fourniture de carburant et d'électricité.

La présente étude met à jour les indicateurs environnementaux de la production des principaux carburants et du mix d'électricité suisse. Ces inventaires ont été intégrés dans la liste des données des écobilans UVEK DQRv2:2018 dans le but d'actualiser les indicateurs environnementaux à la base de l'étiquette-énergie pour les voitures de tourisme. Les inventaires des produits de raffinage suisses et européens ont en outre été adaptés avec les données du mix de provenance actuel du pétrole brut transformé. La part des carburants importés de même que leur provenance et les distances de transport ont été redéfinies pour la fourniture d'essence et de diesel en Suisse. Les inventaires du mix électrique des fournisseurs suisses et de l'hydrogène délivré par les stations-service publiques suisses (provenance de l'électricité, mix du marché de l'hydrogène) ont également été actualisés. Les inventaires de l'extraction, du transport à longue distance et du raffinage du pétrole brut ainsi que de la production de produits raffinés (essence, diesel, etc.) qui sont utilisés dans le cadre de ce projet ont été publiés en 2018 (Jungbluth & Meili 2018; Jungbluth et al. 2018; Meili et al. 2018a; Meili et al. 2018b).

2 Indicateurs de l'étiquette-énergie

2.1 Considération *well to tank*

Le bilan environnemental de la production de carburant et d'électricité suit une considération *well to tank* (du puits de forage au réservoir) et comprend les processus suivants:

- l'extraction des agents énergétiques primaires (pétrole brut, gaz naturel, houille, uranium, bois pour la production de bioéthanol ou d'électricité) et la production de biogaz;
- tous les processus de raffinage et de conditionnement des combustibles (raffinage, distillation, épuration, enrichissement, traitement, etc.);
- tous les coûts de transport par pipeline, bateau, camion ou train jusqu'aux stations-service (carburants) et par les réseaux vers la clientèle de courant à basse tension (électricité), y compris les pertes éventuelles;
- la construction, l'exploitation ainsi que le démantèlement et l'élimination des installations d'infrastructure telles que les plateformes d'exploitation en mer, pipelines, raffineries, centrales, lignes aériennes et stations-service.

L'impact environnemental de l'utilisation des carburants pour l'exploitation de voitures de tourisme n'est pas pris en compte dans la présente analyse. Les émissions de CO₂ générées par la combustion des carburants dans les voitures de tourisme figurent séparément sur l'étiquette-énergie. Elles ne sont donc pas comprises dans les bilans de la production de carburant.

Les **besoins totaux en énergie primaire** des carburants et du mix d'électricité sont utilisés pour les catégories d'efficacité énergétique. Cet indicateur est calculé comme la somme de la teneur en énergie des ressources énergétiques extraites ou récoltées pour la production de carburant et d'électricité (pétrole brut, gaz naturel, uranium, bois, force hydraulique) et indiqué en mégajoules (MJ).

Des indications sur les **émissions fossiles de dioxyde de carbone** liées à la fourniture de carburant et d'électricité doivent être en outre ajoutées dans les listes de prix et les configurateurs en ligne. Ce gaz à effet de serre est produit lors de la combustion d'agents énergétiques fossiles. Les émissions de CO₂ sont indiquées en kilogrammes (kg) ou en grammes (g).

2.2 Unités de mesure

Le but de l'étiquette-énergie pour les voitures de tourisme est de comparer différents modèles et systèmes de propulsion quant à leurs besoins en énergie primaire et de leurs émissions de CO₂. La consommation de carburant des véhicules peut être indiquée comme

volume (litres ou mètres cube), comme masse (kilogrammes) ou comme teneur énergétique (mégajoules ou kilowattheures).

La densité énergétique, qui indique la teneur énergétique d'un carburant par volume, sert souvent de base pour la comparaison des carburants.¹ L'unité des **équivalents essence (EqE)** établit un rapport entre les densités énergétiques des carburants et la densité énergétique de l'essence. Un carburant avec un équivalent essence de 0,5 a par exemple une densité énergétique deux fois moindre par rapport à l'essence. À rendement égal, le réservoir d'un véhicule roulant à ce carburant devrait donc être deux fois plus grand que celui d'une voiture à essence pour atteindre la même autonomie.

Par analogie aux équivalents essence, les **équivalents essence d'énergie primaire (EqEEP)** peuvent être calculés pour les différents carburants. À la place de la densité énergétique, c'est l'énergie primaire totale par volume de carburant qui est indiquée, l'essence servant une nouvelle fois de référence.

Le **facteur d'énergie primaire** se définit comme le rapport entre les besoins totaux en énergie primaire d'un carburant et son pouvoir calorifique inférieur, exprimé en MJ Öl-_{eq}/MJ. Plus le facteur d'énergie primaire d'un carburant s'approche de 1,0, moins il a fallu dépenser d'énergie primaire pour la production en plus de sa teneur énergétique (voir le chap. 4).

2.3 Base de données

La liste actualisée des données des écobilans UVEK DQRv2:2018 utilisée par les offices fédéraux est une base de données centrale pour le calcul des indicateurs environnementaux de la production de carburant et d'électricité (KBOB et al. 2018). La modélisation se fait selon les règles de comptabilisation de la base de donnéesecoinvent v2 (Frischknecht et al. 2007). D'autres bases de données spécifiques aux carburants et à l'électricité sont mentionnées dans différents points du chap. 3.

¹ Le volume de carburants liquides (essence, diesel, gaz liquéfié [GPL], E-85) est indiqué en litres, tandis que celui de carburants gazeux est exprimé en mètres cube (gaz naturel [GNC], hydrogène). Aucune densité énergétique ne peut être calculée pour l'électricité. L'étiquette-énergie utilise une densité énergétique de 1 kWh/kWh pour calculer les équivalents essence de l'électricité.

3 Production de carburant

3.1 Vue d'ensemble

Ce chapitre comprend des informations essentielles sur les écobilans de la production d'électricité et de la production des carburants suivants : essence et diesel, gaz naturel comprimé, gaz liquéfié et bioéthanol. Les écobilans de l'essence, du diesel, du gaz naturel et de l'électricité ont été actualisés récemment. C'est pourquoi leur description est plus détaillée que celle des autres carburants.

3.2 Essence et diesel

3.2.1 Extraction du pétrole brut

Le pétrole brut traité par la raffinerie suisse de Cressier en 2019 a été extrait au Nigeria, au Kazakhstan, en Afrique du Nord, aux États-Unis, en Russie et en Azerbaïdjan (EV/UP 2020). Les inventaires de l'extraction de pétrole brut ont été récemment actualisés dans des régions et des pays de production importants (Meili et al. 2018a). Ils ont été intégrés dans la liste des données des écobilans UVEK DQRv2:2018. Les inventaires actualisés en 2019 ont été utilisés pour l'extraction de brut en Afrique du Nord (Libye et Algérie), Grande-Bretagne et Azerbaïdjan (Stolz & Frischknecht 2019). Les données correspondantes de la base ecoinvent v2.2 (Jungbluth 2007) et de Stolz und Frischknecht (2018) ont été harmonisées avec les inventaires actualisés par Meili et al. (2018a). En Grande-Bretagne et en Azerbaïdjan, le pétrole brut est extrait en mer (*offshore*) alors qu'en Afrique du Nord, l'extraction de pétrole se fait principalement sur terre (*onshore*).

Les besoins en énergie (électricité, diesel, huile lourde et gaz naturel) de l'extraction de pétrole brut en Afrique du Nord, Grande-Bretagne et Azerbaïdjan sont comparables aux valeurs par défaut globales estimées par Meili et al. (2018a). Le taux de torchage de gaz naturel (*flaring*) a été déterminé avec des données nationales de l'initiative Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR) de la Banque mondiale² concernant la quantité de gaz naturel torché et la production de brut pour 2017 (Tabl. 3.1). L'intensité du torchage en Afrique du Nord a été calculée comme la moyenne pondérée des pertes par torchage de la Libye et de l'Algérie.

² http://dataviz.worldbank.org/views/GGFRDashboard07_13_2018/GasFlaring?iframeSizedToWindow=true&:embed=y&:showAppBanner=false&:display_count=no&:showVizHome=no&:toolbar=no, page consultée le 8.5.2019.

Tabl. 3.1 Pertes par torchage, production de pétrole brut et intensité du torchage pour l'extraction de pétrole brut en Azerbaïdjan, Grande-Bretagne, Libye, Algérie et Afrique du Nord.²

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

Le facteur d'émission calculé par Meili et al. (2018a) a été utilisé pour déterminer les rejets de gaz naturel lors de l'extraction de pétrole brut (*venting*). Il s'élève à 0,0146 m³ de gaz naturel par kg de pétrole brut et correspond à une valeur moyenne globale. Les besoins en produits chimiques organiques et inorganiques pour l'extraction de pétrole brut ainsi que les quantités de déchets éliminés, de déchets faiblement radioactifs et d'eau produite ont également été modélisés à l'aide de données génériques de Meili et al. (2018a). Pour les besoins en eau et les émissions de pétrole et d'autres polluants dans les eaux, l'étude a recouru aux données d'IOGP (2017), différenciées selon les régions de production.

3.2.2 Raffinerie

L'essence et le diesel délivrés par les stations-service suisses sont des carburants produits par la raffinerie suisse de Cressier ou importés d'Europe. Le mix de provenance du pétrole brut traité dans la raffinerie suisse ou les raffineries d'Europe a été déterminé sur la base des statistiques actuelles de l'Union pétrolière (EV/UP 2020) et de l'Agence internationale de l'énergie (IEA 2020).

Le pétrole brut traité par la raffinerie suisse en 2019 provenait du Nigeria (34,2 %), du Kazakhstan (28,7 %), d'Afrique du Nord (Libye: 22,3 %, Algérie: 3,2 %), des États-Unis (10,5 %), de Russie (1,1 %) et d'Azerbaïdjan (0,1 %) (EV/UP 2020). Les quantités de pétrole brut importées des différentes régions de production et les distances de transport sont répertoriées dans le Tabl. 3.2. Les distances pour les transports à longue distance de pétrole brut des différentes régions de production sont fournies par Meili et al. (2018b).

Le pétrole brut extrait au Nigeria est transporté par pipeline sur une distance de 160 km jusqu'à la côte, puis transbordé sur un pétrolier. Celui-ci achemine le pétrole brut jusqu'à Marseille. Le pétrole brut du Kazakhstan passe par un pipeline jusqu'à la mer Noire (Novossibirsk) avant d'être transporté par pétrolier jusqu'à la mer Méditerranée. Pour l'Afrique du Nord, on présume que le pétrole brut est transporté jusqu'à la côte par un pipeline d'une longueur de 120 km. Il est ensuite acheminé par pétrolier jusqu'à Fos-sur-Mer près de Marseille. Le pétrole brut déchargé à Marseille est amené par un pipeline *onshore* sur une distance de 600 km jusqu'à la raffinerie en Suisse (Meili et al. 2018b).

Tabl. 3.2 Mix de provenance 2019 et distances de transport du pétrole brut traité par la raffinerie suisse de Cressier (EV/UP 2020; Meili et al. 2018b; propres calculs).

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
Aserbaïdschan	2	0,1%	2'200	3'700
Total	2'739	100,0%	1'537	5'187

La provenance du pétrole brut traité dans les raffineries européennes diffère sensiblement du mix suisse à l'heure actuelle (voir le Tabl. 3.3). Les principaux pays et régions de provenance sont la Russie (26,2 %), le Nigeria et d'autres pays d'Afrique australe (10,2 %), l'Irak (10,0 %), la Norvège (9,7 %), l'Afrique du Nord (9,5 %), l'Arabie saoudite (7,4 %), le Kazakhstan (6,8 %), les États-Unis (6,4 %) et la Grande-Bretagne (6,3 %) (IEA 2020). Le reste du pétrole brut traité par les raffineries européennes est importé d'Asie centrale et d'Amérique. Les distances de transport pour les pipelines et les pétroliers se basent en grande partie sur les données de Meili et al. (2018b) (Tabl. 3.3).

Tabl. 3.3 Mix de provenance 2019 et distances de transport du pétrole brut traité par les raffineries européennes (IEA 2020; Meili et al. 2018b; propres calculs).

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
Aserbaïdschan	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

Les inventaires de la production de produits pétroliers dans la raffinerie suisse et les raffineries européennes ont été actualisés par Jungbluth et al. (2018) et intégrés dans la liste des données des écobilans UVEK DQRv2:2018. Les besoins en pétrole brut des raffineries sont alloués aux différents produits en fonction du pouvoir calorifique.

3.2.3 Stations-service

Les parts des raffineries européennes et suisse dans l'essence et le diesel délivrés en Suisse ont été actualisées sur la base des statistiques de l'Union pétrolière (EV/UP 2020). En 2019, 27,3 % de l'essence et 28,2 % du diesel ont été produits dans la raffinerie suisse (Tabl. 3.4).

Tabl. 3.4 Mix de provenance de l'essence et du gasoil (diesel et mazout HEL) à la pompe en Suisse en 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%

En plus de la part des importations, l'étude a réexaminé les distances de transport pour l'importation d'essence et de diesel en Suisse avec différents moyens de transport. La statistique de provenance et la statistique des moyens de transport de l'Union pétrolière ont servi de base pour ces calculs (EV/UP 2020). Les principaux pays d'origine pour l'importation d'essence en Suisse sont l'Allemagne (63,0 %) et l'Italie (18,1 %). Le diesel importé est principalement produit en Allemagne (33,6 %), aux Pays-Bas (33,0 %) ainsi qu'en Belgique et au Luxembourg (21,6 %). La statistique des moyens de transport recense, pour les différents pays d'origine, les moyens de transport au passage de la frontière en Suisse. Une grande partie des produits, en particulier en provenance des raffineries allemandes, est transportée en Suisse par le rail. L'acheminement des importations d'essence et de diesel par camion (Italie), transport fluvial (Pays-Bas, Belgique, Luxembourg) et pipeline (France) est également important. Les plus grandes raffineries ont été identifiées pour chaque pays d'origine et les distances de transport vers la Suisse calculées à l'aide de Google Maps. Le mix de provenance de l'essence et du diesel a été combiné avec les données relatives aux moyens de transport pour les importations en Suisse afin de déterminer la distance de transport moyenne pour chaque moyen de transport (voir le Tabl. 3.5). En accord avec Jungbluth und Meili (2018), une distance de transport moyenne de 50 km par camion et de 30 km par le rail a été admise pour la distribution régionale des produits en Suisse.

Tabl. 3.5 Distances et moyens de transport pour l'importation d'essence et de diesel depuis les raffineries européennes jusqu'aux stations-service en Suisse en 2019 sur la base d'EV/UP (2020) et de propres calculs.

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 Gaz naturel (GNC) / biogaz

L'inventaire de la production de gaz naturel délivré par les stations-service suisses comprend l'extraction du gaz naturel, le transport à longue distance par pipeline et méthanier, la distribution fine en Suisse ainsi que la compression et le ravitaillement des stations-service. Les données des écobilans les plus récentes pour la production de gaz naturel décrivent la situation de production et d'approvisionnement pour l'année 2010 et sont documentées en détail par Bauer et al. (2012). Les données des inventaires de la production combinée de pétrole et de gaz naturel en Norvège ont été actualisées par Meili et al. (2018a).

Le gaz naturel utilisé en Suisse provient de Russie (31,4 %), des Pays-Bas (27,3 %), de Norvège (26,5 %), d'Allemagne (8,1 %), d'Afrique du Nord (2,4 %), de Grande-Bretagne (2,2 %), du Nigeria (1,3 %) et du Moyen-Orient (0,9 %). À noter que 3 % des livraisons de gaz naturel se font par méthanier. Les fuites de gaz naturel dans le réseau de transport russe représentent environ 1,3 % du volume de gaz naturel livré en Europe. En Suisse, 0,7 % du gaz naturel est nécessaire pour la compression dans le réseau à haute pression et près de 0,4 % supplémentaires sont perdus dans le réseau à basse pression en raison de fuites. Les pertes de méthane lors du ravitaillement sont en revanche négligeables.

Le gaz naturel délivré par les stations-service suisses comprend une part d'au moins 20 % de biogaz. Le biogaz traité est produit à partir de déchets verts (46,2 %), de boues d'épuration (33,6 %) et d'installations de biogaz agricoles (20,2 %) (Stucki et al. 2011). Comme le biogaz est produit à partir de déchets, la teneur énergétique et l'impact environnemental sont classés dans les déchets traités. C'est pourquoi le biogaz a une teneur en énergie primaire de 0 MJ. Les dépenses liées au traitement et à la distribution du biogaz sont toutefois prises en compte dans l'écobilan. En font partie la construction de l'installation de biogaz et du pipeline, la production d'électricité, de gaz naturel et d'auxiliaires pour le traitement ainsi que les émissions polluantes provenant de la transformation et des fuites. La valorisation du biogaz en biométhane se fait par adsorption par inversion de pression (PSA), lavage aux amines ou au glycol. Des données d'inventaire de Stucki et al. (2011) sont disponibles pour ces trois technologies. La

production annuelle des installations de traitement ayant injecté du biométhane dans le réseau de gaz naturel en 2012 donne le mix technologique suivant: 47,9 % d'adsorption par inversion de pression, 43,3 % de lavage aux amines et 8,9 % de lavage au glycol.

3.4 Gaz liquéfié (GPL)

Le gaz liquéfié (GPL, en anglais *Liquefied Petroleum Gas*) est fabriqué dans les raffineries de pétrole. Il se compose d'un mélange de propane et de butane. L'écobilan de la production du gaz liquéfié délivré par les stations-service suisses comprend, par analogie à l'essence et au diesel, l'extraction du pétrole, le transport à longue distance du pétrole brut jusqu'aux raffineries ainsi que la distribution fine du produit aux stations-service et le ravitaillement (voir le point 3.2 et Hischier et al. 2010). Les inventaires actualisés de l'extraction, du transport et du raffinage du pétrole brut (Meili et al. 2018a, 2018b; Jungbluth et al. 2018) ont été intégrés dans la liste des données des écobilans UVEK DQRv2:2018 (voir le point 3.2).

3.5 Bioéthanol (E85)

Le bioéthanol se compose à 85 %-vol. d'éthanol et à 15 %-vol. d'essence. L'éthanol peut être produit à partir de plusieurs matières premières. L'éthanol figurant dans l'écobilan est fabriqué en Suède à partir de bois. Pour une tonne d'éthanol (95 %, en eau), il faut environ 9 m³ de copeaux de bois. La production de bioéthanol comprend l'exploitation du bois ainsi que la production d'éthanol en Suède, le transport par le rail en Suisse, la distribution fine par camion en Suisse et le ravitaillement des stations-service. Les inventaires sont documentés par Jungbluth et al. (2007). Les inventaires de la production de bois ont été actualisés par Werner (2017). La production de l'essence incorporée est décrite au point 3.2.

3.6 Électricité

L'écobilan de la production suisse d'électricité comprend la construction, l'exploitation, le démantèlement et l'élimination des centrales, y compris la fabrication des matériaux. La fourniture et l'élimination des combustibles, y compris l'extraction et le transport jusqu'aux centrales, sont aussi prises en compte. La construction de l'infrastructure du réseau électrique ainsi que les pertes électriques survenant lors du transport et de la distribution sont prises en considération jusqu'à la prise à basse tension.

Dans l'étiquette-énergie pour les voitures de tourisme, la production d'électricité se fonde sur le mix électrique des fournisseurs suisses. Celui-ci a été actualisé sur la base des données de Pronovo sur le marquage de l'électricité en Suisse pour l'année 2018 (Pronovo 2020). Cette statistique montre la provenance de l'électricité vendue en Suisse, y compris de l'électricité certifiée, sans la production d'électricité des CFF.

Tabl. 3.6 Parts des différentes technologies dans le mix électrique des fournisseurs suisses 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%
Sonne	1.21%	1.20%	0.01%
Wind	0.44%	0.06%	0.38%
Biomasse	0.30%	0.30%	0.00%
Geothermie	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%
Erdöl	0.02%	0.02%	0.00%
Erdgas	0.65%	0.22%	0.43%
Steinkohle	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%

Le mix électrique des fournisseurs suisses est produit en grande partie dans les centrales hydroélectriques (66,0 %) et les centrales nucléaires (17,3 %) (Tabl. 3.6). Les parts des autres agents énergétiques renouvelables et du courant au bénéfice de mesures d'encouragement s'élèvent respectivement à 2,25 et 5,60 %. Les agents énergétiques fossiles et les usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) présentent comparativement de faibles parts dans l'électricité vendue en Suisse. La part des agents énergétiques non vérifiables dans le mix des fournisseurs s'élève à 6,25 %, soit nettement moins qu'en 2017 (16,1 %; Messmer & Frischknecht 2016; Stolz & Frischknecht 2019). L'électricité issue d'agents énergétiques non vérifiables est comparable au mix résiduel européen³ (*European Attribute Mix* [EAM], calculé pour l'année 2014; [AIB 2015]), qui est produit en majeure partie à partir d'agents énergétiques fossiles ou dans les centrales nucléaires et précisé dans Messmer und Frischknecht (2016). L'électricité fournie aux clients suisses par les entreprises électriques est produite à peu près aux trois quarts dans les centrales suisses et importée pour un quart de pays européens.

La catégorie «Courant au bénéfice de mesures d'encouragement» correspond à l'électricité issue des installations qui perçoivent une rétribution du courant injecté à prix coûtant (RPC), répartie entre les différentes technologies renouvelables selon le rapport annuel de Pronovo SA (Pronovo 2019). Le volume de production et les parts des

³ Le mix résiduel européen se base sur les garanties d'origine non annulées en Europe. Il sert à compenser les excédents et les déficits dans le mix résiduel national qui découlent du négoce international de l'électricité et des garanties d'origine. La composition du mix résiduel européen n'a guère changé depuis 2014, raison pour laquelle il a été renoncé à l'actualiser.

différentes technologies y sont recensés (Tabl. 3.7). Le courant au bénéfice de mesures d'encouragement est principalement produit à partir de la force hydraulique (46,3 %) et de la biomasse (32,7 %). Les parts du photovoltaïque et de l'éolien dans la production d'électricité au bénéfice de mesures d'encouragement en Suisse s'élèvent respectivement à 18,4 et 2,7 %.

Tabl. 3.7 Parts des différentes technologies dans la production d'électricité au bénéfice de mesures d'encouragement en Suisse en 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%

Technologie Production Part Unité Eolien Force hydraulique Biomasse Photovoltaïque

L'électricité issue de la biomasse a été subdivisée en courant produit à partir de bois, de biogaz agricole, de biogaz industriel et de biomasse brûlée dans les UIOM. Ces données proviennent de la statistique suisse des énergies renouvelables (BFE 2019 [ENREF 5](#)). Les parts des différentes technologies sont indiquées dans le Tabl. 3.8.

Tabl. 3.8 Parts des différentes technologies pour l'électricité produite à partir de biomasse en 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%

Technologie Production Part Unité Bois Biogaz agricole Biogaz industriel Biogaz UIOM

3.7 Hydrogène

L'écobilan de la production d'hydrogène comprend la fabrication de l'hydrogène, le transport de l'hydrogène produit de manière centralisée ainsi que la compression et le ravitaillement des stations-service. Les inventaires pour la fourniture d'hydrogène aux stations-service suisses sont documentés par Tschümperlin und Frischknecht (2017).

Pour la production d'hydrogène en tant que carburant, deux procédés sont considérés: l'électrolyse de l'eau et le vaporeformage du méthane. Dans le cadre de l'électrolyse de l'eau, l'électricité divise l'eau en hydrogène et en oxygène. Plusieurs types d'électrolyseurs peuvent être utilisés dans ce cadre, comme un électrolyseur à membrane échangeuse de protons (électrolyseur PEM), qui a besoin d'eau désionisée, ou un électrolyseur alcalin, qui a besoin de potasse comme électrolyte. En raison de la forte consommation d'électricité (64,5 kWh par kg d'hydrogène), le mix électrique utilisé pour

l'électrolyse de l'eau est très important au regard de l'impact environnemental de l'hydrogène produit. Plusieurs mix électriques concernant la production centralisée et décentralisée d'hydrogène ont été analysés pour le processus d'électrolyse de l'eau. L'électricité à la sortie d'une centrale hydroélectrique peut être utilisée pour la production centralisée d'hydrogène (production sur le site de la centrale hydroélectrique). Le mix électrique des fournisseurs suisses ainsi que l'électricité photovoltaïque et hydraulique à partir du réseau se prêtent à la production décentralisée.

S'agissant du vaporeformage du méthane, le gaz naturel, qui se compose en premier lieu de méthane, et la vapeur d'eau sont transformés en hydrogène et en dioxyde de carbone. L'inventaire correspondant est en grande partie repris de Simons und Bauer (2011). Le rendement de conversion par rapport au pouvoir calorifique supérieur s'élève à 79,2 % et la vapeur d'eau produite n'est pas réutilisée.

L'hydrogène produit de manière centralisée est acheminé par camions de 32 tonnes (*trailers*), qui peuvent transporter 338 kg d'hydrogène au maximum, sur une distance de 10 km jusqu'aux stations-service.⁴ Dans les stations-service, l'hydrogène est comprimé de 30 à 880 bars au moyen de l'électricité. Une pression de 880 bars est nécessaire pour garantir dans tous les cas une pression de 700 bars à une température de 15 °C dans le réservoir plein du véhicule (Bünger et al. 2014).

En Suisse, il y a quatre stations-service à hydrogène, dont une seule est accessible au public. Celle-ci appartient à Coop et se trouve à Hunzenschwil. L'hydrogène vendu est produit par électrolyse PEM dans une centrale hydroélectrique à Aarau, puis acheminé jusqu'à la station-service par *trailer* de transport d'hydrogène. Il existe en outre une station-service à hydrogène semi-publique de l'Empa à Dübendorf. Pour y accéder les particuliers doivent au préalable demander un badge avant de pouvoir faire le plein d'hydrogène en tout temps. L'hydrogène de la station-service de l'Empa est également produit par électrolyse PEM et comprimé à un niveau de pression de 700 bars pour les voitures de tourisme.⁵ L'électricité utilisée pour l'électrolyse est produite à 2,3 % par une installation photovoltaïque interne et à 97,7 % par une centrale au fil de l'eau à Eglisau.⁶

Fin 2019, il y avait en Suisse 91 voitures à pile à combustible d'après le portail European Alternative Fuels Observatory.⁷ Aux stations-service à hydrogène de Hunzenschwil et de Dübendorf, respectivement environ 3000 et 2800 kg d'hydrogène à 700 bars ont été

⁴ https://www.coop.ch/content/dam/Medien/Medienmitteilung/2016/Coop-eroeffnet-erste-oeffentliche-Wasserstofftankstelle/Factsheet_Elektrolyse_F.pdfhttps://www.coop.ch/content/dam/Medien/Medienmitteilung/2016/Coop-eroeffnet-erste-oeffentliche-Wasserstoff-tankstelle/Factsheet_Elektrolyse_D.pdf, page consultée le 7.5.2020.

⁵ Communication personnelle Christian Bach, Empa, 28.4.2020.

⁶ Communication personnelle Christian Bach, Empa, 8.5.2020.

⁷ <https://www.eafo.eu/countries/switzerland/1756/summary>, page consultée le 7.5.2020.

délivrés en 2019.⁸ La station-service de Coop à Hunzenschwil couvre ainsi 56,6 % de l'hydrogène à 700 bars vendu dans les stations-service suisses. Les 43,4 % restants sont délivrés par la station-service de l'Empa à Dübendorf. Le mix d'hydrogène à la pompe en Suisse est actuellement produit à 100 % par le biais du processus de l'électrolyse et se compose à 56,6 % d'hydrogène de production hydroélectrique centralisée, à 42,4 % de production hydroélectrique décentralisée et à 1,0 % de production photovoltaïque décentralisée.

En plus de ces stations-service publiques, on trouve une station-service à hydrogène privée à Martigny et une autre à Fribourg. Celle de Martigny appartient à l'EPFL, où les particuliers peuvent faire le plein moyennant une réservation préalable. Mais seules deux voitures à pile à combustible de l'EPFL et de Sinergy sont régulièrement ravitaillées. L'hydrogène est produit de manière décentralisée par électrolyse avec le courant du réseau.⁹ Deux voitures à pile à combustible appartenant à l'entreprise Plastic Omnium font régulièrement le plein d'hydrogène produit de manière décentralisée par électrolyse avec le courant du réseau, à un niveau de pression de 350 bars, à la station-service à hydrogène de cette société à Fribourg, non accessible au public.¹⁰

D'ici 2023, la Suisse devrait disposer d'un réseau de stations-service à hydrogène accessibles au public sur l'ensemble du territoire, avec uniquement de l'hydrogène produit à partir de sources renouvelables.¹¹ À l'heure actuelle, d'autres stations-service sont en cours d'évaluation, dans la phase de demande de permis de construire ou de mise en œuvre.¹²

⁸ Communications personnelles Philipp Dietrich, H2 Energy AG, 11.4.2020 et Christian Bach, Empa, 28.4.2020

⁹ Communication personnelle Yorick Ligen, EPFL, 10.4.2020.

¹⁰ Communication personnelle Daniel Shapiro, Plastic Omnium, 8.4.2020.

¹¹ <https://h2energy.ch/bedeutende-schweizer-unternehmen-forcieren-wasserstoffmobilitaet/>, page consultée le 7.5.2019.

¹² Communication personnelle Philipp Dietrich, H2 Energy, 11.4.2020.

4 Indicateurs environnementaux de l'étiquette-énergie pour les voitures de tourisme

4.1 Vue d'ensemble

Ce chapitre décrit dans un premier temps les valeurs spécifiques (pouvoir calorifique, densité) des carburants sous revue (point 4.2). Puis il analyse les équivalents essence d'énergie primaire qui en découlent sur la base des écobilans (point 4.3) ainsi que les besoins en énergie primaire et les émissions de CO₂ (point 4.4). Le point 4.5 décrit les apports des différentes étapes de traitement aux émissions totales de CO₂ et aux besoins en énergie primaire. Enfin, le point 4.6 résume les équivalents essence d'énergie primaire et les émissions de dioxyde de carbone de la production de carburant et d'électricité et décrit les principes raisons des changements par rapport à l'année précédente.

4.2 Valeurs spécifiques des carburants

La densité et le pouvoir calorifique des carburants pris en compte dans l'étiquette-énergie se basent, à l'exception du GNC (10 % de biogaz), du GNC (20 % de biogaz) et de l'hydrogène, sur les valeurs utilisées pour l'inventaire suisse des gaz à effet de serre (BAFU 2019). Les valeurs spécifiques des carburants examinés figurent dans la colonne de gauche du Tabl. 4.1. La densité et le pouvoir calorifique de l'hydrogène ne sont pas compris dans les valeurs spécifiques de BAFU (2019) et se fondent sur les valeurs publiées dans l'ouvrage de référence de thermodynamique de Baehr (1989). Pour le GNC (10 % et 20 % de biogaz), aussi bien les valeurs spécifiques à la base des inventaires de la production de gaz naturel et de biogaz de la liste des données des écobilans UVEK DQRv2:2018 que celles du carburant test (100 % de méthane) sont utilisées. Un correctif de consommation standard est en outre appliqué. La procédure est expliquée ci-dessous.

Pour les voitures de tourisme roulant au gaz naturel, le correctif de consommation standard est réalisé avec un carburant test qui se compose à 100 % de méthane et diffère donc du carburant délivré par les stations-service suisses. La densité et le pouvoir calorifique du carburant test utilisé pour le calcul de l'équivalent essence et de l'équivalent essence d'énergie primaire du GNC (10 % et 20 % de biogaz) se basent sur les données de l'Empa.¹³

Le gaz naturel et le biogaz figurant dans les inventaires de la liste des données des écobilans UVEK DQRv2:2018 se basent sur la composition des carburants vendus en Suisse. La densité et le pouvoir calorifique utilisés dans les inventaires de la production de gaz naturel et de biogaz s'écartent des valeurs spécifiques du carburant test décrites ci-dessus. Les différences dans les valeurs spécifiques ont été prises en compte dans le calcul

¹³ Communication personnelle Christian Bach, Empa, 13.5.2020.

de l'équivalent essence d'énergie primaire du GNC (10 % et 20 % de biogaz). Les besoins spécifiques en énergie primaire par kilogramme de gaz naturel sont divisés par le pouvoir calorifique utilisé dans les inventaires (facteur d'énergie primaire, voir le Tabl. 4.1), puis multipliés par le pouvoir calorifique du carburant test. Cette solution permet de garantir que la quantité d'énergie du gaz naturel extrait ou produit coïncide avec la consommation d'énergie des voitures de tourisme roulant au gaz naturel.

Pour calculer la consommation normalisée des voitures de tourisme roulant au gaz naturel qui est indiquée sur l'étiquette-énergie, les émissions de toutes les substances carbonées sont mesurées en grammes de carbone, converties stoechiométriquement en grammes de méthane et, avec une densité normalisée, converties en normo mètres cube (Nm^3) (EU-Kommission 2017).¹⁴ Cette densité est 3,7 % plus faible que la densité du carburant test utilisé. L'indication de la consommation normalisée sur l'étiquette-énergie des voitures de tourisme roulant au gaz naturel est ainsi trop élevée. Le correctif de consommation standard est appliqué pour corriger la consommation exagérée de carburant des voitures de tourisme roulant au gaz naturel et correspond au rapport entre la densité normalisée et la densité du carburant test. Le correctif de consommation standard s'applique au calcul de l'équivalent essence et de l'équivalent essence d'énergie primaire du GNC (10 % et 20 % de biogaz).

4.3 Équivalents essence d'énergie primaire

Les équivalents essence comparent les carburants délivrés à la pompe et le courant de charge par rapport à leur densité énergétique et les mettent en rapport avec l'essence comme carburant de référence (voir le point 2.2). Le diesel et le gaz naturel (GNC [10 % et 20 % de biogaz]) ont un équivalent essence respectivement de 1,14 l/l et de 1,03 l/m^3 . L'équivalent essence de l'hydrogène s'élève à 0,34 l/m^3 , alors que l'électricité présente un équivalent essence de 0,11 l/kWh .

Les équivalents essence d'énergie primaire tiennent compte des processus en amont de la production de carburant et d'électricité et permettent ainsi une comparaison de l'efficacité énergétique des voitures de tourisme avec différents systèmes de propulsion. Partant, ils constituent la valeur pertinente pour déterminer la catégorie d'efficacité énergétique indiquée sur l'étiquette-énergie. Contrairement à l'équivalent essence des carburants, qui est une mesure de leur densité énergétique et doit être la plus élevée possible (autonomie accrue pour le même volume de réservoir), des valeurs plus faibles sont généralement un avantage pour les équivalents essence d'énergie primaire. Des besoins plus faibles en énergie primaire (un facteur d'énergie primaire ou un équivalent essence d'énergie primaire) signifient que moins d'énergie est dépensée pour l'extraction, le traitement et le transport d'un carburant jusqu'à la station-service. Dans l'étiquette-énergie, les facteurs d'énergie primaire englobent les besoins en énergie primaire non renouvelables aussi bien que renouvelables.

¹⁴ Communication personnelle Christian Bach, Empa, 1.6.2017.

La colonne de droite du Tabl. 4.1 comprend le facteur d'énergie primaire, les besoins spécifiques en énergie primaire ainsi que les équivalents essence d'énergie primaire des carburants. Le gaz naturel (part de 20 % de biogaz) a le facteur d'énergie primaire spécifique le plus faible (1,02 MJ Öl-eq/MJ), suivi du GNC (10 % de biogaz), avec un facteur d'énergie primaire de 1,10 MJ Öl-eq/MJ. Le facteur d'énergie primaire de l'essence et du diesel s'élève respectivement à 1,35 et 1,29 MJ Öl-eq/MJ. Le facteur d'énergie primaire comparativement élevé du bioéthanol (E85) (3,12 MJ Öl-eq/MJ) est principalement déterminé par la production de bois en forêt (82 %), la distillation d'éthanol et la production d'essence ayant une importance mineure. Le facteur d'énergie primaire de l'hydrogène dépend fortement du procédé de fabrication et du mix électrique utilisé. L'hydrogène fabriqué de manière centralisée à partir du vaporeformage du méthane a le facteur d'énergie primaire le plus faible (2,23 MJ Öl-eq/MJ), tandis que le facteur d'énergie primaire de l'hydrogène produit de manière décentralisée par électrolyse de l'eau avec le mix des fournisseurs est à peu près deux fois plus élevé (4,31 MJ Öl-eq/MJ). Le mix d'hydrogène moyen à la pompe en Suisse (56,6 % de production hydroélectrique centralisée, 42,4 % de production hydroélectrique décentralisée, 1,0 % de production photovoltaïque décentralisée) a un facteur d'énergie primaire de 2,45 MJ Öl-eq/MJ. Le facteur d'énergie primaire de l'électricité s'élève respectivement à 2,02 et 7,29 MJ Öl-eq/kWh.

L'essence est définie comme le carburant de référence pour les équivalents essence d'énergie primaire et a donc un équivalent de 1,00 l/l. L'équivalent essence d'énergie primaire du diesel est légèrement plus élevé que celui de l'essence (1,09 l/l). Le gaz liquéfié (GPL) et le GNC (10 % et 20 % de biogaz) ont respectivement un équivalent essence d'énergie primaire de 0,78 l/l, 0,84 l/m³ et 0,78 l/m³. Le bioéthanol (E85) (1,67 l/l) a l'équivalent essence d'énergie primaire le plus élevé. L'équivalent essence d'énergie primaire de l'hydrogène varie fortement en fonction du procédé de fabrication (vaporeformage du méthane: 0,57 l/m³, électrolyse de l'eau avec mix des fournisseurs: 1,10 l/m³). En moyenne, l'équivalent essence d'énergie primaire de l'hydrogène délivré par les stations-service suisses s'élève à 0,62 l/m³. L'équivalent essence d'énergie primaire de l'électricité est calculé comme le rapport entre le facteur d'énergie primaire et les besoins spécifiques en énergie primaire de l'essence et s'élève à 0,17 l/kWh.

Tabl. 4.1 Valeurs spécifiques et besoins en énergie primaire des carburants normalisés de l'étiquette-énergie 2021. La densité, le pouvoir calorifique spécifique et la densité énergétique se basent sur les données de BAFU (2019) et de l'Empa^{13,14} (GNC [10 % et 20 % de biogaz]).

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 Besoins en énergie primaire et émissions de CO₂

Les besoins en énergie primaire et les émissions de dioxyde de carbone des carburants et de l'électricité sont déterminés conformément à la considération *well to tank* expliquée au point 2.1 et comprennent les différents processus depuis l'extraction des ressources énergétiques (comme le pétrole brut) jusqu'à la livraison des carburants à la station-service. Les émissions générées par la combustion des carburants dans le véhicule ne sont pas prises en compte. Les besoins en énergie primaire et les émissions de dioxyde de carbone des carburants et de l'électricité sont indiqués dans le Tabl. 4.2.

Les facteurs d'énergie primaire figurant dans le Tabl. 4.2 constituent la base pour le calcul des équivalents essence d'énergie primaire. En plus des carburants normalisés (Tabl. 4.1), les besoins en énergie primaire et les émissions de dioxyde de carbone pour le gaz naturel pur et le biogaz pur sont également recensés dans le Tabl. 4.2. Comme le biogaz est produit à partir de déchets, son facteur d'énergie primaire (0,370 MJ Öl-eq/MJ) est inférieur à 1 et nettement plus faible par rapport aux autres carburants. Le gaz naturel pur a un facteur d'énergie primaire de 1,19 MJ Öl-eq/MJ.

Les émissions fossiles de dioxyde de carbone liées à la production d'essence et de diesel s'élèvent respectivement à 514 et 490 g CO₂/l. La production de GNC (10 % et 20 % de biogaz) délivré par les stations-service suisses génère des émissions de dioxyde de carbone respectivement de 261 et 280 g CO₂/m³. La production d'hydrogène délivré par les stations-service suisses engendre des émissions fossiles de dioxyde de carbone de 78,6 g CO₂/m³. Les émissions de dioxyde de carbone de l'hydrogène dépendent fortement du procédé de fabrication et varient entre 72,3 g CO₂/m³ (électrolyse de l'eau avec une production hydroélectrique centralisée) et 1270 g CO₂/m³ (vaporeformage du méthane). L'hydrogène produit de manière décentralisée avec du courant photovoltaïque induit des émissions fossiles de dioxyde de carbone de 521 g CO₂/m³. Le mix électrique des

fournisseurs suisses à partir d'une prise à basse tension génère des émissions fossiles de dioxyde de carbone de 72,8 g CO₂/kWh. Le mix des fournisseurs reflète la composition et la provenance de l'électricité vendue en Suisse et comprend aussi bien la production indigène que les importations d'électricité.

Tabl. 4.2 Densité, pouvoir calorifique, besoins en énergie primaire et émissions de dioxyde de carbone des carburants pour l'étiquette-énergie 2021. Les indicateurs environnementaux se basent sur la liste des données des écobilans UVEK DQRv2:2018.

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	2,02	0,0202	0,0728

4.5 Apports des processus

4.5.1 Carburants

Les apports des principaux processus aux besoins totaux en énergie primaire et aux émissions fossiles de CO₂ sont représentés de la Fig. 4.1 à la Fig. 4.4. Pour l'essence, le diesel et le gaz naturel (10 % ou 20 % de biogaz), on distingue les processus suivants:

- Extraction: extraction de pétrole brut et de gaz naturel, production de biogaz;
- Transport à longue distance de pétrole brut et de gaz naturel (pas nécessaire pour le biogaz);
- Raffinerie / traitement: fabrication d'essence et de diesel à partir du pétrole brut, traitement du biogaz (pas nécessaire pour le gaz naturel);
- Distribution fine des carburants;
- Stations-service.

La teneur en énergie primaire des carburants est indiquée pour les besoins en énergie primaire en plus desdits processus (voir la Fig. 4.1). Pour l'essence, le diesel et le gaz naturel, la teneur en énergie primaire correspond au pouvoir calorifique inférieur du carburant. Le biogaz est produit à partir de déchets et a donc une teneur en énergie primaire de 0 MJ (voir le point 3.3). La teneur en énergie primaire de l'essence, du diesel et du GNC (10 % et 20 % de biogaz) contribue respectivement pour 74,1, 77,2, 82,1 et 79,0 % aux besoins totaux en énergie primaire de la production de carburant. L'extraction nécessite respectivement 11,0 et 13,1 % de la teneur en énergie primaire de l'essence et du diesel. Pour le GNC (10 % et 20 % de biogaz), la part de l'extraction dans les besoins en énergie primaire s'élève respectivement à 5,4 et 6,7 %. Le transport à longue distance génère entre 1,4 % (essence) et 4,1 % (GNC avec une part de 10 % de biogaz) des besoins en énergie primaire. La raffinerie a une part respectivement de 11,7 et 7,1 % dans les besoins en énergie primaire de l'essence et du diesel. Le traitement est moins important pour le gaz naturel avec une part de 10 % ou 20 % de biogaz (respectivement 1,5 et 3,3 %). La distribution fine et les stations-service représentent moins de 1 % des besoins totaux en énergie primaire pour l'essence et le diesel. Pour le GNC (10 % et 20 % de biogaz), la part de la distribution fine est de 1,9 %. L'apport des stations-service aux besoins en énergie primaire du GNC (10 % et 20 % de biogaz) (respectivement 5,0 et 5,2 %) s'explique principalement par les besoins en énergie des compresseurs. Les apports de l'infrastructure sont indiqués séparément pour chaque processus (zones hachurées dans la Fig. 4.1) et sont minimes (1 à 2 % des besoins en énergie primaire).

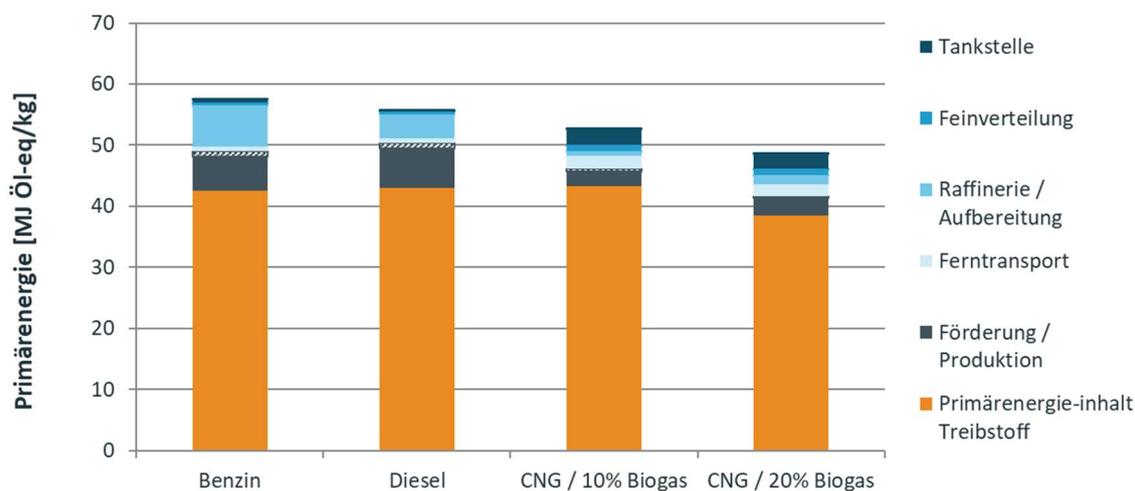


Fig. 4.1 Apports de la teneur en énergie primaire et des principaux processus aux besoins totaux en énergie primaire de l'essence, du diesel et du GNC (10 % et 20 % de biogaz). Les apports de l'infrastructure sont présentés séparément pour chaque processus (zones hachurées).

Les émissions fossiles de CO₂ liées à la production d'essence et de diesel sont générées respectivement à 41,9 et 51,0 % par l'extraction (voir la Fig. 4.2). Pour le gaz naturel (10 % ou 20 % de biogaz), la part de l'extraction/de la production aux émissions de CO₂ s'élève respectivement à 39,9 et 41,6 %. Le transport à longue distance a une part respectivement de 30,4 et 25,2 % dans les émissions totales de CO₂ du GNC (10 % et 20 % de

biogaz). Pour la production d'essence et de diesel, le transport à longue distance est en revanche moins important, avec des parts respectivement de 6,2 et 7,6 % dans les émissions de CO₂. La raffinerie est responsable respectivement de 46,6 et 36,1 % des émissions de CO₂ liées à la production d'essence et de diesel. La part du traitement dans les émissions de CO₂ liées à la production de GNC (10 % et 20 % de biogaz) est plus faible (respectivement 7,4 et 13,7 %), car seul le biogaz doit être traité. La distribution fine génère respectivement 3,7 et 4,6 % des émissions de CO₂ liées à la production d'essence et de diesel. Pour le gaz naturel (10 % et 20 % de biogaz), la distribution fine a une part respectivement de 15,4 et 13,0 % dans les émissions totales de CO₂. La part des émissions de CO₂ des stations-service dans les émissions totales liées à la production de carburant est respectivement de 1,6 et 0,7 % pour l'essence et le diesel et de 6,9 et 6,5 % pour le GNC (10 % et 20 % de biogaz). La part nettement plus élevée pour le GNC s'explique par les charges de compression et les émissions globalement plus faibles de la production de carburant. Les apports de l'infrastructure sont indiqués séparément pour chaque processus (zones hachurées dans la Fig. 4.1) et ont globalement une part de près de 10 % dans les émissions totales de CO₂.

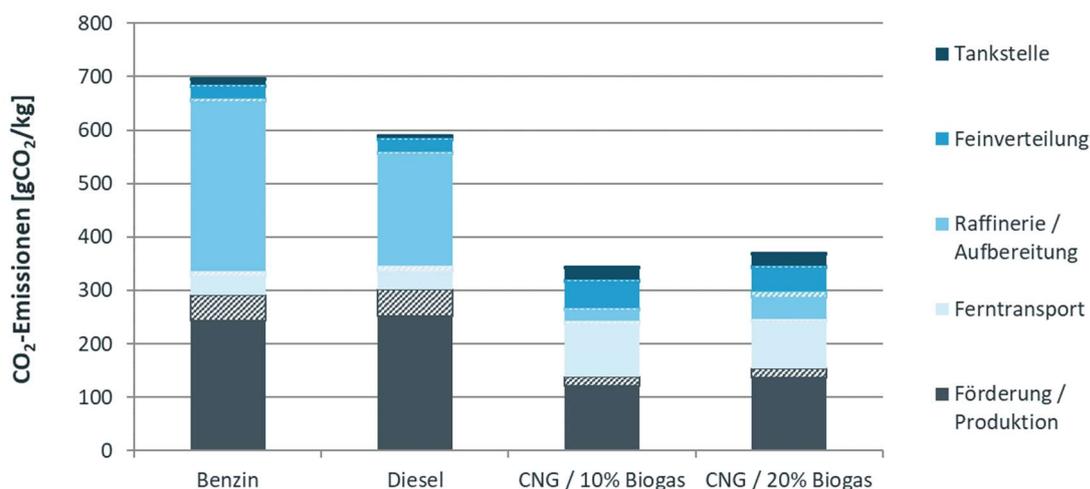


Fig. 4.2 Apports des principaux processus aux émissions fossiles de CO₂ de l'essence, du diesel et du GNC (10 % et 20 % de biogaz). Les apports de l'infrastructure sont présentés séparément pour chaque processus (zones hachurées).

4.5.2 Électricité

Les apports de la force hydraulique, des autres énergies renouvelables, de l'énergie nucléaire, des agents énergétiques fossiles, des agents énergétiques non vérifiables ainsi que du réseau de transport et de distribution sont quantifiés pour la production d'électricité. Les besoins en énergie primaire du mix électrique des fournisseurs suisses 2018 sont générés pour 37,9 % par les centrales nucléaires (voir la Fig. 4.3), alors que le rendement thermique des centrales nucléaires est important et l'enrichissement de l'uranium négligeable. Les agents énergétiques non vérifiables représentent 12,7 % des

besoins totaux en énergie primaire. La production d'électricité des centrales hydroélectriques, avec une part de 65 % dans le mix électrique des fournisseurs suisses (voir Tabl. 3.6), génère 42,1 % des besoins en énergie primaire. De manière générale, l'électricité issue de sources renouvelables, à l'exception des centrales au bois, a des besoins en énergie primaire nettement plus faibles que l'électricité produite par les centrales nucléaires ou fossiles (Messmer & Frischknecht 2016).¹⁵ Les autres agents énergétiques renouvelables et les agents énergétiques fossiles ont à chaque fois une part de 3,2 % dans les besoins totaux en énergie primaire du mix des fournisseurs. L'apport du réseau de transport et de distribution aux besoins en énergie primaire de l'électricité est inférieur à 1 %. L'infrastructure des centrales revêt une importance secondaire pour les besoins en énergie primaire (env. 2 %).

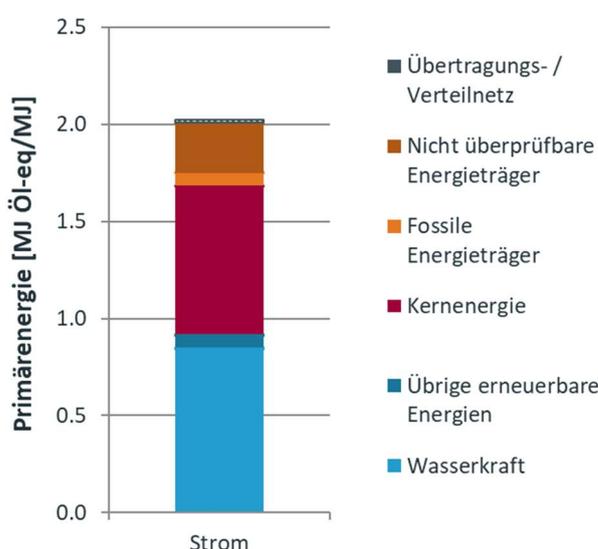


Fig. 4.3 Apports des principaux processus à l'énergie primaire de l'électricité (Lieferantenmix Schweiz 2018). Les apports de l'infrastructure sont présentés séparément pour chaque processus (zones hachurées).

Les émissions de CO₂ du mix électrique des fournisseurs suisses 2018 sont générées à 60,5 % par des agents énergétiques non vérifiables (voir la Fig. 4.4). Ceux-ci sont modélisés à l'aide du mix résiduel européen, produit pour une large part dans les centrales fossiles. L'électricité déclarée à partir d'agents énergétiques fossiles représente 22,2 % des émissions totales de CO₂ dans le mix des fournisseurs. La force hydraulique, les autres agents énergétiques renouvelables et l'énergie nucléaire sont à l'origine respectivement

¹⁵ Pour le calcul des besoins en énergie primaire des technologies de production d'électricité renouvelable, l'énergie récoltée est prise en compte selon Frischknecht et al. (2015). Dans la production d'énergie des installations renouvelables, l'énergie de rotation (pour la force hydraulique et l'énergie éolienne) est considérée comme l'agent énergétique primaire, alors que l'énergie électrique générée directement derrière la cellule photovoltaïque est utilisée comme valeur de mesure pour l'énergie primaire dans les applications photovoltaïques.

de 5,1, 3,5 et 3,6 % des émissions de CO₂. Ce faisant, l'infrastructure est responsable d'une grande partie des émissions de la force hydraulique et des autres agents énergétiques renouvelables (zones hachurées dans la Fig. 4.4). Le réseau de transport et de distribution représente 5,1 % des émissions de CO₂ dans le mix des fournisseurs.

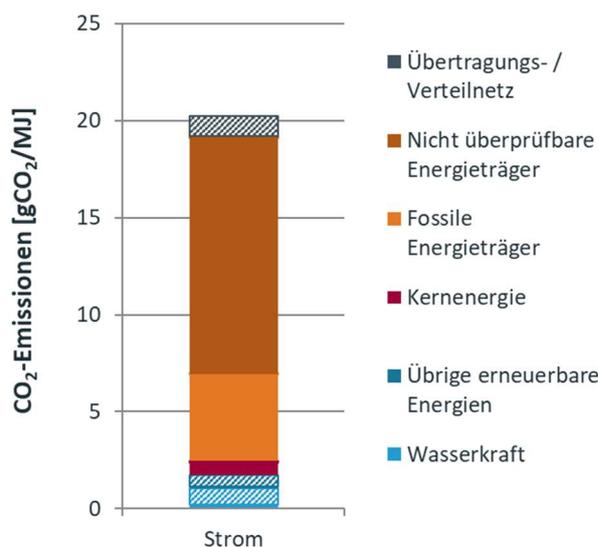


Fig. 4.4 Apports des principaux processus aux émissions fossiles de CO₂ de l'électricité (Lieferantenmix Schweiz 2018). Les apports de l'infrastructure sont présentés séparément pour chaque processus (zones hachurées).

4.6 Comparaison avec l'année précédente et raisons des changements

Les équivalents essence d'énergie primaire et les émissions de dioxyde de carbone liées à la production de carburant et d'électricité pour l'année 2020 sont comparés aux valeurs de l'année précédente dans les Tabl. 4.3 et Tabl. 4.4. Les principales raisons des changements observés y sont en outre recensées. Les indicateurs environnementaux 2019 de la production de carburant et d'électricité sont décrits par Stolz & Frischknecht 2019. Les inventaires actualisés de la production des différents carburants et du mix électrique des fournisseurs ont servi au calcul des indicateurs environnementaux 2020 (voir le chap. 3).

Les légers changements concernant les émissions de CO₂ générées par la production d'essence et de diesel s'expliquent par des changements dans la part Suisse/Europe et dans le mix de provenance du pétrole brut traité dans les raffineries suisses. La hausse des émissions de CO₂ liées à la production de gaz liquéfié est également provoquée par des émissions accrues dans la production du pétrole brut, imputables au mix de provenance du pétrole brut. Les changements pour l'équivalent essence d'énergie primaire du GNC (10 % et 20 % de biogaz) et les émissions de CO₂ liées à sa production s'expliquent par

une légère augmentation du facteur d'énergie primaire de l'essence et une actualisation du mix des fournisseurs (utilisé pour la compression dans les stations-service).

La composition du mix des fournisseurs 2018 a fortement changé par rapport au mix des fournisseurs 2017 utilisé l'année précédente. La part d'électricité importée depuis les pays européens a baissé de 30,0 à 24,4 %. En raison de la part nettement plus faible d'agents énergétiques non vérifiables dans le mix des fournisseurs 2018, l'équivalent essence d'énergie primaire et les émissions de dioxyde de carbone sont sensiblement moins élevés. Ces changements se répercutent également sur l'équivalent essence d'énergie primaire et les émissions de dioxyde de carbone de l'hydrogène produit de manière décentralisée par électrolyse de l'eau avec le mix des fournisseurs.

La baisse de l'équivalent essence d'énergie primaire et des émissions de CO₂ du mix d'hydrogène à la pompe en Suisse est imputable à un changement du mix électrique utilisé pour l'électrolyse de l'eau. Le mix se compose ainsi à 56,6 % d'hydrogène de production hydroélectrique centralisée, à 42,4 % de production hydroélectrique décentralisée et à 1,0 % de production photovoltaïque décentralisée. En 2018, la part d'hydrogène de production photovoltaïque décentralisée était encore à 15,1 %.

Tabl. 4.3 Comparaison des équivalents essence d'énergie primaire de la production de carburant et d'électricité pour les années 2020 et 2019 et raisons des changements.

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-Dampfpreformierung, 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)

Tabl. 4.4 Comparaison des émissions de dioxyde de carbone de la production de carburant et d'électricité pour les années 2020 et 2019 et raisons des changements.

Treibstoff	Kohlendioxid-emissionen 2020	Kohlendioxid-emissionen 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-Dampferormierung, 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)

Bibliographie

AIB (2015) European Residual Mixes 2014.

Baehr H. D. (1989) Thermodynamik.

OFEV (2019) Fiche d'information Facteurs d'émission de CO₂ selon l'inventaire des gaz à effet de serre de la Suisse (OFEV), Berne, Suisse, consulté sur: 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 & Institut Paul Scherrer PSI sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie OFEN, Uster & Villigen.

OFEN (2019) Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien Ausgabe 2018 (en allemand). Office fédéral de l'énergie, Berne, consulté sur: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/teilstatistiken.html>.

Assemblée fédérale de la Confédération suisse (2016), Loi sur l'énergie (LEne) du 30 septembre 2016 (Etat le 1^{er} janvier 2018), Berne, consulté sur: <https://www.admin.ch/opc/fr/classified-compilation/20121295/201805150000/730.0.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.

Commission européenne (2017) Règlement (UE) 2017/1151 de la Commission du 1er juin 2017 complétant le règlement (CE) no 715/2007 du Parlement européen et du Conseil relatif à la réception des véhicules à moteur au regard des émissions des véhicules particuliers et utilitaires légers (Euro 5 et Euro 6) et aux informations sur la réparation et l'entretien des véhicules, modifiant la directive 2007/46/CE du Parlement européen et du Conseil, le règlement (CE) n° 692/2008 de la Commission et le règlement (UE) no 1230/2012 de la Commission et abrogeant le règlement (CE) no 692/200, Commission européenne, consulté sur: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/fr/TXT/?uri=CELEX%3A32017R1151>.

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, consulté sur : 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, consulté sur: <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, Zurich, Switzerland.

- IEA (2020) Monthly Oil Statistics 2019. International Energy Agency IEA, Paris, consulté sur: <https://www.iea.org/statistics/monthly/#oil>.
- IOGP (2017) Environmental performance indicators - 2016 data. International Association of Oil & Gas Producers, consulté sur: <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, Dubendorf, CH consulté sur: 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, Schaffhouse.
- Jungbluth N., Meili C. and Wenzel P. (2018) Life cycle inventories of oil refinery processing and products. ESU-services GmbH, Schaffhouse.
- KBOB, eco-bau and IPB (2018) UVEK Ökobilanzdatenbestand DQRv2:2018. Conférence de coordination des services de la construction et des immeubles des maîtres d'ouvrage publics KBOB c/o Office fédéral des constructions et de la logistique (OFCL), consulté sur: www.ecoinvent.org.
- Meili C., Jungbluth N. and Annaheim J. (2018a) Life cycle inventories of crude oil extraction. ESU-services GmbH, Schaffhouse.
- Meili C., Jungbluth N. and Wenzel P. (2018b) Life cycle inventories of long-distance transport of crude oil. ESU-services GmbH, Schaffhouse.
- Messmer A. and Frischknecht R. (2016) Umweltbilanz Strommix Schweiz 2014. treeze Ltd., Uster.
- Pronovo (2019) système de rétribution de l'injection (SRI), Financement des Frais Supplémentaires (FFS), Rapport annuel 2018 (en allemand). Pronovo AG, Frick, CH, consulté sur: <https://pronovo.ch/fr/services/rapports-et-publications/>.
- Pronovo (2020) Cockpit marquage électricité , État février 2020. Pronovo AG, Frick, consulté sur: <https://pronovo.ch/fr/services/rapports-et-publications/>.
- Conseil fédéral suisse (2018) Ordonnance sur les exigences relatives à l'efficacité énergétique d'installations, de véhicules et d'appareils fabriqués en série (Ordonnance sur les exigences relatives à l'efficacité énergétique, OEEE) du 1er novembre 2017 (Etat le 31 juillet 2018). In: RS 730.02, Berne, consulté sur: <https://www.admin.ch/opc/fr/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, Royaume-Uni.
- 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. isur mandat de l'Office fédéral de l'énergie OFEN, ESU-services Ltd., Uster, consulté sur: <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.
- DETEC (2019) Ordonnance du DETEC sur les données figurant sur l'étiquette-énergie des voitures de tourisme neuves (OEE-VT). In: 730.011.1. Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC), Berne.
- 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.