



Treibhausgas-Emissions- faktoren für den Gebäude- sektor

Bestimmung von Emissionsfaktoren nach
den Bilanzierungsregeln der KBOB und des
GHG-Protocols

Impressum

Finanzierende
Interessens-
gemeinschaft

Swiss Life Asset Management AG
General-Guisan-Quai 40
8022 Zürich

UBS Asset Management Switzerland AG
Real Estate Switzerland
Europaallee 21
8004 Zürich

Credit Suisse Asset Management (Schweiz) AG
Global Real Estate, ESG Solutions
Kalandergasse 4
8045 Zürich

BVK Personalvorsorge des Kantons Zürich
Obstgartenstrasse 21
8060 Zürich

Amstein + Walthert AG
Andreasstrasse 5
8050 Zürich

pom+Consulting AG
Technoparkstrasse 1
8005 Zürich

Begleitgruppe

Miriam Kittinger, Swiss Life Asset Management AG
 Marlon Keller, Swiss Life Asset Management AG
 Daniela Jorio, UBS Asset Management Switzerland AG
 Nina Lustenberger, UBS Asset Management Switzerland AG
 Michelle Bolliger, Credit Suisse Asset Management (Schweiz) AG
 Valeria Bianco, AXA Investment Managers Schweiz AG
 Stephanie Monnier, BVK Personalvorsorge des Kantons Zürich
 Ria Cavelti, BVK Personalvorsorge des Kantons Zürich
 Urs Vogel, Amstein + Walthert AG
 Reto Fritschi, Amstein + Walthert AG
 Johannes Gantner, pom+Consulting AG
 Sasha Cisar, Bank J. Safra Sarasin Ltd.

Auftragnehmer

Intep
 Integrale Planung GmbH
 Pfingstweidstrasse 16
 8005 Zürich
 T +41 43 488 38 90
 F +41 43 488 38 99
 www.intep.com

Verfasser

Eveline Volkart	M.Sc. Umweltnaturwissenschaften ETH
Il Kook Nauser	M.Sc. Umweltingenieurwissenschaften ETH
Martina Alig	M.Sc. Umweltnaturwissenschaften ETH

Verteiler

Miriam Kittinger	Head Sustainability & ESG
------------------	---------------------------

Versionierung	Datum	Version	Kommentar	Verantw. Freigabe	
	23.08.2022	1.2	Dokument erstellt	ev	am
	03.10.2023	1.3	Dokument überarbeitet	ev	am
	26.02.2024	2.0	Dokument überarbeitet	ev	am

Inhaltsübersicht

1	Einleitung	6
2	Methoden	7
2.1	Datengrundlage	7
2.2	Berechnung der THG-Emissionen	7
2.3	Aufteilung in direkte und indirekte (upstream) Emissionen	7
2.4	Berücksichtigung Strom und Wärme aus der Kehrlichtverbrennung	8
3	Brennstoffe	9
3.1	Aufteilung THG-Emissionen Brennstoffe	9
3.2	Ergebnisse Brennstoffe	9
4	Fernwärme	10
4.1	Berechnung Fernwärme-Mix	10
4.2	Aufteilung THG-Emissionen Fernwärme	10
4.3	Ergebnisse Fernwärme	11
5	Strommix	14
5.1	Berechnung Technologiezusammensetzung Strommix	14
5.2	Aufteilung THG-Emissionen Technologien	18
5.3	Ergebnisse Strommix	20
6	Anwendungsbeispiel	25
6.1	Ausgangslage	25
6.2	Bilanzierung im Falle eigengenutzter Liegenschaften	25
6.3	Bilanzierung im Falle vermieteter Liegenschaften	27
7	Diskussion	28
7.1	Vergleich der Resultate mit den Emissionsfaktoren gemäss KBOB-Empfehlung	28
7.2	Wahl des Vorgehens zur Bestimmung des Strommixes	28
7.3	Aktualisierung der Strom- und Fernwärmemixe	29

8	Literaturverzeichnis	30
A	Anhang	33
A.1	Umrechnungsfaktoren für biogene Emissionen	33
A.2	Brenn- und Heizwerte der Energieträger	33
A.3	Aufteilung der Emissionen der Brennstoffe auf die einzelnen Treibhausgase	34
A.4	Aufteilung der Emissionen der Fernwärmeenergieträger auf die einzelnen Treibhausgase	35
A.5	Begründung für die Wahl des Lieferanten-Strommixes	36

1 Einleitung

Der Immobiliensektor (Gebäude- und Bausektor) macht mit 38 % (9.95 Gt CO₂) einen Grossteil der globalen Treibhausgas(THG-)emissionen aus, wobei der grösste Anteil der Emissionen durch den Energiebedarf der Gebäude (Strom und Wärme) bedingt ist (UN, 2020). Auch in der Schweiz trägt der Gebäudesektor mit 24 % wesentlich zu den nationalen Treibhausgasemissionen bei (BAFU, Kenngrössen zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Schweiz. 1990 - 2020, 2022). Um das Ziel des Pariser Klimaschutzabkommens, die durchschnittliche globale Erwärmung unter zwei Grad Celsius zu halten, zu erreichen, müssen die Emissionen des Immobiliensektors deutlich gesenkt werden.

Die auftraggebende Interessensgemeinschaft steht bei der Bilanzierung der THG-Emissionen aufgrund der verbrauchten Betriebsenergie ihres Immobilienportfolios regelmässig vor der Herausforderung, dass unterschiedliche Reporting-, Bewertungs-, Zertifizierungs- sowie Benchmarksysteme voneinander abweichende Bilanzierungsmethoden verlangen. Dafür fehlt eine einheitliche Informationsquelle für die Emissionsfaktoren der Energieträger, die sämtliche Anforderungen der Bilanzierungsmethoden gleichzeitig erfüllen kann.

In der Schweiz wird zur Berechnung der THG-Emissionen von Bauten und Gebäuden der Standard «KBOB-Empfehlung, Ökobilanzdaten im Baubereich» verwendet (KBOB, eco-bau, & IPB, 2016). Die Interessensgemeinschaft benötigt eine (öffentlich zugängliche) Studie, welche die für die Schweiz verfügbaren Emissionsfaktoren für Energieträger aus der KBOB-Empfehlung in einer Form darstellt, welche auch eine Bilanzierung gemäss Greenhouse Gas Protocol (GHG-Protocol) (WBCSD & WRI, 2004) ermöglicht. Gefordert wird die separate Ausweisung der direkten und indirekten Emissionen, damit diese je nach Bilanzierungsperspektive des Anwenders Scope 1, Scope 2 oder Scope 3 zugeordnet werden können. Zudem sollen auch die biogenen out-of-scope Emissionen (bspw. CO₂ aus Biomasse) und die anergen out-of-scope Emissionen (bspw. fossile Emissionen der Wärme aus der Kehrlichtverbrennung) ersichtlich sein. Die Zuordnung der aufgeteilten Emissionen auf die Scopes gemäss GHG-Protocol wird in Kapitel 6 in einem einfachen fiktiven Beispiel erklärt.

Eine Aufteilung der Emissionen aus dem Schweizer Strom- und Fernwärmemix in die Scopes des GHG-Protocols erfolgte bereits mit der Studie «Treibhausgasemissionen der Strom- und Fernwärmemixe Schweiz gemäss GHG-Protocol» (Alig, Tschümperlin, & Frischknecht, 2017). In dieser Studie nicht enthalten sind die Brennstoffe. Zudem beziehen sich die betrachteten Strom- und Fernwärmemixe auf das Jahr 2014. Im vorliegenden Bericht werden die Ansätze der Studie für den Strom- und Fernwärmemix repliziert, auf das Jahr 2020 aktualisiert und auf die gängigsten Brennstoffe angewendet.

2 Methoden

2.1 Datengrundlage

Die für die Aufteilung der Energieträger sowie die Berechnung der Fernwärme- und Strommische verwendeten Sachbilanzdatensätze stammen aus der Datenbank «UVEK LCA DQRv2:2022» (UVEK-DB) (UVEK-LCI, 2022), welche auch der KBOB-Liste zu Grunde liegt. Die Daten wurden mit der Software SimaPro Version 9.3 bearbeitet (Pré Sustainability, 2022).

2.2 Berechnung der THG-Emissionen

Die Treibhausgaswirkung wurden analog der in der KBOB-Empfehlung enthaltenen Kennwerte mit der Methode «IPCC 2013 GWP 100a V1.02 / IPCC GWP 100a, aviation» ermittelt, welche auf dem fünften Sachstandbericht des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) basiert. Von Verkehrsflugzeugen emittiertes CO₂ weist dabei ein Treibhauspotenzial von 2.5 kg CO₂-Äq/kg (RFI-Faktor 2.5) auf. Die resultierenden Emissionen werden in g CO₂-Äquivalent pro kWh ausgedrückt.

Die Kategorien für die Aufteilung der THG-Emissionen wurden entsprechend dem GHG-Protocol (WBCSD & WIR, 2013) gewählt. Berücksichtigt wurden dabei die Gase, bzw. Kategorien Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Lachgas (N₂O), Fluorkohlenwasserstoffe (HFCs), Schwefelhexafluorid (SF₆) und Stickstofftrifluorid (NF₃). IPCC (2013) sieht keine Bewertungsfaktoren für Kohlenmonoxid vor. Für die KBOB-Datenbank wurde die Bewertungsmethode jedoch durch treeze Ltd. modifiziert und die Bewertung der CO-Emissionen mit dem Faktor 1.75 CO₂-Äq. hinzugefügt. Die CO-Emissionen wurden in der vorliegenden Studie als eigene Kategorie übernommen.

Gemäss IPCC (2013) werden die biogenen out-of-scope-Emissionen, welche sich aus biogenem CO₂, CO und CH₄ zusammensetzen, nicht als klimawirksam betrachtet. Da biogenes CO und CO₂ in der IPCC-Methode nicht berücksichtigt sind, wurde für die Quantifizierung dieser Emissionen der identische Faktor wie für die jeweiligen fossilen Verbindungen verwendet. Biogenes Methan wird in der Berechnung der totalen CO₂-Äquivalenten bereits mit einem Faktor bewertet, allerdings abzüglich des Äquivalents für biogenes CO₂. Diese Differenz wurde bei der Quantifizierung der biogenen out-of-scope-Emissionen berücksichtigt. Die Werte sind in Tabelle 19 im Anhang dargestellt.

2.3 Aufteilung in direkte und indirekte (upstream) Emissionen

Um die direkten Emissionen zu ermitteln, wurden nur die im jeweiligen Datensatz enthaltenen direkten Emissionen berücksichtigt. Emissionen aus vor- und nachgelagerten Prozessen (Infrastruktur, Transporte, Bereitstellung von Gas, Entsorgung, etc.) wurden entfernt. Für die Upstream-Emissionen wurden gegenteilig die im Datensatz enthaltenen, direkten Emissionen nicht berücksichtigt, sondern nur die in den vor- und nachgelagerten Prozessen anfallenden Emissionen.

In den Datensätzen zum Brennstoff-Einsatz ist z.T. ein Strominput für Steuerung etc. enthalten. Dieser wurde in den vorliegenden Berechnungen nicht berücksichtigt, da dieser

Verbrauch bei der Bilanzierung eines Gebäudes normalerweise bereits im Gesamtstromverbrauch enthalten ist.

2.4 Berücksichtigung Strom und Wärme aus der Kehrichtverbrennung

Gemäss den KBOB-Bilanzierungsregeln werden Strom und Wärme, welche als Nebenprodukt aus anderen Prozessen (z.B. der Kehrichtverbrennung) gewonnen werden, keine Emissionen angerechnet (Stolz & Frischknecht, 2017). Gemäss dem GHG-Protocol werden die Emissionen aus der Kehrichtverbrennung mit Energiegewinnung von den Energiekonsumenten in deren Scope 2-Emissionen angerechnet (WBCSD & WRI, 2013). Somit werden Emissionen aus der Verbrennung von Abfällen zur Energiegewinnung gleich bilanziert wie bei anderen Brennstoffen (WBCSD & WRI, 2005). Des Weiteren legt das GHG-Protocol fest, dass dem Bezug von Energie (z.B. Wärme), welche direkt als «Abfall»- oder Nebenprodukt eines Prozesses entsteht, die Emissionen des zugrunde liegenden Prozesses angerechnet werden müssen, um eine vollständige Bilanzierung der tatsächlich durch die Energieproduktion verursachten Emissionen zu gewährleisten (WRI, 2015). Für eine GHG-Protocol konforme Bilanzierung müssen die THG-Emissionen aus der Kehrichtverbrennung mit energetischer Nutzung daher im THG-Inventar des Unternehmens angerechnet werden, welches den Strom oder die Fernwärme bezieht.

In der vorliegenden Studie werden beide Berechnungsarten dargestellt.

Das Vorgehen zur Berechnung der Emissionen aus Strom und Wärme aus der Kehrichtverbrennungsanlage (KVA) wurde analog zu Alig, Tschümperlin, & Frischknecht (2017) gewählt. Der in der KVA verbrannte Abfall besteht jeweils zur Hälfte aus biogenen und fossil basierten Abfällen (BFE, 2021b). Der biogene Anteil des Abfalls wird mit dem Datensatz „Entsorgung, Papier, 11.2 % Wasser, in Kehrichtverbrennung“ modelliert. Pro kg Papier werden netto 1.74 MJ Strom und 3.49 MJ Wärme erzeugt. Die Verbrennung des fossil basierten Anteils wird mit dem Datensatz «Entsorgung, Siedlungsabfälle, 22.9% Wasser, in Kehrichtverbrennung» abgebildet. Pro kg Abfall werden 1.39 MJ Strom und 2.85 MJ Wärme erzeugt. Die Emissionen werden gemäss der «Effizienzmethode» des World Resources Institute aufgeteilt. Dabei werden der Stromproduktion 53 % und der Wärmeproduktion 47 % der in der KVA entstandenen Emissionen angelastet (WRI, Allocation of GHG Emissions from a Combined Heat and Power (CHP) Plant. Version 1.0, 2006). Die Aufteilung in direkte Emissionen und Upstream-Emissionen erfolgt analog zu den anderen Produktionstechnologien.

3 Brennstoffe

3.1 Aufteilung THG-Emissionen Brennstoffe

Für folgende Brennstoffe wurde eine Aufteilung der THG-Emissionen auf direkte Emissionen und Upstream-Emissionen vorgenommen: Heizöl Extraleicht, Erdgas, Propan/Butan, Kohle Koks, Kohle Brikett, Stückholz, Holzschnittel, Pellets und Biogas.

Die Aufteilung der Energieträger in direkte Emissionen und Upstream-Emissionen erfolgte gemäss Beschreibung in Unterkapitel 2.3. In Abweichung von der KBOB-Empfehlung wird der Stromverbrauch bei den Upstream-Emissionen nicht angerechnet, da dieser bereits im Gesamtstromverbrauch des Gebäudes berücksichtigt wird. Ebenso vernachlässigt wird die Infrastruktur für die Heizung, dies in Übereinstimmung mit der KBOB-Empfehlung.

In der UVEK-DB existieren für Stockholz, Holzschnittel und Pellets keine separaten Prozesse für die Verbrennung mit Partikelfiltern. Daher wurden für die Energieträger mit Partikelfiltern dieselben THG-Emissionsfaktoren verwendet wie für die Energieträger ohne Partikelfilter.

Die Emissionen beziehen sich gemäss der Ökobilanzdaten der KBOB (2022) auf den Brennwert (oberen Heizwert). Wird ein Bezug auf den unteren Heizwert benötigt, sind die Werte gemäss den Umrechnungsfaktoren in Tabelle 20 umzurechnen.

3.2 Ergebnisse Brennstoffe

Tabelle 1 zeigt die Aufteilung der THG-Emissionen der betrachteten Brennstoffe in direkte und Upstream-Emissionen. Zusätzlich sind die biogenen out-of-scope-Emissionen aufgeführt. Für eine detailliertere Ansicht mit Aufteilung der THG-Emissionen auf die einzelnen Treibhausgase siehe Tabelle 21 im Anhang.

Tabelle 1: THG-Emissionen der betrachteten Brennstoffe in Gramm CO₂-Äq./kWh Brennwert aufgeteilt auf direkte Emissionen und Upstream-Emissionen sowie biogene out-of-scope-Emissionen

Gängige Brennstoffe	Total Emissionen		Direkte Emissionen		Upstream-Emissionen	
	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope
Heizöl EL	322.75	0.60	251.78	0.00	70.97	0.60
Erdgas	229.43	0.14	182.31	0.00	47.12	0.14
Propan/Butan	292.01	0.43	218.71	0.00	73.30	0.43
Kohle Koks	434.64	0.69	362.09	0.00	72.55	0.69
Kohle Brikett	397.76	0.51	348.63	0.00	49.13	0.51
Stückholz	22.82	313.53	12.34	312.90	10.48	0.63
Stückholz mit Partikelfilter	22.82	313.53	12.34	312.90	10.48	0.63
Holzschnittel	10.57	309.72	3.37	309.33	7.20	0.39
Holzschnittel mit Partikelfilter	10.57	309.72	3.37	309.33	7.20	0.39
Pellets	27.70	313.75	2.46	307.52	25.23	6.24
Pellets mit Partikelfilter	27.70	313.75	2.46	307.52	25.23	6.24
Biogas	124.23	250.58	0.58	181.73	123.65	68.85

4 Fernwärme

4.1 Berechnung Fernwärme-Mix

Die Berechnung des Fernwärme-Mix Schweiz für das Jahr 2020 basiert auf der Jahresstatistik des Verbands Fernwärme Schweiz (VFS). In Tabelle 2 sind die Anteile der Energieträger an der Fernwärmeerzeugung im Jahr 2020 (VFS, 2022) angegeben. Die Statistik berücksichtigt neben Fernwärmelieferung der VFS-Mitglieder auch die Daten der nicht VFS-Mitglieder (meist Holzfeuerungen). BHKW-Anteile für Erdgas und Holz werden im VFS-Bericht nicht erwähnt. Die Aufteilung wurde deshalb analog zum bestehenden Fernwärmemix in der KBOB-Empfehlung vorgenommen (siehe Tabelle 2). Der Erdgasanteil gemäss VFS-Mix 2020 wurde demzufolge jeweils zur Hälfte auf Erdgas und Erdgas BHKW aufgeteilt. Der Holzanteil aus dem VFS-Mix 2020 wurden gemäss der Aufteilung im Fernwärmemix der KBOB-Empfehlung (23.0 % Holz und 7.3 % Holz BHKW) vorgenommen. Daraus resultieren 24.5 % für Holz und 7.8 % für Holz BHKW.

Die Unterteilung der Fernwärme aus Holz und Erdgas nach industriellen Feuerungen und BHKW ist insofern von Relevanz, da sich die Emissionsfaktoren der resultierenden Wärme unterscheiden, je nachdem ob nur Wärme oder Wärme in Co-Generation mit Strom erzeugt wird. Im letzteren Fall wird durch die exergetische Allokation der Emissionen aus der Brennstoffverbrennung ein relevanter Anteil der Emissionen dem Strom übertragen, wodurch der Emissionsfaktor für Wärme aus einem BHKW tiefer ausfällt als bei der industriellen Feuerung (vgl. Tabelle 3 und Tabelle 4).

Tabelle 2: Gegenüberstellung der Anteile der Energieträger am VFS-Mix des Jahres 2020, dem bestehenden Fernwärmemix in der KBOB-Empfehlung und dem neu erstellten Fernwärmemix 2020

Fernwärmeenergieträger	VFS-Mix 2020	Fernwärmemix KBOB-Empfehlung	Verwendete Werte für Fernwärmemix 2020
Heizöl EL	2.1%	2.4%	2.1%
Erdgas	20.7%	11.3%	10.4%
Erdgas BHKW	-	11.3%	10.4%
Holz	32.3%	23.0%	24.5%
Holz BHKW	-	7.3%	7.8%
Wärmepumpe	8.5%	5.6%	8.5%
Atomkraftwerk AKW	4.6%	6.9%	4.6%
Kehrichtverbrennung KVA	31.8%	32.2%	31.8%
Total	100.00%	100.00%	100.00%

4.2 Aufteilung THG-Emissionen Fernwärme

Für eine korrekte Zuordnung der THG-Emissionen der Fernwärme zu Scope 2 und Scope 3 gelten grundsätzlich die gleichen Vorgaben wie für die Bilanzierung der Emissionen des Elektrizitätsbezugs. In Scope 2 werden nur die Emissionen bilanziert, welche am Ort der Energieerzeugung auftreten und mit der Menge der gelieferten, bzw. produzierten Energie verbunden sind. Umwandlungs- und Übertragungsverluste werden in Scope 2 nicht berücksichtigt. In Scope 3 werden dafür neben den Emissionen aus der Bereitstellung der Brennstoffe sowie

der Infrastruktur der Energieerzeugungsanlagen auch die Umwandlungs- und Übertragungsverluste der Wärme sowie die Emissionen aus dem Bau und dem Betrieb des Verteilnetzes bilanziert (WRI, 2015). Diese Aufteilung wird für die Berechnung der direkten und der upstream-Emissionen übernommen. Demzufolge enthalten die ausgewiesenen Scope 3-Emissionen neben den Emissionen aus der Bereitstellung der Brennstoffe und der Infrastruktur auch die vollständigen Transportverluste und Netzemissionen der Fernwärme.

Die Aufteilung der THG-Emissionen der Energieträger im Fernwärme-Mix erfolgte analog der Aufteilung für die Brennstoffe (siehe Unterkapitel 2.3). Die relevanten Prozesse in der UVEK-DB wurden in direkte und Upstream-Emissionen aufgeteilt.

Anders als bei der Berechnung der gängigen Brennstoffe werden bei der Fernwärmeproduktion die Strominputs in den Upstream-Emissionen berücksichtigt, da hier der Strombedarf nicht beim Verbraucher, sondern bei der Fernwärmeproduktion anfällt. Zusätzlich zu den Herstellungsemissionen wurden 11.6 % Transport- und Distributionsverluste berücksichtigt (VFS, 2022). Die Transportverluste werden vollumfänglich den Upstream-Emissionen angerechnet.

Für die Berechnung des durchschnittlichen Fernwärmemixes der Schweiz für das Jahr 2020 wurden die direkten und Upstream-Emissionen des jeweiligen Fernwärmeenergieträgers mit dem Prozentanteil des Fernwärmeenergieträgers am Total der Fernwärme in der Schweiz multipliziert.

4.3 Ergebnisse Fernwärme

In Tabelle 3 und Tabelle 4 sind die THG-Emissionen einzelner Fernwärmeenergieträger in der Schweiz für das Jahr 2020 dargestellt, jeweils aufgeteilt in direkte und Upstream-Emissionen, gemäss KBOB-Bilanzierungsregeln und GHG-Protocol. Zusätzlich werden auch die biogenen out-of-scope-Emissionen aufgezeigt. Die detaillierten Ergebnisse zu Schweizer Fernwärmeenergieträger sind in Tabelle 22 im Anhang aufgeführt. Bei Wärme ab Atomkraftwerk und Kehrichtverbrennung werden gemäss KBOB-Bilanzierungsregeln nur die Emissionen des Wärmetransportes berücksichtigt.

Tabelle 3: THG-Emissionen von Fernwärmeenergieträgern in Gramm CO₂-Äquivalent pro kWh gemäss KBOB-Bilanzierungsregeln

Fernwärmeenergieträger	Total Emissionen		Direkte Emissionen		Upstream Emissionen	
	Gemäss KBOB	Biog. Out-of-scope	Gemäss KBOB	Biog. Out-of-scope	Gemäss KBOB	Biog. Out-of-scope
Heizöl EL	403.95	1.17	279.54	0.00	124.41	1.17
Erdgas	303.24	0.56	212.99	0.00	90.25	0.56
Erdgas BHKW	106.64	0.44	73.73	0.00	32.91	0.44
Holz	24.63	438.37	3.06	391.43	21.58	46.93
Holz BHKW	22.03	230.75	1.61	205.91	20.42	24.83
Wärmepumpe	64.47	7.07	3.52	0.00	60.96	7.07
Atomkraftwerk AKW	3.31	0.36	0.00	0.00	3.31	0.36
Kehrichtverbrennung KVA	3.25	0.36	0.00	0.00	3.25	0.36

Tabelle 4: THG-Emissionen von Fernwärmeenergieträgern in Gramm CO₂-Äquivalent pro kWh gemäss GHG-Protocol

Fernwärmeenergieträger	Total Emissionen		Direkte Emissionen		Upstream Emissionen	
	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope
Heizöl EL	403.95	1.17	279.54	0.00	124.41	1.17
Erdgas	303.24	0.56	212.99	0.00	90.25	0.56
Erdgas BHKW	106.64	0.44	73.73	0.00	32.91	0.44
Holz	24.63	438.37	3.06	391.43	21.58	46.93
Holz BHKW	22.03	230.75	1.61	205.91	20.42	24.83
Wärmepumpe	64.47	7.07	3.52	0.00	60.96	7.07
Atomkraftwerk AKW	3.31	0.36	0.00	0.00	3.31	0.36
Kehrichtverbrennung KVA	187.33	648.09	153.34	580.02	33.99	68.07

Die Aufteilung der THG-Emissionen des Schweizer Fernwärmemixes auf die einzelnen Treibhausgase ist in Tabelle 5 und Tabelle 6 dargestellt. Die THG-Emissionen der KVA werden gemäss GHG-Protocol berücksichtigt, jedoch nicht gemäss den KBOB-Bilanzierungsregeln, wo nur der Transport in die THG-Emissionen der KVA einfließen. Dies führt zu grösseren Abweichungen des Totals von 65.33 g CO₂-Äq./kWh gemäss KBOB-Bilanzierungsregeln und 123.86 g CO₂-Äq./kWh gemäss GHG-Protocol.

Tabelle 5: Emissionen des Schweizer Fernwärmemixes, aufgeteilt auf die Kategorien der Treibhausgase sowie auf direkte und indirekte Emissionen gemäss KBOB-Bilanzierungsregeln. Die Resultate sind in Gramm CO₂-Äq./kWh angegeben.

THG-Kategorie	Total	CO ₂	CO	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	NF ₃	Biog. Out-of-scope
Direkte Emissionen	36.72	35.12	0.03	0.52	0.76	0.30	0.00	0.00	0.00	112.00
Upstream Emissionen	28.61	21.40	0.17	6.32	0.37	0.23	0.02	0.10	0.00	14.30
Total	65.33	56.51	0.20	6.84	1.13	0.53	0.02	0.10	0.00	126.29

Tabelle 6: Emissionen des Schweizer Fernwärmemixes, aufgeteilt auf die Kategorien der Treibhausgase sowie auf direkte und indirekte Emissionen gemäss GHG-Protocol. Die Resultate sind in Gramm CO₂-Äq./kWh angegeben.

THG-Kategorie	Total	CO ₂	CO	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	NF ₃	Biog. Out-of-scope
Direkte Emissionen	85.48	81.53	0.03	0.53	3.10	0.30	0.00	0.00	0.00	296.44
Upstream Emissionen	38.38	30.43	0.19	6.74	0.67	0.23	0.02	0.10	0.00	35.83
Total	123.86	111.96	0.23	7.26	3.77	0.53	0.02	0.10	0.00	332.27

Die detaillierten Ergebnisse zum Schweizer Fernwärmemix sind in Tabelle 23 im Anhang aufgeführt.

5 Strommix

5.1 Berechnung Technologiezusammensetzung Strommix

Wahl der Berechnungsmethode

Bei der Verwendung der Emissionsfaktoren für den Strombezug wird unterschieden zwischen dem Produktionsmix einerseits und dem Lieferantenmix, bzw. Verbrauchermix andererseits. In Absprache mit den Auftraggebern wird in der vorliegenden Studie der Lieferantenmix mit Herkunftsnachweis (HKN) abgebildet. Dies soll eine einfach aktualisierbare Berechnung aufgrund öffentlich zugänglicher Daten ermöglichen. Zudem bildet dieses Stromprodukt die im Jahresverbrauch durchschnittliche ausgelieferte Technologiezusammensetzung ab. Die Bilanzierung bezieht sich auf das Kalenderjahr 2020.

Lieferantenmix mit Herkunftsnachweis

Unternehmen, welche Schweizer Endverbraucher mit Elektrizität beliefern, müssen gemäss der Verordnung über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV) die gelieferte Gesamtstrommenge sowie den prozentualen Anteil der eingesetzten Energieträger der gelieferten Elektrizität jährlich rapportieren. Zudem ist die Herkunft der Elektrizität (Produktion im In- und Ausland) offenzulegen (Pronovo, 2022).

Der Lieferantenmix mit Herkunftsnachweis (HKN) entspricht dem Jahresdurchschnitt des an Schweizer Endverbraucher gelieferten Stroms mit HKN inklusive der geförderten Stromprodukte, jedoch ohne die Stromproduktion der SBB. Es ist zu berücksichtigen, dass separat verkaufte erneuerbare Energieprodukte im Lieferantenmix HKN enthalten sind und nicht separat ausgewiesen werden. Die Anteile der einzelnen Technologien im Schweizer Lieferantenmix gemäss HKN für das Jahr 2020 sind in Tabelle 7 dargestellt (Pronovo, 2021).

Tabelle 7: Anteile der einzelnen Technologien im Schweizer Lieferanten-Strommix mit HKN im Jahr 2020 gemäss Pronovo (2021)

Technologie	Total	Inlandproduktion	Import
Erneuerbare Energien	76.22%	58.98%	17.24%
Wasserkraft	65.88%	49.99%	15.89%
Sonnenenergie	1.45%	1.44%	0.01%
Windenergie	1.36%	0.05%	1.31%
Biomasse	0.53%	0.50%	0.03%
Geothermie	0.00%	0.00%	0.00%
Geförderter Strom	7.00%	7.00%	0.00%
Nicht erneuerbare Energien	23.78%	20.54%	3.24%
Kernenergie	19.89%	19.73%	0.16%
Erdöl	0.01%	0.01%	0.00%
Erdgas	0.90%	0.11%	0.79%
Kohle	0.24%	0.00%	0.24%
Abfälle	0.69%	0.69%	0.00%
Nicht überprüfbare Energieträger	2.05%	0.00%	2.05%

Die Technologieanteile des Herkunftsnachweises werden für die Modellierung unverändert übernommen. Auf eigene Berechnungen auf Basis der Landesproduktion sowie Importen und Exporten wird verzichtet.

Im folgenden Kapitel werden die in Tabelle 7 gelisteten Technologien weiter in verschiedene Stromproduktionstechnologien unterteilt (beispielsweise Unterteilung der Wasserkraft in Lauf- und Speicherkraftwerke sowie Kleinwasserkraftwerke). Die Grundlage dieser Unterteilung bilden die Statistiken zur Schweizer Stromproduktion. Es wird dabei vereinfachend angenommen, dass die Produktionsanteile der verschiedenen angewendeten Technologien auch den Anteilen im Lieferantenmix entsprechen. Die in Tabelle 7 gelisteten Prozentwerte werden beibehalten.

Strom aus Inlandproduktion

Ein Grossteil des in der Schweiz gelieferten Stroms stammt aus Wasserkraft. Etwas mehr als die Hälfte des Stroms aus Wasserkraft stammt aus Speicherkraftanlagen, die übrige Wasserkraft hauptsächlich aus Laufwasserkraftwerken. Der Anteil der Kleinwasserkraftanlagen liegt nur bei rund 1 % (BFE, 2021b). Der Strombedarf für die Pumpspeicherung wird analog zur Berechnung des Lieferantenmixes in Messmer & Frischknecht (2016) durch einen erhöhten Bedarf an Strom für die Bereitstellung einer kWh Elektrizität abgebildet und nicht einer bestimmten Technologie zugewiesen.

Tabelle 8: Anteile der Wasserkrafttechnologien in der Schweiz im Jahr 2020 (ohne Berücksichtigung Pumpstrombedarf)

Wasserkrafttechnologie	Produktion [kWh]	Anteil [%]
Laufwasserkraftwerk	17'649'467'400	43%
Speicherkraftwerk	22'969'893'000	56%
Kleinwasserkraft	261'965'400	1%
Total Wasserkraft	40'881'325'800	

Neben Wind- und Sonnenenergie mit jeweils einem Anteil von 1.45 % respektive 1.36 % (inkl. Importen) trägt Biomasse im Jahr 2020 mit 0.53 % zur Stromproduktion in der Schweiz bei. Aufgrund der Diversität der Produktionstechnologien wird bei Strom aus Biomasse ebenfalls eine Unterteilung vorgenommen. Dabei wurde zwischen Strom aus Feuerungen mit Holz- und Holzanteilen, landwirtschaftlichen und gewerblichen Biogasanlagen sowie Strom aus Klärgas und Abwasserreinigungsanlagen (inkl. industrielle Abwässer) unterschieden. Strom, welcher durch die Verbrennung des biogenen Anteils der Abfälle in der KVA entsteht, wird ebenfalls Strom aus Biomasse zugeordnet. Die Anteile der einzelnen Technologien zur Verwertung von Biomasse sind in Tabelle 9 aufgeführt.

Tabelle 9: Anteile der einzelnen Technologien an der Stromproduktion aus Biomasse und biogenen Abfällen in der Schweiz im Jahr 2020 (BFE, 2021b)

Technologie	Produktion [kWh]	Anteil [%]
Feuerungen Holz und Holzanteile	394'559'340	20%
Biogasanlage Landwirtschaft	175'791'840	9%
Biogasanlage Gewerbe	83'534'460	4%
Klärgas und Industrieabwässer	129'482'580	7%
KVA biogene Abfälle	1'175'649'600	60%
Total Biomasse	1'959'017'820	

Die in der KVA verwerteten biogenen Abfälle entsprechen rund 50 % der einer KVA zugeführten Abfälle (BFE, 2021b). Die nicht biogenen Abfälle werden als nicht erneuerbare Abfälle gerechnet (BFE, 2021c). und fallen in die Kategorie Abfälle. Die Verstromung von Deponiegas wird aufgrund der geringen Menge in der Modellierung vernachlässigt.

Die Inlandproduktion aus Windkraftanlagen wurde gemäss der UVEK-Sachbilanz auf Anlagen mit Leistungen 600 kWh (59 %) und 800 kW (41 %) aufgeteilt. Bei Photovoltaik wurde keine Unterteilung vorgenommen.

Geförderter Strom

Die Kategorie geförderter Strom bezieht sich auf Strom aus Anlagen, die über das Einspeisesystem (EVS) mit Direktvermarktung oder die Mehrkostenfinanzierung (MFK) gefördert werden (Pronovo, 2021). Die Anteile der verschiedenen Technologien sind in Tabelle 10 dargestellt. Knapp die Hälfte des geförderten Stroms wird aus Wasserkraft gewonnen, ausserdem werden relevante Anteil aus Biomasse und Photovoltaik produziert. Die Unterteilung der Produktionstechnologien wird analog zur schweizerischen Gesamtproduktion vorgenommen.

Tabelle 10: Technologieanteile am geförderten Strom im Jahr 2020 (Pronovo, 2021)

Technologie	Förderung EVS [kWh]	Förderung MFK [kWh]	Total [kWh]	Anteile [%]
Wasserkraft	1'873'000'000	248'980'000	2'121'980'000	51%
Photovoltaik	676'000'000	8'620'000	684'620'000	17%
Windenergie	116'000'000	5'570'000	121'570'000	3%
Biomasse	1'179'000'000	41'470'000	1'220'470'000	29%

Nicht erneuerbare Energie

Mit 19.73 % trägt Kernenergie massgeblich zum Lieferantenmix bei. Zur Anwendung kommen Druckwasser- und Siedewasserreaktoren. Die Unterteilung der Inlandproduktion auf die bei den Technologien ist in Tabelle 11 dargestellt.

Tabelle 11: Technologieanteile¹ der Stromproduktion aus Kernkraft in der Schweiz im Jahr 2020 (BFE, 2021a)

Kernenergie	Produktion [kWh]	Anteil [%]
Druckwasserreaktor	6'544'465'469	61%
Siedewasserreaktor	4'255'711'197	39%
Total Kernenergie	10'804'874'437	

Für Strom aus mit Erdöl und Erdgas betriebenen thermischen Kraftwerken wird für die In-landproduktion keine weitere Unterteilung vorgenommen.

Strom aus Importen

Wasserkraft macht auch den Hauptanteil des importierten Stroms aus. Die Unterteilung des importierten Stroms aus Wasserkraft auf die verschiedenen Wasserkrafttechnologien wird analog zu den Datensätzen der UVEK-DB vorgenommen, welche auf Angaben des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber beruht (entso-E, 2019). Demzufolge stammt 49 % des importierten Stroms aus Wasserkraft aus Laufwasserkraftwerken und 51 % aus Speicherkraftwerken, wobei diese je hälftig aus alpinen und nicht alpinen Regionen stammen.

Die Unterteilung der importierten Kernenergie wird ebenfalls basierend auf der entso-Statistik Stand 2018 vorgenommen. Bei Stromimporten aus Kernkraftwerken stammen 90 % aus Druckwasser und 10 % aus Siedewasserreaktoren.

Für den geringen Importanteile an Strom aus Biomasse wird die gleiche Technologieverteilung wie für in der Schweiz produzierten Strom angenommen.

Der Stromanteil aus Kohlekraftwerken wird vollständig importiert. Aufgrund der Produktionsstrukturen der Importländer (BFE, 2021a) wird vereinfachend angenommen, dass der importierte Kohlestrom vollumfänglich in Deutschland produziert wird, wobei im Jahr 2020 61 % aus der Verstromung von Steinkohle und 39 % aus Braunkohle stammten (Statistisches Bundesamt D-STATIS, 2022).

Der Anteil nicht überprüfbarer Energieträger wird mit dem Schweizer Residualmix abgebildet. Dieser wurde aus Krebs & Frischknecht (2021) übernommen und nicht aktualisiert.

Übertragung und Verteilung

Die Übertragungs- und Verteilungsverluste werden gemäss der Elektrizitätsstatistik des BFE (2021a) im Umfang von 7.54 % (alle Netzebenen kumuliert) berücksichtigt. Die genutzte Länge des Übertragungs- und Verteilnetzes werden analog zur in der UVEK-DB enthaltenen Sachbilanz modelliert. Ebenfalls der UVEK-Sachbilanz entnommen wurden die SF₆-Emissionen.

¹ Siedewasserreaktor: Leibstadt; Druckwasserreaktoren: Beznau I + II, Gösgen

5.2 Aufteilung THG-Emissionen Technologien

Aufteilung in direkte und Upstream-Emissionen

Die Emissionen der einzelnen Energieträger werden gemäss der Definition des GHG-Protocols in direkte und Upstream-Emissionen unterteilt (vgl. Kapitel 2.3).

Ausgehend vom Immobilienbesitzer umfassen die direkten Emissionen aus der Stromproduktion alle Emissionen, welche unmittelbar im Kraftwerk anfallen, unabhängig davon, ob der Strom im In- oder im Ausland produziert wird. Ebenfalls zu den direkten Emissionen wurden Methanemissionen aus Stauseen und Reservoiren von Laufwasserkraftwerken sowie die Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe in Stromaggregaten in Kernkraftwerken und der KVA gezählt. Die Emissionen für die Bereitstellung dieser Brennstoffe fallen unter die Upstream-Emissionen.

Die Upstream-Emissionen umfassen die vorgelagerten Prozesse wie beispielsweise die Erstellung und der Rückbau der Kraftwerke und die Bereitstellung fossiler Energieträger. Emissionen aus der Übertragung und Verteilung, welche durch den Bau der Übertragungsnetze und Schaltanlagen entstehen, werden separat ausgewiesen und ebenfalls den Upstream-Emissionen angerechnet. Ebenfalls unter die Upstream-Emissionen fallen die Emissionen aus der Nutzung des Übertragungs- und Verteilnetzes (inkl. Verluste und SF₆-Emissionen).

Strom aus der Verbrennung biogener und fossil basierter Abfälle

Die Emissionen der Stromproduktion der KVA werden gemäss dem Vorgehen beschrieben in Kapitel 2.4 sowohl nach den KBOB-Bilanzierungsregeln wie auch nach der Methodik des GHG-Protocols bilanziert. Dabei wurden analog zur Fernwärme die in der KVA verbrannte Biomasse mit dem Prozess „Entsorgung, Papier, 11.2% Wasser, in Kehrlichtverbrennung“ und die fossil basierten (nicht erneuerbaren) Abfälle mit dem Prozess «Entsorgung, Siedlungsabfälle, 22.9% Wasser, in Kehrlichtverbrennung» abgebildet.

Strom aus Biogas

Basierend auf der Stromproduktion aus Biomasse und Abfällen (BFE, 2021b) wird unterschieden zwischen Biogas aus landwirtschaftlicher Produktion, Biogas aus Gewerbe/Industrie sowie aus Abwasserreinigungsanlagen (ARA) und Klärgasverstromung. Für die Stromproduktion aus Klärgas und der ARA wurde der für landwirtschaftliches Biogas verwendete Prozess «Elektrizität, Co-Generation Biogas-Anlage, landwirtschaftliche Deckung» dahingehend modifiziert, dass Biogas aus der ARA anstelle von Gas aus landwirtschaftlicher Deckung verstromt wird. Für importierte Stromprodukte aus Biomasse wurden die identischen Emissionsfaktoren verwendet.

Ergebnisse Stromerzeugungstechnologien

Für die Berechnung der Emissionen des Lieferanten-Mix wurden die THG-Emissionen aus der Stromproduktion der einzelnen Technologien auf direkte und indirekte Emissionen aufgeteilt. Tabelle 12 zeigt die THG-Emissionen der im Lieferanten-Mix berücksichtigten Stromerzeugungstechnologien. Dabei werden neben den Gesamtemissionen gemäss IPCC² in CO₂-

² Abweichend vom IPCC 2013 wird in der Summe auch Kohlenmonoxid berücksichtigt (vgl. Kapitel 2.2)

Äq./kWh auch die biogenen out-of-scope-Emissionen genannt. Die Produktionsemissionen beziehen sich jeweils auf 1 kWh Strom ab Kraftwerk.

Tabelle 12: THG-Emissionen der Stromerzeugung mit verschiedenen Technologien und der Stromverteilung, unterteilt in direkte Emissionen und Upstream-Emissionen in Gramm CO₂-Äq./kWh

Technologie	Total Emissionen		Direkte Emissionen		Upstream Emissionen	
	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope
Inlandproduktion						
Wasserkraft						
<i>Laufwasserkraftwerk</i>	3.96	0.15	0.38	0.03	3.58	0.12
<i>Speicherkraftwerk</i>	5.29	0.19	1.38	0.00	3.91	0.19
<i>Kleinwasserkraftwerk</i>	5.31	0.16	0.00	0.00	5.31	0.16
Solarenergie	36.68	1.02	0.00	0.00	36.68	1.02
Windenergie	18.62	0.24	0.00	0.00	18.62	0.24
Biomasse						
<i>Holz und Holzanteile</i>	27.51	337.53	2.64	336.66	24.87	0.87
<i>Biogas Landwirtschaft</i>	154.86	986.04	12.66	783.90	142.20	202.15
<i>Biogas Gewerbe</i>	367.92	728.74	41.90	530.75	326.02	198.00
<i>Klärgas/ARA</i>	300.11	837.24	12.66	783.90	287.45	53.34
<i>KVA biogene Abfälle (gemäss KBOB)</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>KVA biogene Abfälle (gemäss GHG-Protocol)</i>	44.97	1'615.18	25.43	1'614.55	19.54	0.63
Abfall						
<i>KVA anergene Abfälle (gemäss KBOB)</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>KVA anergene Abfälle (gemäss GHG-Protocol)</i>	716.77	1'032.82	683.09	1'031.67	33.68	1.15
Kernenergie						
<i>Druckwasserreaktor</i>	14.39	0.19	0.03	0.00	14.37	0.19
<i>Siedewasserreaktor</i>	16.11	0.20	0.02	0.00	16.09	0.20
Erdöl	753.49	16.96	577.41	0.00	176.08	16.96
Erdgas	579.17	0.48	459.51	0.00	119.66	0.48
Übrige	261.34	0.75	220.42	220.42	40.92	0.38
Import						
Wasserkraft						
<i>Laufwasserkraftwerk</i>	4.14	0.15	0.38	0.03	3.76	0.12
<i>Speicherkraftwerk</i>	11.16	0.23	6.90	0.05	4.26	0.19
Solarenergie	38.90	1.06	0.00	0.00	38.90	1.06
Windenergie	12.65	0.16	0.00	0.00	12.65	0.16
Kernenergie						

Technologie	Total Emissionen		Direkte Emissionen		Upstream Emissionen	
	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope
<i>Druckwasserreaktor</i>	8.05	0.20	0.03	0.00	8.02	0.20
<i>Siedewasserreaktor</i>	7.75	0.21	0.03	0.00	7.72	0.21
Erdgas	665.09	0.45	533.83	0.00	131.27	0.45
Kohle						
<i>Steinkohle</i>	1'108.19	1.12	932.95	0.00	175.24	1.12
<i>Braunkohle</i>	1'221.14	0.45	1'185.35	0.00	35.79	0.45

5.3 Ergebnisse Strommix

Tabelle 13 und Tabelle 14 zeigen die Emissionen des Lieferantenmix basierend auf HKN für das Jahr 2020, gemäss der in Kapitel 5.1 berechneten Technologiezusammensetzung und der in Tabelle 12 dargestellten Emissionsfaktoren. Die biogenen und fossil basierten Abfälle werden in Tabelle 13 gemäss den KBOB-Richtlinien und in Tabelle 14 gemäss GHG-Protocol berücksichtigt.

Das Endresultat bezieht sich auf die Emissionen pro kWh an einer Niederspannungs-Steckdose. Berücksichtigt werden dabei neben dem Strombedarf der Pumpen der Speicherseen auch die Netzverluste sowie die Emissionen aus der Übertragung und Verteilung des Stroms.

Tabelle 13: Technologiezusammensetzung und Treibhausgasemissionen des Lieferantenmix gemäss HKN ab Niederspannung und gemäss KBOB-Bilanzierungsregeln. Dargestellt sind die direkten und Upstream-Emissionen, die Gesamtemissionen gemäss IPCC sowie die biogenen out-of-scope-Emissionen in Gramm CO₂-Äq./kWh.

		Total Emissionen		Direkte Emissionen		Upstream Emissionen	
Technologie	Anteil	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope
Inlandproduktion							
Wasserkraft	49.99%	2.36	0.09	0.47	0.01	1.89	0.08
Laufwasserkraftwerk	21.58%	0.85	0.03	0.08	0.01	0.77	0.03
Speicherkraftwerk	28.09%	1.49	0.05	0.39	0.00	1.10	0.05
Kleinwasserkraftwerk	0.32%	0.02	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00
Solarenergie	1.44%	0.53	0.01	0.00	0.00	0.53	0.01
Windenergie	0.05%	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00
Biomasse	0.50%	0.27	1.21	0.02	1.06	0.25	0.15
Holz und Holzanteile	0.10%	0.03	0.34	0.00	0.34	0.03	0.00
Biogas Landwirtschaft	0.04%	0.07	0.44	0.01	0.35	0.06	0.09
Biogas Gewerbe	0.02%	0.08	0.16	0.01	0.11	0.07	0.04
Klärgas/ARA	0.03%	0.10	0.28	0.00	0.26	0.09	0.02
KVA biogene Abfälle (gemäss KBOB)	0.30%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Technologie	Anteil	Total Emissionen		Direkte Emissionen		Upstream Emissionen	
		Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope
Abfall	0.69%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>KVA anergene Abfälle (gemäss KBOB)</i>	0.69%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Kernenergie	19.73%	2.97	0.04	0.01	0.00	2.97	0.04
<i>Druckwasserreaktor</i>	11.95%	1.72	0.02	0.00	0.00	1.72	0.02
<i>Siedewasserreaktor</i>	7.77%	1.25	0.02	0.00	0.00	1.25	0.02
Erdöl	0.01%	0.08	0.00	0.06	0.00	0.02	0.00
Erdgas	0.11%	0.64	0.00	0.51	0.00	0.13	0.00
Geförderter Strom	7.00%	1.76	5.02	0.12	4.38	1.64	0.64
<i>Wasserkraft</i>	3.58%	0.17	0.01	0.03	0.00	0.14	0.01
<i>Solarenergie</i>	1.16%	0.42	0.01	0.00	0.00	0.42	0.01
<i>Windenergie</i>	0.21%	0.04	0.00	0.00	0.00	0.04	0.00
<i>Biomasse</i>	2.06%	1.13	5.00	0.09	4.38	1.04	0.62
Import							
Wasserkraft	15.89%	1.22	0.03	0.59	0.01	0.64	0.02
<i>Laufwasserkraftwerk</i>	7.83%	0.32	0.01	0.03	0.00	0.29	0.01
<i>Speicherkraftwerk</i>	8.06%	0.90	0.02	0.56	0.00	0.34	0.02
Solarenergie	0.01%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Windenergie	1.31%	0.17	0.00	0.00	0.00	0.17	0.00
Biomasse	0.03%	0.02	0.07	0.00	0.06	0.02	0.01
<i>Holz und Holzanteile</i>	0.01%	0.00	0.02	0.00	0.02	0.00	0.00
<i>Biogas Landwirtschaft</i>	0.00%	0.00	0.03	0.00	0.02	0.00	0.01
<i>Biogas Gewerbe</i>	0.00%	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.00
<i>Klärgas/ARA</i>	0.00%	0.01	0.02	0.00	0.02	0.01	0.00
<i>KVA biogene Abfälle (gemäss KBOB)</i>	0.02%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Abfall	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>KVA anergene Abfälle (gemäss KBOB)</i>	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Kernenergie	0.16%	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00
<i>Druckwasserreaktor</i>	0.14%	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00
<i>Siedewasserreaktor</i>	0.02%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Erdöl	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Erdgas	0.79%	5.25	0.00	4.22	0.00	1.04	0.00
Kohle	0.24%	2.83	0.00	2.61	0.00	0.21	0.00
<i>Steinkohle</i>	0.09%	1.02	0.00	0.86	0.00	0.16	0.00
<i>Braunkohle</i>	0.15%	1.80	0.00	1.75	0.00	0.05	0.00
Übrige	2.05%	5.36	0.02	4.52	0.01	0.84	0.01
Total ab Kraftwerk		23.48	6.50	13.12	5.52	10.36	0.98

Technologie	Anteil	Total Emissionen		Direkte Emissionen		Upstream Emissionen	
		Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope
Total nach Abzug Pumpstrombedarf		25.33	7.02	14.15	5.96	11.18	1.06
Netznutzung Hochspannung		1.15	0.02	0.00	0.00	1.15	0.02
Netznutzung Mittelspannung		1.90	0.06	0.00	0.00	1.90	0.06
Netznutzung Niederspannung		2.53	0.13	0.00	0.00	2.53	0.13
Total ab Niederspannung		32.83	7.75	14.15	5.96	18.68	1.79

Tabelle 14: Technologiezusammensetzung und Treibhausgase des Lieferantenmix gemäss HKN ab Niederspannung und gemäss GHG-Protocol. Dargestellt sind die direkten und Upstream-Emissionen, die Gesamtemissionen gemäss IPCC sowie die biogenen out-of-scope-Emissionen in Gramm CO₂-Äq./kWh.

		Total Emissionen		Direkte Emissionen		Upstream Emissio-	
Technologieanteil	Anteil	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope
Inlandproduktion							
Wasserkraft	49.99%	2.36	0.09	0.47	0.01	1.89	0.08
Laufwasserkraftwerk	21.58%	0.85	0.03	0.08	0.01	0.77	0.03
Speicherkraftwerk	28.09%	1.49	0.05	0.39	0.00	1.10	0.05
Kleinwasserkraftwerk	0.32%	0.02	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00
Solarenergie	1.44%	0.53	0.01	0.00	0.00	0.53	0.01
Windenergie	0.05%	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00
Biomasse	0.50%	0.41	6.06	0.10	5.91	0.31	0.15
Holz und Holzanteile	0.10%	0.03	0.34	0.00	0.34	0.03	0.00
Biogas Landwirtschaft	0.04%	0.07	0.44	0.01	0.35	0.06	0.09
Biogasanlage Gewerbe	0.02%	0.08	0.16	0.01	0.11	0.07	0.04
Klärgas/ARA	0.03%	0.10	0.28	0.00	0.26	0.09	0.02
KVA biogene Abfälle (gemäss GHG-Protocol)	0.30%	0.13	4.85	0.08	4.84	0.06	0.00
Abfall	0.69%	4.95	7.13	4.71	7.12	0.23	0.01
KVA anergene Abfälle (gemäss GHG-Protocol)	0.69%	4.95	7.13	4.71	7.12	0.23	0.01
Kernenergie	19.73%	2.97	0.04	0.01	0.00	2.97	0.04
Druckwasserreaktor	11.95%	1.72	0.02	0.00	0.00	1.72	0.02
Siedewasserreaktor	7.77%	1.25	0.02	0.00	0.00	1.25	0.02
Erdöl	0.01%	0.08	0.00	0.06	0.00	0.02	0.00
Erdgas	0.11%	0.64	0.00	0.51	0.00	0.13	0.00
Geförderter Strom	7.00%	2.32	24.98	0.44	24.33	1.88	0.65
Wasserkraft	3.58%	0.17	0.01	0.03	0.00	0.14	0.01
Solarenergie	1.16%	0.42	0.01	0.00	0.00	0.42	0.01
Windenergie	0.21%	0.04	0.00	0.00	0.00	0.04	0.00

Technologieanteil	Anteil	Total Emissionen		Direkte Emissionen		Upstream Emissio-	
		Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope	Gemäss IPCC	Biog. Out-of-scope
<i>Biomasse</i>	2.06%	1.69	24.96	0.40	24.33	1.28	0.63
Import							
Wasserkraft	15.89%	1.22	0.03	0.59	0.01	0.64	0.02
<i>Laufwasserkraftwerk</i>	7.83%	0.32	0.01	0.03	0.00	0.29	0.01
<i>Speicherkraftwerk</i>	8.06%	0.90	0.02	0.56	0.00	0.34	0.02
Solarenergie	0.01%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Windenergie	1.31%	0.17	0.00	0.00	0.00	0.17	0.00
Biomasse	0.03%	0.02	0.36	0.01	0.35	0.02	0.01
<i>Holz und Holzanteile</i>	0.01%	0.00	0.02	0.00	0.02	0.00	0.00
<i>Biogas Landwirtschaft</i>	0.00%	0.00	0.03	0.00	0.02	0.00	0.01
<i>Biogasanlage Gewerbe</i>	0.00%	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.00
<i>Klärgas/ARA</i>	0.00%	0.01	0.02	0.00	0.02	0.01	0.00
<i>KVA biogene Abfälle [gemäss GHG-Protocol]</i>	0.02%	0.01	0.29	0.00	0.29	0.00	0.00
Abfall	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>KVA anergene Abfälle [gemäss GHG-Protocol]</i>	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Kernenergie	0.16%	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00
<i>Druckwasserreaktor</i>	0.14%	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00
<i>Siedewasserreaktor</i>	0.02%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Erdöl	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Erdgas	0.79%	5.25	0.00	4.22	0.00	1.04	0.00
Kohle	0.24%	2.83	0.00	2.61	0.00	0.21	0.00
<i>Steinkohle</i>	0.09%	1.02	0.00	0.86	0.00	0.16	0.00
<i>Braunkohle</i>	0.15%	1.80	0.00	1.75	0.00	0.05	0.00
Übrige	2.05%	5.36	0.02	4.52	0.01	0.84	0.01
Total ab Kraftwerk		29.12	38.73	18.22	37.73	10.90	1.00
Total nach Abzug Pumpstrombedarf		31.42	41.79	19.66	40.71	11.76	1.08
Netznutzung Hochspannung		1.15	0.02	0.00	0.00	1.15	0.02
Netznutzung Mittelspannung		1.90	0.06	0.00	0.00	1.90	0.06
Netznutzung Niederspannung		2.53	0.13	0.00	0.00	2.53	0.13
Total ab Niederspannung		39.38	45.14	19.66	40.71	19.71	4.43

Die THG-Emissionen pro kWh Niederspannung liegen gemäss KBOB-Bilanzierungsregeln bei 32.83 g CO₂-Äq. und jene gemäss GHG-Protocol bei 39.38 g CO₂-Äq. Der grösste Unterschied zwischen den beiden Bilanzierungsmethoden zeigt sich bei den biogenen out-of-scope-Emissionen, welche v.a. bei der Verbrennung von Biomasse in der KVA entstehen.

Die Aufteilung der Emissionen auf die einzelnen Treibhausgase, bzw. die relevanten Kategorien ist in Tabelle 15 und Tabelle 16 ersichtlich.

Tabelle 15: Emissionen des Lieferantenmix, aufgeteilt auf die Kategorien der Treibhausgase sowie auf direkte und indirekte Emissionen gemäss KBOB-Bilanzierungsregeln. Die Resultate sind in g CO₂-Äq./kWh angegeben.

THG-Kategorie	Total	CO ₂	CO	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	NF ₃	Biog. Out-of-scope
Direkte Emissionen	14.15	13.73	0.00	0.29	0.13	0.00	0.00	0.00	0.00	5.96
Upstream Emissionen	18.68	13.92	0.08	2.61	0.35	0.01	0.22	1.49	0.00	1.79
Total	32.83	27.64	0.08	2.90	0.48	0.01	0.22	1.49	0.00	7.75

Tabelle 16: Emissionen des Lieferantenmix, aufgeteilt auf die Kategorien der Treibhausgase sowie auf direkte und indirekte Emissionen gemäss GHG-Protocol. Die Resultate sind in g CO₂-Äq./kWh angegeben.

THG-Kategorie	Total	CO ₂	CO	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	NF ₃	Biog. Out-of-scope
Direkte Emissionen	19.66	18.83	0.01	0.29	0.53	0.00	0.00	0.00	0.00	40.71
Upstream Emissionen	19.71	14.85	0.08	2.68	0.38	0.01	0.22	1.49	0.00	4.43
Total	39.38	33.68	0.08	2.97	0.91	0.01	0.22	1.49	0.00	45.14

Bei der Berechnung gemäss KBOB-Bilanzierungsregeln fallen über die Hälfte der Emissionen in der Vorkette an. Durch den überwiegenden Anteil erneuerbarer Energien kommen den Emissionen aus der Bereitstellung der Infrastruktur eine grosse Bedeutung zu. Bei der Berechnung gemäss GHG-Protocol teilen sich die Emissionen in etwas hälftig auf die direkten und Upstream-Emissionen auf.

6 Anwendungsbeispiel

Das folgende Anwendungsbeispiel zeigt für zwei fiktive Immobilienbesitzer, wie die berechneten Emissionsfaktoren bei der Erstellung einer THG-Bilanz nach GHG-Protocol verwendet werden. Dabei steht die Frage im Zentrum, welchen Scopes die Energieverbräuche zugeordnet werden und in welchem Fall die direkten Emissionen und wo die Upstream-Emissionen berücksichtigt werden.

6.1 Ausgangslage

Für zwei Immobilien wird eine THG-Bilanz aus Sicht des Immobilienbesitzers erstellt. Liegenschaft A (Mehrfamilienhaus mit zwei Wohneinheiten) ist neueren Baujahrs und wird mit Fernwärme geheizt. Liegenschaft B (Mehrfamilienhaus mit fünf Wohneinheiten) ist bereits etwas älter, hat einen höheren Heizwärmeverbrauch und eine Ölheizung.

Es werden zwei Anwendungsfälle unterschieden: Eigennutzung (Unterkapitel 6.2) und Vermietung der Liegenschaft (Unterkapitel 6.3).

6.2 Bilanzierung im Falle eigengenutzter Liegenschaften

Bei der Berechnung der energiebezogenen THG-Emissionen im Rahmen der THG-Bilanz gemäss GHG-Protocol wird in diesem Fall wie folgt vorgegangen:

Da der Immobilienbesitzer der Liegenschaft B das Gebäude selbst nutzt, fallen die direkten Emissionen aus der Verbrennung des Heizöls am Gebäudestandort als Emissionen aus der stationären Verbrennung unter die Scope 1-Emissionen. Berücksichtigt werden nur die direkten Emissionen, aufgeteilt auf die verschiedenen THG-Kategorien.

Der Fernwärmebezug von Liegenschaft A wird unter Scope 2 verbucht. Hier werden wiederum nur die direkten Emissionen aus der Fernwärmebereitstellung angerechnet. Eine Aufteilung auf die verschiedenen THG-Kategorien wird bei Scope 2 und 3 nicht benötigt.

Liegenschaft A und B beziehen beide Strom aus dem Netz. In beiden Fällen werden die direkten Emissionen aus der Strombereitstellung unter Scope 2 eingetragen. Der oben dargestellte Lieferantenmix HKN entspricht hierbei dem sogenannten «location-based» Ansatz gemäss GHG-Protokoll. Sofern nicht für den gesamten bezogenen Strom die detaillierten Herkünfte bekannt sind, muss dieser Ansatz für den gesamten Stromverbrauch verwendet werden. Da der Lieferantenmix basierend auf HKN auch die Stromlieferung im Rahmen von erneuerbaren Stromprodukten wie beispielsweise *naturamade*-zertifizierten Produkten beinhaltet, können spezifische Faktoren (market-based Ansatz) und der Lieferantenmix HKN nicht kombiniert verwendet werden. Nur wenn für den gesamten bezogenen Strom die spezifischen Herkünfte bekannt sind, können die jeweiligen Technologie-spezifischen Faktoren verwendet werden. Dies entspricht dem «market-based»-Ansatz gemäss GHG-Protokoll.

Die Upstream-Emissionen aus der Bereitstellung des Heizöls (bspw. Transport und Raffinerie) sowie aus der Strom- und Fernwärmeproduktion werden unter Scope 3 (*Kategorie 3.3 Brennstoff- u. energiebezogene Emissionen*) verbucht.

Der Strombedarf für die Heizung wurde bei der Aufteilung der Emissionsfaktoren entfernt. Dieser ist bereits im Gesamtstromverbrauch der Liegenschaft enthalten und würde sonst doppelt angerechnet werden. Ebenfalls ausgeschlossen wurden die Emissionen aus der Bereitstellung der Heizung am Standort. Die Emissionen aus der Heizungsanlage wurden im Jahr der Investition in die Heizung bereits in Scope 3 unter *Kategorie 3.2 Kapitalgüter* berücksichtigt.

Die Ergebnisse der Bilanzierung der energiebezogenen Emissionen sind in Tabelle 17 dargestellt.

Tabelle 17: Energieverbrauch und THG-Emissionen für die Bilanzierung zweier Liegenschaften im Falle einer Eigennutzung durch den Eigentümer

Energieverbrauch	THG-Bilanz nach GHG-Protocol								
		Total	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	NF ₃
	kWh	kg CO ₂ -Äq.							
Scope 1									
Liegenschaft B									
Heizöl	50'000	12'589	12'554	3	1	32	0	0	0
Scope 2									
Liegenschaft A									
Fernwärme	10'000	855							
Strom	8'000	157							
Liegenschaft B									
Strom	20'000	393							
Scope 3									
Liegenschaft A									
Fernwärme (Kat. 3.3)	10'000	384							
Strom (Kat. 3.3)	8'000	158							
Liegenschaft B									
Heizöl (Kat. 3.3)	50'000	3'549							
Strom (Kat. 3.3)	20'000	394							

6.3 Bilanzierung im Falle vermieteter Liegenschaften

Etwas anders gestaltet sich das Vorgehen, wenn die Liegenschaft nicht durch den Besitzer selbst genutzt bzw. betrieben, sondern vermietet wird.

Aus Sicht des Liegenschaftsbesitzers, der die Gebäude vermietet, können die energiebezogenen Emissionen, welche durch die Nutzung des Gebäudes entstehen, ganz oder teilweise unter Scope 3, *Kategorie 3.13 Vermietete Sachanlagen* verbucht werden. Die Upstream-Emissionen sind optional zu bilanzieren, gefordert werden nur die direkten Emissionen.

Dabei kann es Sinn machen, zwischen Allgemeinstrom und mieterbezogenem Strom zu unterscheiden. Bei ersterem kann der Immobilienbesitzer über die Art (und zu einem gewissen Teil auch Menge) des bezogenen Stroms entscheiden, beim Mieterstrom bestimmt dieser über Art und Menge des bezogenen Stroms. Im folgenden Anwendungsbeispiel wird deshalb der Allgemeinstrom unter Scope 2 verbucht, der Mieterstrom (nur direkte Emissionen) unter Scope 3.13. Dabei wird angenommen, dass 10 % des bezogenen Stroms für den Gebäudeunterhalt verwendet werden, die übrigen 90 % werden vom Mieter von einem Anbieter seiner Wahl bezogen. Aus Sicht des GHG-Protokolls entscheidend ist, dass der gesamte Energiebedarf des Gebäudes in der THG-Bilanz berücksichtigt wird. Alle Verbräuche, welche nicht in Scope 1 oder 2 enthalten sind, sind in Scope 3 zu bilanzieren.

Tabelle 18: Energieverbrauch und THG-Emissionen für die Bilanzierung zweier Liegenschaften im Falle einer Vermietung durch den Eigentümer

Energieverbrauch		THG-Bilanz nach GHG-Protocol							
		Total	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	NF ₃
	kWh								
kg CO ₂ -Äq.									
Scope 1									
Liegenschaft B									
Heizöl	50'000	12'589	12'554	3	1	32	0	0	0
Scope 2									
Liegenschaft A									
Fernwärme	10'000	855							
Strom Gebäude	800	16							
Liegenschaft B									
Strom Gebäude	2'000	39							
Scope 3									
Liegenschaft A									
Fernwärme (Kat. 3.3)	10'000	384							
Strom Gebäude (Kat. 3.3)	800	16							
Strom Mieter (Kat. 3.13)	7'200	142							
Liegenschaft B									
Heizöl (Kat. 3.3)	50'000	3'549							
Strom Gebäude (3.3)	2'000	39							
Strom Mieter (3.13)	18'000	354							

7 Diskussion

7.1 Vergleich der Resultate mit den Emissionsfaktoren gemäss KBOB-Empfehlung

Der Vergleich der hier berechneten Emissionsfaktoren der Brennstoffe mit den Emissionsfaktoren gemäss KBOB-Empfehlung zeigt eine geringe Abweichung. Diese entsteht durch die Vernachlässigung des Stromverbrauchs in den hier berechneten Emissionen. Die Abweichung liegt bei maximal 1.5 % für die Feuerung mit Holzschnitzeln.

Die Emissionen des Schweizer Fernwärmemixes 2020 gemäss KBOB-Bilanzierungsregeln liegen mit 65 g CO₂-Äq./kWh etwas tiefer als die THG-Emissionen des Fernwärmemixes in der KBOB-Liste. Dies liegt an einer leicht anderen Zusammensetzung der eingesetzten Energieträger (weniger Erdöl und Erdgas, mehr Holz). Mit der Modellierung gemäss GHG-Protokoll liegen die Emissionen des Schweizer Fernwärmemixes mit 124 g CO₂-Äq./kWh deutlich höher als gemäss Modellierung nach KBOB-Bilanzierungsregeln. Dies liegt daran, dass ein fast ein Drittel der Fernwärme in KVA's erzeugt wird, deren Emissionen nur nach GHG-Protokoll der Fernwärme angerechnet werden.

Der berechnete Lieferantemix auf Basis der HKN für das Jahr 2020 liegt mit 33 g CO₂-Äq./kWh gemäss KBOB-Bilanzierungsregeln, bzw. 39 g CO₂-Äq./kWh gemäss der Methode des GHG-Protocols deutlich unter den Werten vergangener Jahre. Der aktuelle Wert für den HKN Lieferantenmix in der KBOB-Datenbank stammt aus dem Jahr 2018 und beträgt 54 g CO₂-Äq./kWh. Die Nachbildung des Emissionsfaktors für das Jahr 2018 unter Verwendung der hier benutzten Aufteilung der Energieträger sowie Emissionsfaktoren pro Stromerzeugungstechnologie zeigte nur geringe Abweichungen, welche hauptsächlich durch die geringeren Verluste bei der Übertragung und Verteilung verursacht werden.

Der Vergleich der Technologieanteile zeigt, dass die Verringerung der THG-Emissionen des Lieferantenmix zu einem grossen Teil durch die verbesserte Deklaration und damit den reduzierten Anteil an unbekanntem Strom erreicht werden. Dieser wird mit dem vergleichsweise emissionsintensiven Residualmix abgebildet. Zudem ist der Anteil an Strom aus Kohlekraftwerken leicht zurück gegangen.

7.2 Wahl des Vorgehens zur Bestimmung des Strommixes

Der berechnete Strommix unterscheidet sich sehr deutlich vom CH-Verbrauchermix der KBOB-Liste, für welchen ein Emissionsfaktor von 125 g CO₂-Äq./kWh ausgewiesen wird. Bei der Berechnung dieses Strommixes für das Jahr 2018 wurden die Technologieanteile auf Basis stundengenauer Daten der Inlandproduktion und dem kommerziellen Handel bestimmt. Für jede Stunde im Jahr wurde die im Inland produzierte und den inländischen Verbrauchern zur Verfügung stehende Strommenge ermittelt, indem das kommerzielle Exportvolumen vom Produktionsvolumen abgezogen wurde. Die kommerziellen Importe aus den Importländern wurden ebenfalls mit den jeweiligen nationalen stündlichen Produktionsmischen dieser Länder modelliert (Krebs & Frischknecht, 2021). Damit soll unter anderem die Gefahr entschärft werden, dass erneuerbar produzierte Energie in verschiedenen Ländern mehrfach angerechnet werden kann, da der Handel mit HKN nicht an den Handel der Energie geknüpft ist.

Der daraus resultierende Strommix weist deutlich höhere Anteile an Strom aus Kernenergie (40 %) und fossilen Kraftwerken (10 %) aus, der Wasserkraftanteil liegt dafür deutlich tiefer.

Für die vorliegende Studie wurde auf das umfangreiche Verfahren der Berechnung anhand von stundengenauen Daten verzichtet. Die Auftraggeber streben eine jährliche Aktualisierung des Strommixes an, welche mit öffentlich zugänglichen Daten und einem einfachen Excel-Tool möglich sein soll. Das gewählte Vorgehen ist deshalb an die Methode zur Aktualisierung des Strommixes für das Jahr 2014 durch treeze. Ltd. (Messmer & Frischknecht, 2016) angelehnt, welche auch von Alig, Tschümperlin, & Frischknecht (2017) als Basis für die Aufteilung der THG-Emissionen verwendet wurde und bildet den Lieferantenmix HKN ab.

7.3 Aktualisierung der Strom- und Fernwärmemixe

Basierend auf den in diesem Bericht veröffentlichten Emissionsfaktoren lassen sich die Strom- und Fernwärmemixe jährlich mit öffentlich zugänglichen Daten aktualisieren.

Für die Berechnung des Fernwärme-Mixes steht durch die Publikation der vollständigen Wärmelieferungen der dem Verband Fernwärme Schweiz angeschlossenen Lieferanten im Jahresbericht eine gut zugängliche Datengrundlage zur Verfügung, mit welcher eine solche Aktualisierung vorgenommen werden kann.

Beim Strommix kann mit öffentlich verfügbaren Daten der HKN Lieferantenmix berechnet werden. Eine stundengenaue Modellierung, wie sie in der aktuellen KBOB-Empfehlung für den Verbrauchermix verwendet wird, ist mit öffentlich verfügbaren Daten nicht möglich. Der Vergleich mit dem Lieferantenmix HKN für das Jahr 2018 zeigt, dass mit der Verwendung der Pronovo-Daten eine gute Näherung erreicht werden kann.

8 Literaturverzeichnis

- Alig, M., Tschümperlin, L., & Frischknecht, R. (2017). *Treibhausgasemissionen der Strom- und Fernwärmemixe Schweiz gemäss GHG Protocol*. Uster: treeze Ltd., Im Auftrag von Sustainerv GmbH, UBS Fund Management, Die Schweizerische Post und pom+Consulting.
- BAFU. (2022). *Kenngrossen zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Schweiz. 1990 - 2020*. Bundesamt für Umwelt BAFU, Bern.
- BAFU. (2023). *CO₂-Emissionsfaktoren des Treibhausgasinventars der Schweiz*. Bundesamt für Umwelt BAFU.
- BFE. (2021a). *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2020*. Bundesamt für Energie BFE, Bern.
- BFE. (2021b). *Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien Ausgabe 2020*. Bundesamt für Energie BFE, Bern (Hrsg.).
- BFE. (2021c). *Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz*. Bundesamt für Energie BFE, Bern (Hrsg.).
- Doka, G. (2013). *Updates to Life Cycle Inventories of Waste Treatment Services - part II: waste incineration*. Zürich, Switzerland: Doka Life Cycle Assessments.
- ElCom. (2021). *Tätigkeitsbericht der ElCom 2020*. Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom.
- entso-E. (2019). *Statistical Factsheet 2018*. European Network of Transmission System Operators for Electricity.
- IPCC. (2013). *The IPCC fifth Assessment Report - Climate change 2013: The physical science basis, in contribution of Working Group I (WGI) to the Fifth Assessment Report (AR5) of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*. Geneva, Switzerland: IPCC Secretariat.
- 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*. Dübendorf: Swiss Centre for Life Cycle Inventories.
- Kägi, T., Waldburger, L., Kern, C., Roberts, G., Zschokke, G., Conte, F., & Weber, L. (2021). *Life cycle inventories of heating systems. Heat from natural gas, biomethane, district heating, electric heating, heat pumps, PVT, wood, cogeneration*. Im Auftrag des Bundesamts für Umwelt: Carbotech AG.
- KBOB. (2022). *Ökobilanzdaten im Baubereich 2009/1:2022*.
- KBOB, eco-bau, & IPB. (2015). *Regeln für die Ökobilanzierung von Baustoffen und Bauprodukten in der Schweiz, Version 3.0. Plattform "Ökobilanzdaten im*

- Baubereich*". Koordinationskonferenz der Bau- und Liegenschaftsorgane der öffentlichen Bauherren c/o BBL Bundesamt für Bauten und Logistik. Von http://www.eco-bau.ch/resources/uploads/Oekobilanzdaten/Plattform_OeDB_Memo_Produktspezifische%20Regeln_v3%200.pdf abgerufen
- KBOB, eco-bau, & IPB. (2016). *KBOB-Empfehlung 2009/1:2016: Ökobilanzdaten im Baubereich, Stand Juli 2016*. . Koordinationskonferenz der Bau- und Liegenschaftsorgane der öffentlichen Bauherren c/o BBL Bundesamt für Bauten und Logistik. Von <http://www.bbl.admin.ch/kbob/00493/00495/index.html?lang=de> abgerufen
- Krebs, L., & Frischknecht, R. (2021). *Umweltbilanz Strommixe Schweiz 2018*. treeze ltd. im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt BAFU.
- Messmer, A., & Frischknecht, R. (2016). *Umweltbilanz Strommix Schweiz 2014*. treeze ltd. im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt BAFU.
- Pré Sustainability. (28. 06 2022). *SimaPro Release 9.3.0.3*. Von <https://simapro.com/about/> abgerufen
- Pronovo. (2021). *Cockpit Stromkennzeichnung Schweiz Stand August 2021*. Pronovo AG.
- Pronovo. (2021). *Jahresbericht 2020*. Pronovo AG.
- Pronovo. (23. 06 2022). *Facts Stromkennzeichnung*. Pronovo AG. Von <https://pronovo.ch/de/herkunftsnachweise/information/hkn-system/> abgerufen
- Statistisches Bundesamt D-STATIS. (2. 06 2022). *Bruttostromerzeugung in Deutschland*. Von <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/Tabellen/bruttostromerzeugung.html> abgerufen
- Stolz, P., & Frischknecht, R. (2017). *Umweltkennwerte und Primärenergiefaktoren von Energiesystemen. KBOB-Datenbestand v.2.2:2016*. treeze Ltd. im Auftrag der Bau- und Liegenschaftsorgane der öffentlichen Bauherren KBOB.
- UN. (2020). *Global Status Report for Buildings and Construction: Towards a Zero-emission, Efficient and Resilient Buildings and Construction Sector*. Nairobi: United Nations Environment Programme. Von https://globalabc.org/sites/default/files/inline-files/2020%20Buildings%20GSR_FULL%20REPORT.pdf abgerufen
- UVEK-LCI. (28. 06 2022). <http://www.lc-inventories.ch/>.
- VFS. (2022). *Jahresbericht 2021 Verband Fernwärme Schweiz*. Verband Fernwärme Schweiz, Association suisse du chauffage a distance.
- WBCSD, & WIR. (2013). *Greenhouse Gas Protocol. Required Greenhouse Gases in Inventories, Accounting and Reporting Standard Amendment*. World Business Council for Sustainable Development & World Resources Institute.

WBCSD, & WRI. (2004). *The Greenhouse Gas Protocol*. World Business Council for Sustainable Development & World Resources Institute.

WBCSD, & WRI. (2005). *GHG Protocol Stationary Combustion Guidance V3.0*.

WBCSD, & WRI. (2011). *Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard*. World Resources Institute and World Business Council for Sustainable Development.

WBCSD, & WRI. (2013). *Technical Guidance for Calculating Scope 3 Emissions. Supplement to the Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting & Reporting Standard*. World Resources Institute and World Business Council for Sustainable Development.

WRI. (2006). *Allocation of GHG Emissions from a Combined Heat and Power (CHP) Plant. Version 1.0*. World Resource Institute. Von www.ghgprotocol.org abgerufen

WRI. (2015). *GHG Protocol Scope 2 Guidance. An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard*. World Resources Institute.

A Anhang

A.1 Umrechnungsfaktoren für biogene Emissionen

Tabelle 19: Umrechnungsfaktoren für biogene Emissionen.

Substanz	Faktor [kgCO ₂ -Äq./kg]
Carbon dioxide, biogenic	1.00
Carbon monoxide, biogenic	1.57
Methane, biogenic	2.00

A.2 Brenn- und Heizwerte der Energieträger

Tabelle 20: Brenn- und Heizwerte der Energieträger gemäss SIA 380:2021-01, Anhang B (in Vernehmlassung).

Energieträger	Dichte kg/m ³	Brennwert Hs kWh/kg	Heizwert Hi kWh/kg	Hi/Hs
Erdölprodukte				
Heizöl extra leicht	840.00	12.5	11.8	0.94
Kohle				
Steinkohle		8.1	7.8	0.96
Braunkohle		5.8	5.6	0.96
Holz				
Holz Trockensubstanz		5.5	5.1	0.93
Übliche Energieholzsortimente (Wassergehalte 8 – 30 %)		3.6 – 5.0	3.3 – 4.6	0.92
Gase				
	kg/m ³	kWh/m ³	kWh/m ³	Hi/Hs
Erdgas	0.80	11.2	10.1	0.90
Propan	2.01	28.1	25.9	0.92
Butan	2.70	35.0	32.7	0.94

A.3 Aufteilung der Emissionen der Brennstoffe auf die einzelnen Treibhausgase

Tabelle 21: Direkte Emissionen und Upstream- Emissionen der betrachteten Energieträger nach Treibhausgaskategorien in Gramm CO₂-Äquivalent pro kWh. Die biogenen Emissionen sind im Total nicht einbegriffen.

Brennstoffe ³	Total	CO ₂	CO	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	NF ₃	Biog. Out-of- scope
Direkte Emissionen										
Heizöl EL	251.78	251.08	0.05	0.02	0.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Erdgas	182.31	181.62	0.07	0.58	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Propan/Butan	218.71	218.00	0.07	0.60	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Kohle Koks	362.09	331.72	27.41	1.57	1.39	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Kohle Brikett	348.63	288.35	27.44	31.46	1.39	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Stückholz	12.34	0.00	0.00	6.16	6.18	0.00	0.00	0.00	0.00	312.90
Stückholz mit Partikelfilter	12.34	0.00	0.00	6.16	6.18	0.00	0.00	0.00	0.00	312.90
Holzschnitzel	3.37	0.00	0.00	0.72	2.65	0.00	0.00	0.00	0.00	309.33
Holzschnitzel mit Partikelfilter	3.37	0.00	0.00	0.72	2.65	0.00	0.00	0.00	0.00	309.33
Pellets	2.46	0.00	0.00	0.25	2.21	0.00	0.00	0.00	0.00	307.52
Pellets mit Partikelfilter	2.46	0.00	0.00	0.25	2.21	0.00	0.00	0.00	0.00	307.52
Biogas	0.58	0.00	0.00	0.54	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	181.73
Upstream Emissionen										
Heizöl EL	70.97	47.38	0.13	23.12	0.28	0.01	0.00	0.04	0.00	0.60
Erdgas	47.12	21.75	0.07	25.14	0.10	0.03	0.01	0.01	0.00	0.14
Propan/Butan	73.30	50.27	0.13	22.58	0.28	0.01	0.00	0.03	0.00	0.43
Kohle Koks	72.55	32.47	0.29	39.38	0.36	0.00	0.00	0.05	0.00	0.69
Kohle Brikett	49.13	20.34	0.08	28.41	0.27	0.00	0.00	0.03	0.00	0.51
Stückholz	10.48	8.84	0.37	1.01	0.24	0.00	0.01	0.01	0.00	0.63
Stückholz mit Partikelfilter	10.48	8.84	0.37	1.01	0.24	0.00	0.01	0.01	0.00	0.63
Holzschnitzel	7.20	6.14	0.21	0.67	0.17	0.01	0.00	0.01	0.00	0.39
Holzschnitzel mit Partikelfilter	7.20	6.14	0.21	0.67	0.17	0.01	0.00	0.01	0.00	0.39
Pellets	25.23	22.47	0.10	1.91	0.66	0.02	0.00	0.08	0.00	6.24
Pellets mit Partikelfilter	25.23	22.47	0.10	1.91	0.66	0.02	0.00	0.08	0.00	6.24
Biogas	123.65	44.62	0.05	77.92	0.96	0.01	0.01	0.08	0.00	68.85

³ Die CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Heizöl EL weisen eine geringe Abweichung zu den CO₂-Emissionsfaktoren des Treibhausgasinventars der Schweiz (BAFU, 2023) auf. Dies beruht darauf, dass in der für diese Studie verwendeten Sachbilanz des UVEK-Datenbestandes ein Emissionsfaktor von 74 tCO₂/TJ hinterlegt ist (Jungbluth, 2007), für das THG-Inventar der Schweiz jedoch ein Wert von 73.7 tCO₂/TJ verwendet wird.

Die Berechnung der CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Erdgas basiert auf einem Heizwert von 56 tCO₂/TJ (Kägi, et al., 2021). Hier ist zu beachten, dass das BAFU jahresaktuelle Faktoren für Erdgas publiziert und es dadurch je nach Jahr zu wechselnden Abweichungen vom in dieser Studie publizierten Emissionsfaktor kommt. In den Jahren 2013 bis 2022 lagen die publizierten Heizwerte des Treibhausgasinventars zwischen 55.9 und 56.5 tCO₂/TJ, der Wert von 56 tCO₂/TJ entspricht dem Faktor für das Jahr 2022.

A.4 Aufteilung der Emissionen der Fernwärmeenergieträger auf die einzelnen Treibhausgase

Tabelle 22: Detaillierte THG-Emissionen von Fernwärmeenergieträgern in g CO₂-Äquivalent pro kWh gemäss GHG-Protocol. Die biogenen Emissionen sind im Total nicht einbegriffen.

Energieträger	Total	CO ₂	CO	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	NF ₃	Biog. Out-of-scope
Direkte Emissionen										
Heizöl EL	279.54	278.81	0.01	0.11	0.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Erdgas	212.99	212.20	0.07	0.68	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Erdgas BHKW	73.73	70.51	0.19	3.02	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Holz	3.06	0.00	0.00	0.47	2.58	0.00	0.00	0.00	0.00	391.43
Holz BHKW	1.61	0.00	0.00	0.25	1.36	0.00	0.00	0.00	0.00	205.91
Wärmepumpe	3.52	0.00	0.00	0.00	0.00	3.52	0.00	0.00	0.00	0.00
Atomkraftwerk AKW	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Kehrichtverbrennung KVA	153.34	145.95	0.01	0.02	7.36	0.00	0.00	0.00	0.00	580.02
Upstream Emissionen										
Heizöl EL	124.41	94.67	0.18	28.96	0.48	0.02	0.01	0.09	0.00	1.17
Erdgas	90.25	56.66	0.12	33.17	0.19	0.05	0.02	0.05	0.00	0.56
Erdgas BHKW	32.91	21.12	0.07	11.55	0.10	0.02	0.01	0.03	0.00	0.44
Holz	21.58	18.33	0.49	1.91	0.75	0.01	0.01	0.08	0.00	46.93
Holz BHKW	20.42	17.99	0.21	1.70	0.45	0.01	0.01	0.04	0.00	24.83
Wärmepumpe	60.96	51.83	0.10	4.65	1.08	2.59	0.10	0.61	0.00	7.07
Atomkraftwerk AKW	3.31	2.96	0.01	0.25	0.05	0.00	0.01	0.03	0.00	0.36
Kehrichtverbrennung KVA	33.99	31.31	0.08	1.55	1.01	0.01	0.01	0.04	0.00	68.07

Tabelle 23: Detaillierte THG-Emissionen des Schweizer Fernwärmemixes gemäss GHG-Protocol in g CO₂-Äquivalent pro kWh. Die biogenen Emissionen sind im Total nicht einbegriffen.

Energieträger	Total	CO ₂	CO	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	NF ₃	Biog. Out-of-scope
Direkte Emissionen										
Heizöl EL	5.87	5.86	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Erdgas	22.04	21.96	0.01	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Erdgas BHKW	7.63	7.30	0.02	0.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Holz	0.75	0.00	0.00	0.12	0.63	0.00	0.00	0.00	0.00	95.97
Holz BHKW	0.13	0.00	0.00	0.02	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	16.02
Wärmepumpe	0.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.30	0.00	0.00	0.00	0.00
Atomkraftwerk AKW	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Kehrichtverbrennung KVA	48.76	46.41	0.00	0.01	2.34	0.00	0.00	0.00	0.00	184.45
Total	85.48	81.53	0.03	0.53	3.10	0.30	0.00	0.00	0.00	296.44
Upstream Emissionen										
Heizöl EL	2.61	1.99	0.00	0.61	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02
Erdgas	9.34	5.86	0.01	3.43	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06

Energieträger	Total	CO ₂	CO	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	NF ₃	Biog. Out-of-scope
Erdgas BHKW	3.41	2.19	0.01	1.20	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05
Holz	5.29	4.49	0.12	0.47	0.18	0.00	0.00	0.02	0.00	11.51
Holz BHKW	1.59	1.40	0.02	0.13	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	1.93
Wärmepumpe	5.18	4.41	0.01	0.40	0.09	0.22	0.01	0.05	0.00	0.60
Atomkraftwerk AKW	0.15	0.14	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02
Kehrichtverbrennung KVA	10.81	9.96	0.03	0.49	0.32	0.00	0.00	0.01	0.00	21.65
Total	38.38	30.43	0.19	6.74	0.67	0.23	0.02	0.10	0.00	35.83
CH-Fernwärme-Mix	123.86	111.96	0.23	7.26	3.77	0.53	0.02	0.10	0.00	332.27

A.5 Begründung für die Wahl des Lieferanten-Strommixes

In der vorliegenden Studie werden die THG-Emissionen des Lieferanten-Strommixes (auf Basis HKN) ausgewiesen. Der Lieferanten-Strommix bildet das durchschnittliche Stromprodukt gemäss HKN ab, welches im betreffenden Jahr von den Energieversorgern geliefert wurde. Der Lieferantenstrommix unterscheidet sich sehr deutlich vom Schweizer Verbraucherstrommix, wie er in der KBOB-Liste ausgewiesen wird. Für den Verbraucher-Strommix wird ein Emissionsfaktor von 125 g CO₂-Äq./kWh ausgewiesen, wohingegen der Lieferanten-Strommix mit 39 g CO₂-Äq./kWh zu Buche schlägt (siehe Kap. 7.2).

Der Grund für die Auswahl des Lieferanten-Strommixes liegt hauptsächlich in seiner einfachen Berechenbarkeit auf Basis öffentlich verfügbarer Daten. Da eine jährliche Aktualisierung des Strommixes gewünscht wurde, wurde ein Vorgehen gewählt, welches eine solche Aktualisierung erlaubt und mit überschaubarem Aufwand durchführbar ist. Dies ist beim Lieferanten-Strommix der Fall.

Die Berechnungen für den Verbraucher-Strommix sind hingegen komplexer und erfordern erheblichen Aufwand, insbesondere für die erstmalige Erstellung. Dies war bei der Verfassung der vorliegenden Studie nicht vorgesehen. Im Rahmen der Aktualisierung der Studie möchte das Konsortium nun aus Gründen der Konstanz am Lieferanten-Strommix festhalten.

Der Nachteil der Verwendung des Lieferanten-Strommixes besteht darin, dass aufgrund dessen geringen Treibhausgasemissionen kaum Anreize bestehen, von einer standortbasierten Bilanzierung (Verwendung des länderspezifischen Durchschnittsstrommixes) auf eine marktorientierte Bilanzierung (Berücksichtigung des tatsächlich eingekauften Strommixes) umzu- steigen. Ein Wechsel bringt unter Umständen nur geringe Vorteile bzw. tiefere Emissionen, insbesondere wenn nur ein Teil der Stromherkunft bekannt ist und der Rest des verwendeten Stroms nach der marktorientierten Methode mit einem Residual-Mix bilanziert werden muss, der sehr hohe Treibhausgasemissionen aufweist.

Nur die Berücksichtigung der spezifischen Strommixe in einer marktorientierten Bilanzierung ermöglicht ein genaues Bild der verursachten Emissionen und schafft die Voraussetzung für die Festlegung effektiver Massnahmen und die Überwachung der Zielerreichung in diesem Bereich. Wird vollständig auf eine marktorientierte Bilanzierung umgestellt, wird damit auch automatisch der jeweils jahresaktuelle Strommix in der Bilanz berücksichtigt.

Zu berücksichtigen ist bei der Verwendung des Lieferanten-Strommixes, dass dieser zertifizierte und separat als erneuerbare Stromprodukte (z.B. *naturemade*) verkaufte Stromprodukte beinhaltet. Ausserdem spiegelt der Kauf von HKN im Ausland nicht zwingend den physischen Import wider. Bei der Verwendung des Lieferanten-Strommixes ist daher auf eine konsequente Anwendung der standortbasierten Bilanzierung zu achten, um eine doppelte Anrechnung dieser erneuerbaren Stromprodukte zu vermeiden.