

Grünes Öl in der Raumwärme

Analyse zu flüssigen Brennstoffen aus erneuerbaren Quellen für den Einsatz in Ölheizungsanlagen zur Bereitstellung von Raumwärme

Zwischenbericht/Endbericht

VerfasserInnen:

DI Lorenz Strimitzer

Dr. Martin Baumann

Mag. (FH) Christoph Dolna-Gruber

Dr. Stefan Weiss

DI Bernhard Wlcek

Auftraggeber:

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
(BMK)

Wien, April 2021

Impressum

Herausgeberin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, Mariahilfer Straße 136, A-1150 Wien,
T. +43 (1) 586 15 24, Fax DW 340, office@energyagency.at | www.energyagency.at

Für den Inhalt verantwortlich: DI Peter Traupmann | Gesamtleitung: DI Lorenz Strimitzer

Herstellerin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency | Verlagsort und Herstellungsort: Wien
Nachdruck nur auszugsweise und mit genauer Quellenangabe gestattet. Gedruckt auf chlorfrei gebleichtem Papier.

Die Österreichische Energieagentur hat die Inhalte der vorliegenden Publikation mit größter Sorgfalt recherchiert und dokumentiert. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte können wir jedoch keine Gewähr übernehmen.

Kurzfassung

Knapp 5 % der nationalen Treibhausgasemissionen sind auf Ölheizungen zurückzuführen: Die österreichische Bundesregierung hat sich in ihrem Regierungsprogramm das Ziel der Klimaneutralität bis 2040 gesetzt. Ein wichtiger Schritt dazu ist das Phase-out für fossile Energieträger in der Raumwärme. Ölheizungen gelten dabei als besonders klimaschädliche Heizform. In rund 600.000 Ölheizungen werden jährlich mehr als 1.000.000 t fossiles Heizöl verbrannt und damit Emissionen in der Höhe von etwa 3,9 Mio. t CO₂-Äquivalente verursacht. Das entspricht fast 5 % der gesamten Treibhausgasemissionen Österreichs.

Konkrete Regelungen für den Ausstieg sind in Kraft beziehungsweise geplant: Der Einbau von Heizkesseln von Zentralheizungsanlagen für flüssige fossile oder für feste fossile Brennstoffe in neu errichteten Gebäuden ist mit Inkrafttreten des Ölkesseleinbauverbotsgesetzes bereits seit 1.1.2020 unzulässig. In Folge sind aber auch Maßnahmen für den Bestand der ca. 600.000 Öl-, Kohle- und Koksheizungen geplant: Ab 2022 ein Erneuerbaren-Gebot beim Tausch, ab 2025 ein verpflichtender Austausch von Kesseln älter als 25 Jahre und von allen Ölkesseln spätestens im Jahr 2035. Ähnlich diesem Stufenplan sollen auch die gesetzlichen Grundlagen zum Ersatz der rund 1 Mio. Gasheizsysteme geschaffen werden.

Analyse zu grünem Öl aus erneuerbaren Quellen für den Einsatz in Ölheizungsanlagen: Analog zur Diskussion im Erdgasbereich gibt es auch bei flüssigen Brennstoffen als Alternative zum beschriebenen Ausstiegsplan aus Ölheizsystemen Vorschläge zur Etablierung einer Versorgung mit Brennstoffen auf Basis erneuerbarer Quellen¹. Bei den flüssigen Brennstoffen wären das zum Beispiel strombasierte synthetische Brennstoffe (Power-to-Liquid, „PtL“), synthetische Brennstoffe, die Biomasse als Kohlenstoffquelle nutzen (Biomass-to-Liquid, „BtL“), hydrierte Pflanzenöle (hydrated vegetable oils, „HVO“) oder Fettsäuremethyl-ester („FAME“). Diese werden im Folgenden im Begriff „grünes Öl“ zusammengefasst.

Die **Österreichische Energieagentur** wurde vom Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) beauftragt, den möglichen Beitrag von grünen Ölen für den Einsatz in Ölheizungen für Raumwärme (und Warmwasser) zu untersuchen. Verfügbare Mengen, Nutzungskonkurrenzen, die Effizienz der Umwandlungsketten sowie Kosten stehen dabei im Zentrum der Untersuchung. Bis April 2021 publizierte Quellen und Literatur wurden berücksichtigt.

¹ z. B. in diesem Standard-Artikel vom 15. Jänner 2021: www.derstandard.at/story/2000123310225/bei-der-oelheizung-geht-es-auch-in-oesterreich-ans-eingemachte

Abstract

Almost 5 % of national greenhouse gas emissions are due to oil heating: In its government programme, the Austrian federal government has set itself the goal of climate neutrality by 2040. An important step towards this goal is the phase-out of fossil fuels for space heating. Oil heating is considered a particularly climate-damaging form of heating. More than 1,000,000 tonnes of fossil fuel oil are burned annually in around 600,000 oil-fired heating systems, causing emissions of around 3.9 million tonnes of CO₂ equivalents. This corresponds to almost 5 % of Austria's total greenhouse gas emissions.

Specific regulations for the phase-out are in force or planned: The installation of central heating boilers for liquid fossil fuels or solid fossil fuels in newly constructed buildings has been prohibited since 1 January 2020, when the Oil Boiler Installation Prohibition Act came into force. As a consequence, however, measures are also planned for the existing stock of approx. 600,000 oil, coal and coke heating systems: From 2022, a renewable energy requirement for replacement, from 2025 a mandatory replacement of boilers older than 25 years and of all oil boilers by 2035 at the latest. Similar to this phased plan, the legal basis for replacing the approximately 1 million gas heating systems is also to be implemented.

Analysis on green oil from renewable sources for use in oil heating systems: Similar to the discussion in the natural gas sector, there are also proposals for establishing a supply of fuels based on renewable sources for liquid fuels as an alternative to the described phase-out plan from oil heating systems. In the case of liquid fuels, these would be, for example, electricity-based synthetic fuels (power-to-liquid, "PtL"), synthetic fuels that use biomass as a carbon source (biomass-to-liquid, "BtL"), hydrated vegetable oils (HVO) or fatty acid methyl esters ("FAME"). These are summarised in the following under the term "green oil".

The **Austrian Energy Agency** was commissioned by the Federal Ministry for Climate Action, Environment, Energy, Mobility, Innovation and Technology (BMK) to investigate the potential contribution of green oils for use in oil heating systems for space (and hot water). Available quantities, competing uses, the efficiency of the conversion chains and costs are the focus of the investigation. Sources and literature published up to April 2021 were considered.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	7
2	Material und Methoden	8
3	Stand des Wissens	9
3.1	DERZEITIGE NUTZUNG VON HEIZÖL IN ÖSTERREICH	9
3.2	AUSSTIEG AUS DER FOSSILEN ENERGIE FÜR RAUMWÄRME BIS 2040	10
3.3	GESETZLICHER RAHMEN FÜR GRÜNE ÖLE	10
3.3.1	EINLEITUNG: FORCIERUNG VON BIOKRAFTSTOFFEN UND GRÜNEN ÖLEN IN DER EU	10
3.4	HEIZÖLPREIS	14
3.5	ROHSTOFFE FÜR ALTERNATIVE FLÜSSIGE BRENNSTOFFE	15
3.6	ERZEUGUNGSPFADE BIOBASIERT	16
3.6.1	TECHNOLOGIEN UND ROHSTOFFE	16
3.6.2	WIRKUNGSGRADE	18
3.6.3	KOSTEN HEUTE & AUSBLICK	20
3.7	ERZEUGUNGSPFADE STROMBASIERT	26
3.7.1	TECHNOLOGIE UND ROHSTOFFE	26
3.7.2	WIRKUNGSGRADE	28
3.7.3	KOSTEN HEUTE UND AUSBLICK	29
3.8	EIGENSCHAFTSMATRIX	30
3.9	HERSTELLERFREIGABEN	33
3.10	EUROPÄISCHE UND INTERNATIONALE ENTWICKLUNGEN	35
3.10.1	HYDROGENATED ODER HYDROTREATED VEGETABLE OILS (HVO)	35
4	Bewertung alternativer Brennstoffe	45
4.1	HEIZKOSTEN MIT ALTERNATIVEN BRENNSTOFFEN IM VERGLEICH	46
4.1.1	SANIERTES EINFAMILIENHAUS	48
4.1.2	UNSANIERTES EINFAMILIENHAUS	50
4.2	PESTEL-ANALYSE	54
4.2.1	(P) POLITISCHE EINFLUSSFAKTOREN	54
4.2.2	(E) ÖKONOMISCH EINFLUSSFAKTOREN	54
4.2.3	(S) SOZIALE EINFLUSSFAKTOREN	55
4.2.4	(T) TECHNOLOGISCHE EINFLUSSFAKTOREN	55
4.2.5	(E) ÖKOLOGISCH EINFLUSSFAKTOREN	56
4.2.6	(L) RECHTLICHE EINFLUSSFAKTOREN	57
5	Potenzielle Nachfrage nach alternativen Brennstoffen	59
5.1	VERBRAUCH FLÜSSIGER FOSSILER ENERGIETRÄGER IM JAHR 2019	61
5.2	ANSATZ ZUR ERMITTLUNG DES BEDARFS ALTERNATIVER ENERGIETRÄGER IM JAHR 2040	64
5.2.1	ERNEUERBARES GAS IN ÖSTERREICH 2040	65
5.2.2	SZENARIEN DES "MONITORING MECHANISM 2019"	67
5.2.3	SONSTIGE ABSCHÄTZUNGEN	72
5.2.4	STANDMOTOREN IM DIENSTLEISTUNGSSEKTOR	72

5.3	ZUSAMMENFASSUNG: BEDARF AN FLÜSSIGEN ALTERNATIVEN ENERGIETRÄGERN IM JAHR 2040	73
6	Produktionspotenzial und GAP-Analyse	74
6.1	BIOBASIERTE PRODUKTIONSKETTEN	74
6.1.1	INLÄNDISCHE PRODUKTION – STATUS QUO	74
6.1.2	NUTZUNGSKONKURRENZ	77
6.2	STROMBASIERTE PRODUKTIONSKETTEN	80
6.3	GAP-ANALYSE	80
6.3.1	IMPORTE VS. NATIONALE AUFBRINGUNG	81
6.3.2	PRODUKTION VS. VERWENDUNG	81
6.3.3	FLÄCHENBEDARF VON GRÜNEN ÖLEN	83
6.3.4	STROMBASIERTE ENERGIETRÄGER	85
7	Literatur	89
8	Abbildungsverzeichnis	92
9	Tabellenverzeichnis	95
10	Abkürzungsverzeichnis	97

1 Einleitung

Das Grundproblem der Klimakrise ist die Verbrennung von fossilen Rohstoffen wie Erdöl, Erdgas und Kohle. Im Regierungsprogramm 2020-2024 ist daher ein Phase-out-Plan für fossile Energieträger in der Raumwärme festgeschrieben. Um zu gewährleisten, dass Österreich seine Klimaschutzziele bis 2040 erreicht, „*muss auf die Verbrennung von Heizöl, Kohle und fossilem Gas für die Bereitstellung von Raumwärme und Kälte weitestgehend verzichtet werden*“.²

Zur Beheizung von Gebäuden und zur Bereitstellung von Warmwasser kommen unterschiedliche Energieträger in Frage, von netzgebundenen Lösungen wie Nah- und Fernwärme sowie Erdgas, Wärmepumpen, feste Biomasse (Scheitholz, Pellets, Hackgut) elektrischer Strom und natürlich auch Heizöl. Bei der Umsetzung des von der Bundesregierung festgelegten Ausstiegs aus fossilen Energieträgern in der Raumwärme wird auf einen ordnungsrechtlichen Rahmen gesetzt. Dieser soll den betroffenen Bevölkerungsschichten wie auch Herstellern, Installateuren, Beratern usw. ausreichend Zeit zur Umstellung bieten und Planungssicherheit gewährleisten.

Im Fokus der derzeitigen Bemühungen zum Umstieg auf erneuerbare Heizungssysteme ist das Heizen mit Ölkesseln. Neben einem bereits in Kraft getretenen Ölheizungsverbot für den Neubau sind zeitlich gestaffelt weitere Schritte wie ein Erneuerbaren-Gebot, Tausch-Gebote und schlussendlich der vollkommene Ausstieg aus der Ölheizung geplant. Aktuell gibt es seitens des Bundes und der Länder zudem attraktive Förderangebote zum Tausch des Heizungssystems von Ölheizungen auf alternative, erneuerbare Technologien wie z. B. feste Biomasse. Als alternative Lösung zu den Ausstiegsplänen der Bundesregierung wird von diversen Akteuren jedoch auch die Etablierung einer Versorgung mit flüssigen alternativen Brennstoffen aus regenerativen Quellen (im folgenden „grüne Öle“) ins Treffen geführt. Nicht die Ölheizungstechnologie solle verboten werden, da diese ja mit alternativen Brennstoffen klimafreundlich betrieben werden kann. – Vor diesem Hintergrund lautet das Ziel des gegenständlichen Vorhabens, den möglichen Beitrag von diversen alternativen Brennstoffen für den Einsatz in Ölheizungen zur Bereitstellung von Raumwärme (und Warmwasser) zu untersuchen.

Dabei wird in **Kapitel 3** („**Stand des Wissens**“) aufgezeigt, welche Rahmenbedingungen und Erzeugungspfade es für grüne Öle als Heizöl-Substitut gibt, welche Technologien und Rohstoffe zum Einsatz kommen, welche Wirkungsgrade erzielt werden und mit welchen Kosten für diese Produkte zu rechnen ist. Zudem werden die relevanten, verbrennungstechnischen Eigenschaften dieser Brennstoffe gegenübergestellt sowie eine Online-Recherche zu Herstellerfreigaben zusammengefasst. Des Weiteren werden europäische und internationale Entwicklungen im Bereich grüner Öle aufgezeigt, um mögliche Trends in der weiteren Analyse zu berücksichtigen. Dies beinhaltet auch eine Auflistung aktueller Projekte, Pilotanlagen und Vorhaben sowie von Initiativen und Strategien. Im **Kapitel 4** („**Bewertung alternativer Brennstoffe**“) werden grüne Öle auf Basis der zuvor gewonnenen Informationen bewertet. Dies erfolgt einerseits mittels einer qualitativen Analyse und andererseits mittels der Berechnung von Heizkosten im Rahmen eines Vollkostenvergleichs aus Sicht der Endkundinnen und Endkunden. Zudem werden die Möglichkeiten für eine inländische Aufbringung (Mengenstruktur) abgeschätzt als auch die tatsächliche Verfügbarkeit gegenwärtig und in der Zukunft beschrieben (**siehe Kapitel 5 und 6**). Zu guter Letzt werden diese Mengen im Zuge einer GAP-Analyse gegenübergestellt.

² Regierungsprogramm Österreichs, S. 110

2 Material und Methoden

Im Rahmen des Projekts wurden umfassende Recherchen durchgeführt. Zum einen wurden aktuelle Forschungsvorhaben und Projekte recherchiert, insbesondere zur Frage der Einbettung von grünen Ölen ins Energiesystem der Zukunft und damit verbundener, möglicher Kosten im Zeitverlauf bis 2040. Hier wurde insbesondere auf einige aktuelle Studien aus Deutschland referenziert. Aktuelle Anforderungen an Brennstoffe wurden aus Normen entnommen. Der gesellschaftspolitische Rahmen wurde mittels geltenden Richtlinien, Gesetzen und Verordnungen dargestellt. Wichtig war auch die Analyse diverser amtlicher Statistiken oder diverser Onlinequellen z. B. zu tagesaktuellen Preisen für diverse Brennstoffe und Vorprodukte. Darüber hinaus wurden Online-Recherchen auf Webseiten von Unternehmen durchgeführt, beispielsweise um Herstellerfreigaben bzw. produktspezifische technische Eigenschaften zusammenzufassen. An dieser Stelle sei erwähnt, dass das Projekt im kurzen Zeitraum von März-April 2021 durchgeführt wurde. Es konnten nur Quellen verwendet werden, die bis dahin verfügbar waren. Die Autoren erheben selbstverständlich keinen Anspruch darauf, ein vollständiges Bild der verfügbaren Fachliteratur wiederzugeben.

Zur Bewertung der gesammelten Informationen erfolgte sowohl qualitativ als auch quantitativ (**siehe Kapitel 3**). Als Instrument der qualitativen Bewertung kam zuerst eine PESTEL-Analyse zum Einsatz. Diese Methode stammt aus der Betriebswirtschaft und stellt ein strategisches Instrument zur Umfeldanalyse dar. „PESTEL“ steht dabei für Political, Economic, Social, Technological, Ecological, Legal. In diesen sechs Kategorien werden Einflussfaktoren qualitativ aufgelistet. So sollen mögliche Entwicklungen sowie deren Auswirkungen auf einen Blick erkennbar gemacht werden. Die so gesammelten Faktoren wurden anschließend qualitativ in Stärken, Schwächen, Möglichkeiten und Herausforderungen gegliedert.

Auf der quantitativen Seite wurden die Heizkosten mit alternativen Brennstoffen im Rahmen eines Vollkostenvergleichs bewertet. Dieser schließt kapitalgebundene Kosten (Investitionskosten, Installationskosten), verbrauchsgebundene Kosten (Energiekosten) und betriebsgebundene Kosten (Wart- und Instandhaltungskosten) der unterschiedlichen Heizsysteme nach ÖNORM M 7140 mit ein. Berechnet wurden durchschnittliche Jahreskosten (Annuitäten) für ein charakteristisches, österreichisches Einfamilienhaus („Referenzgebäude“) in einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren und unterschiedlicher Sanierungsqualität.

Bei der Gegenüberstellung der potenziellen Nachfrage sowie des Produktionspotenzials (**siehe Kapitel 5 und 6**) wurde in erster Linie auf bestehende Energie- und Klimaszenarien des Bundes sowie die aktuelle AEA-Studie „Erneuerbares Gas in Österreich 2040“ (AEA et al., 2021) zurückgegriffen.

3 Stand des Wissens

Im Folgenden wird der Ausstieg aus der fossilen Energie für Raumwärme bis 2040, der gesetzliche Rahmen für "grüne Öle", strombasierte Erzeugungspfade sowie die derzeitige Preislage und Nutzung von Heizöl in Österreich beleuchtet.

3.1 Derzeitige Nutzung von Heizöl in Österreich

Auf den Gebäudebereich entfallen rund 10 % der gesamten Treibhausgasemissionen bzw. 16 % jener Emissionen, die nicht vom Emissionshandelssystem EU ETS umfasst sind (Umweltbundesamt, 2020a). Diese stammen größtenteils aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser. Neben dem Betrieb von Heizungen, Klimaanlage oder anderen Geräten mit erneuerbarer Energie ist die effizientere Nutzung der eingesetzten Energie ein entscheidender Hebel. Niedrige Heiz- und Kühllasten schafft man bei Neubauten durch Niedrigstenergie- oder Passivhausbauweis sowie durch die Verbesserung der thermischen Qualität von Bestandsgebäuden, etwa durch Fenstertausch oder Dämmung.

Mit einem Anteil von lediglich 0,2 % an allen Heizsystemen, die in Österreichs Haushalten installiert sind, ist der Ausstieg aus Kohle beinahe geschafft. Die Herausforderung liegt bei anderen fossilen Energieträgern, denn noch immer gibt es in Haushalten mehr als 600.000 Ölheizungen und mehr als 900.000 Heizungen, die primär mit fossilem Erdgas betrieben werden.

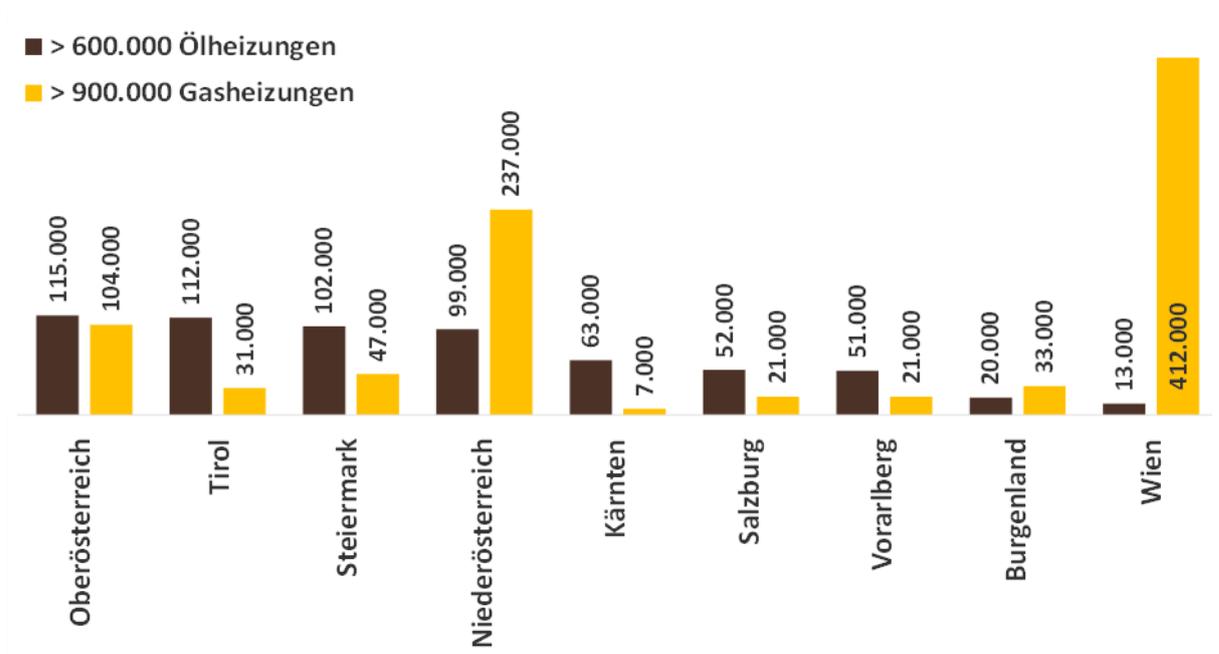


Abbildung 1: Öl- und Gasheizungen in österreichischen Haushalten (Hauptwohnsitze) in 2017/2018 nach Bundesländern. Zu sehen sind starke regionale Unterschiede in der Verteilung von Öl- und Gasheizungen.

Quelle/Daten: Statistik Austria 2020

3.2 Ausstieg aus der fossilen Energie für Raumwärme bis 2040

Der Ausstieg aus fossilen Energieträgern im Raumwärmesektor ist eine wesentliche Voraussetzung zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2040. Mit einem Anteil von über 37 % am Bruttoinlandsverbrauch ist Erdöl allerdings nach wie vor der wichtigste Energieträger in Österreich (Statistik Austria, 2020a). Die Nutzung von Heizöl für Raumwärme ist in Österreich jedoch stark rückläufig: Nutzten laut Statistik Austria (Energieeinsatz der Haushalte) im Jahr 2003/2004 noch rund 911.000 Haushalte (Hauptwohnsitze) Heizöl als primäres Heizsystem, so waren es 2017/2018 nur noch 626.000, was einem Rückgang von mehr als einem Drittel entspricht. Im Jahr 2019 wurden laut Nutzenergieanalyse der Statistik Austria immer noch 12.899 GWh Heizöl eingesetzt (Statistik Austria, 2020b). Bei einem Emissionsfaktor von 311 g CO₂-Äquivalenten pro kWh (lt. OIB 6) entspricht dies rund 3,9 Millionen t CO₂-Äquivalenten bzw. rund 5 % der Gesamtemissionen Österreichs 2019.

Die Reduktion des Einsatzes von Erdölprodukten wie Heizöl EL ist daher auch zentrales Ziel der Klima- und Energiepolitik. Aus diesem Grund hat die Österreichische Bundesregierung im Regierungsprogramm 2020-2024 unter anderem vorgesehen, dass Raumheizungen basierend auf fossilem Heizöl mittels eines Phase-Out-Plans und darin gesetzten Schritten bis 2035 durch „klimafreundliche“ Heizsysteme ersetzt werden. Neben Bestrebungen des Bundes gibt es auch auf Ebene der Bundesländer eine Vielzahl von strategischen und konkreten Zielen zum schrittweisen Phase-Out von Ölheizungen.

Die Erreichung der gesetzten Klimaschutzziele ist aus einer Vielzahl an Gründen zeitkritisch, ein möglichst rascher Umstieg von fossilem Heizöl auf klimafreundliche Alternativen ist daher unabdingbar. Daher stellt sich die Frage, wie 34 PJ fossiles Heizöl für Raumwärme und Warmwasser in Haushalten zeitnah aus dem Energiesystem eliminiert werden können. Ziel ist es, die Raumwärmeversorgung vollständig unter Nutzung von Biomassetechnologien, der Sonne, Geothermie und Umgebungswärme auf klimafreundliche Energieträger umzustellen. Gleichzeitig soll die Nah- und Fernwärme ausgebaut werden und deren Erzeugung ebenfalls ohne Kohle, Öl und Erdgas erfolgen.

3.3 Gesetzlicher Rahmen für grüne Öle

Die in Österreich geltenden Vorgaben für grüne Öle folgen jenen der Europäischen Union. Von Relevanz für die Fragestellungen des gegenständlichen Projekts sind auf EU-Ebene insbesondere die Erneuerbare Energien Richtlinie (Renewable Energy Directive - RED I) (2009/28/EG), welche am 01. Juli 2021 außer Kraft tritt und durch die Erneuerbare Energien Richtlinie RL 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates (RED II) ersetzt wird, sowie national die Nachhaltige landwirtschaftliche Ausgangsstoffe-Verordnung und das Mineralölsteuergesetz. Die aus dem Verkehrssektor bekannte Substitutionsverpflichtung für Biokraftstoffe gilt nicht für den Einsatz von grünen Ölen in Ölkesseln zur Produktion von Raumwärme. Gleichwohl gilt aber schon, dass grüne Öle auf Basis von Biomasse Nachhaltigkeitskriterien erfüllen müssen.

3.3.1 Einleitung: Forcierung von Biokraftstoffen und grünen Ölen in der EU

In den letzten zwei Jahrzehnten gab es auf EU-Ebene eine ganze Reihe von Richtlinien, Strategien und sonstige Instrumente um Biokraftstoffe (und damit indirekt auch Biobrennstoffe, d. h. grüne Öle z. B. für den Raumwärmesektor) zu forcieren. Entscheidende Meilensteine waren vor allem aber die Erneuerbare Energien-Richtlinie I (RL 2009/28/EG) und II (RL 2018/2001/EG) des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen („RED I“ bzw. „RED II“). Wichtig ist zudem die EU-Kraftstoffqualitätsrichtlinie (RL 2009/30/EG), welche vorsieht, dass Anbieter von Kraftstoffen die THG-

Emissionen bis 2020 um mindestens 6 % senken müssen, was überwiegend mittels Einsatz von Biokraftstoffen zu erreichen ist. Mit der ILUC-Richtlinie (RL 2015/1513/EG) wurde u.a. eine Obergrenze für den zur Zielerreichung anrechenbaren Beitrag von Biokraftstoffen der ersten Generation eingeführt. Laut dem aktuellen Draft zur Taxonomie-VO verweist die EU-KOM auf die RED II und schlägt vor, Biomasse (Stromproduktion, KWK sowie Wärme und Kälte aus Bioenergie) als nachhaltig und als grünes Investment zu betrachten. Konkrete Prozessketten zur Brennstoffherstellung (etwa Biomass-to-Liquid) sind nicht konkret genannt (EU-KOM, 2020). Beim aktuellen „Green Deal“ der EU-Kommission lautet das Ziel, die Netto-THG-Emissionen der EU bis 2050 auf null zu reduzieren. Dies macht eine Überarbeitung etlicher Richtlinien und Verordnungen notwendig (s. u.).

3.3.1.1 Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe: Abgrenzung

Die RED I definiert "flüssige Biobrennstoffe" als "flüssige Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden und für den Einsatz zu energetischen Zwecken, mit Ausnahme des Transports, einschließlich Elektrizität, Wärme und Kälte, bestimmt sind". Es werden u. a. verbindliche Schutzmaßnahmen gegen Landnutzungsänderungen in Gebieten mit hoher Biodiversität (z. B. Schutzgebiete) und mit hohen Kohlenstoffvorräten (z. B. Feuchtgebiete) vorgeschrieben, die für Biomasse aus der Land- und Forstwirtschaft gelten, wie z. B. Biokraftstoffe aus Raps, Palmöl, Biogas aus Mais und Grünschnitt, und fortschrittliche Biokraftstoffe aus Holz. In der RED II werden diese Maßnahmen auf feste und gasförmige Biomasse ausgedehnt. Die RED II setzt verstärkte Anreize für die Verwendung von Biomasse in den Sektoren Strom und Wärme, insbesondere aber auch im Verkehrssektor hinsichtlich der Verwendung von Biokraftstoffen. Im Anhang IX der RED II werden Rohstoffe für „fortschrittliche“ Biokraftstoffe aufgelistet, wie etwa „lignozellulosehaltiges Material“, oder „zellulosehaltiges Non-Food-Material“. Als fortschrittliche Biokraftstoffe werden Biokraftstoffe aus Biomasserohstoffen bezeichnet, die nicht mit Nahrungsmittelfrüchten in Konkurrenz stehen, die ein hohes THG-Reduktionspotenzial haben und niedrige Auswirkungen durch indirekte Landnutzungsänderungen (Indirect Land Use Change - ILUC) zeigen (Artikel 26 RED II). Bei diesen fortschrittlichen Biokraftstoffen besteht der Fördermechanismus der RED II in steigenden Mindestquoten im Verkehrssektor sowie in der doppelten Anrechenbarkeit auf die Gesamtquote von erneuerbarer Energie bis 2030. Die Verwendung von Biokraftstoffen aus Anbaubiomasse wird hingegen zuzüglich einem Puffer von einem Prozentpunkt des Anteils am Endverbrauch auf die in 2020 verbrauchte Menge beschränkt (gedeckt). Die RED II verschiebt demnach die Ziele des Erneuerbaren-Anteils im Verkehrssektor in Richtung fortschrittliche Biokraftstoffe.

3.3.1.2 Raumwärme in der RED II

Im Bereich Wärme werden prozentuelle Anstiege bei erneuerbaren Energien pro Jahr angestrebt (Artikel 23 RED II). Konkret sollen als Richtwert die Anteile von erneuerbaren Energien um 1,3 Prozentpunkte³ als Jahresdurchschnitt gegenüber 2020 gesteigert werden. Die Steigerung kann unter anderem dadurch erreicht werden, indem erneuerbare Energie und Brennstoffe für die Wärme- und Kälteversorgung „physisch beigemischt werden“, durch „direkte Minderungsmaßnahmen wie die Installation hocheffizienter Wärme- und Kältesysteme auf der Grundlage erneuerbarer Energie in Gebäuden“, durch „indirekte Minderungsmaßnahmen, die handelbaren Zertifikaten unterliegen“, oder durch „andere politische Maßnahmen, einschließlich steuerlicher Maßnahmen oder anderer finanzieller Anreize“ (Artikel 23 RED II, (4) a).

³ als Jahresdurchschnitt für 2021-2025 und 2026-2030 ermittelt, bzw. als Anteil am nationalen Endenergieverbrauch ausgedrückt und nach Methoden der RED II berechnet

3.3.1.3 Kriterien für die Treibhausgaseinsparungen und Nachhaltigkeitskriterien

Die durch die Verwendung von Biobrennstoffen erzielte THG-Reduktion⁴ muss mindestens

- 50 % bei Anlagen, die am 05.10.2015 oder vorher in Betrieb gegangen sind,
- 60 % bei Anlagen, die den Betrieb zwischen 05.10.2015 und Ende 2020 aufgenommen haben,
- 65 % für ab 01. Jänner 2021 in Betrieb gegangene Anlagen,
- 70 % bei der Elektrizitäts-, Wärme- und Kälteerzeugung aus Biomasse-Brennstoffen in Anlagen, die den Betrieb zwischen 01.01.2021 und 31.12.2025 aufnehmen und 80 % bei Anlagen ab 01.01.2026

betragen sowie Nachhaltigkeitskriterien entsprechen. Andernfalls kann sie (a) zum Zwecke der Berücksichtigung des Anteils erneuerbarer Energie in Mitgliedsstaaten, (b) zur Bewertung der Einhaltung der Verpflichtung zur Nutzung erneuerbarer Energie sowie (c) zur Möglichkeit zur finanziellen Förderung für den Verbrauch von flüssigen Biobrennstoffen **nicht** angerechnet werden.

Zur Sicherstellung der Nachhaltigkeit gibt es unterschiedliche Zertifizierungssysteme. Neben internationalen, durch die EU-Kommission anerkannten Systemen⁵ können Mitgliedstaaten auch nationale Systeme anderer EU-Staaten auf Basis bilateraler Abkommen anerkennen. Wenn Biokraftstoffe auf nationale Ziele angerechnet werden sollen, müssen alle Wirtschaftstreibenden entlang der Produktionskette (vom Anbau der Rohstoffe bis zum fertigen Endprodukt) über eine entsprechende Zertifizierung verfügen um entsprechend erfasst werden zu können. Die Nachhaltigkeitsanforderungen wurden in der RED II im Vergleich zur RED I verändert, bzw. ausgebaut. Land- und forstwirtschaftliche Biomasse werden nun getrennt betrachtet. Für die forstwirtschaftliche Biomasse wurden neue Kriterien definiert (z. B. betreffend legale Erntetätigkeit, Walderneuerung, Erhaltung der Bodenqualität). Die Nachhaltigkeitsanforderungen an feste Biomassebrennstoffe sind an Gesamtfeuerungs-wärmeleistungen gekoppelt, ebenso die gasförmige Biomasse. Für flüssige Biobrennstoffe müssen Nachhaltigkeitsanforderungen hingegen immer erfüllt werden. Flüssige Biobrennstoffe müssen zudem Anforderungen für Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (LULUCF) entsprechen (Artikel 29 RED II).

3.3.1.4 Emissionsreduktionsziele und Beimischungsziele

Im Rahmen des European Green Deal hat die EU-Kommission vorgeschlagen, die THG-Reduktionsvorgabe der EU bis 2030 von 40 % auf mindestens 50-55 % anzuheben. Die Verringerung der Netto-THG-Emissionen erfordert eine beschleunigte Energiewende mit höheren Anteilen erneuerbarer Energie am Bruttoendenergieverbrauch bis 2030, als durch die bestehende RED II festgelegt werden. Die EU-Kommission plant daher eine Revision der RED II für das zweite Halbjahr 2021. Die damit einhergehende öffentliche Konsultation⁶ endete am 09. Februar 2021. Im Zusammenhang mit der Revision gibt es auch weitere europäische Strategien, die berücksichtigt werden könnten⁷. Die Ergebnisse der Konsultation fließen in einen Prozess der Überprüfung der RED II durch die EU-Kommission ein, bei dem entschieden wird, wie die Überarbeitung der Richtlinie ausgestaltet werden soll⁸. Im Verkehrssektor sieht die RED II derzeit ein verbindliches Ziel von 14 % Erneuerbare inkl. einem Teilziel für fortschrittliche Biokraftstoffe von 3,5 % für alle Mitgliedstaaten vor. Um die Zielvorgaben des Green Deal zu erfüllen, sollte der Anteil an erneuerbaren Energien im Verkehrssektor auf ca. 24 % im Jahr 2030 erhöht werden. Derzeit ist eine Erhöhung des verbindlichen Ziels in Diskussion. Es ist zu erwarten, dass die überarbeitete

⁴ Berechnung gemäß Methodik Artikel 31 RED II, bzw. Anhang V und VI

⁵ https://ec.europa.eu/energy/topics/renewable-energy/biofuels/voluntary-schemes_en?redir=1

⁶ <https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12553-Revision-of-the-Renewable-Energy-Directive-EU-2018-2001/public-consultation>

⁷ z. B. Wasserstoffstrategie; Strategie für die Integration des Energiesystems; Strategie für eine Renovierungswelle; Strategie für erneuerbare Offshore-Energie; Biodiversitätsstrategie

⁸ Zudem werden seitens der Kommission auch noch Legislativvorschläge zur Umsetzung der neuen, ambitionierteren Ziele im Rahmen der Energieeffizienzrichtlinie und der Gebäuderichtlinie, sowie eine Überarbeitung des Emissionshandelssystems präsentiert werden.

Richtlinie („RED III“) ambitionierter wird, insbesondere in den Bereichen Verkehr und Raumwärme. Im Verkehrssektor sind u.a. Mindestquoten für Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe in Diskussion. Zudem soll ein Zertifizierungssystem für erneuerbare und kohlenstoffarme Kraftstoffe eingeführt werden.

3.3.1.5 Gesetzliche Regelungen in Österreich

Auf nationaler Ebene ist im Integrierten nationalen Energie- und Klimaplan („NEKP“) (BMK, 2019) zur Erreichung des Mindestziels von 14 % Erneuerbaren im Verkehrssektor lt. RED II bis 2030 als Anreiz u.a. festgehalten, dass im „Dieselsektor synthetische Dieselmotorkraftstoffe aus erneuerbaren Quellen eingesetzt werden“. Synthetische Biobrennstoffe, d. h. grüne Öle für den Raumwärmebereich im Sinne dieses Projekts, werden im NEKP hingegen nicht genannt.

Im geplanten Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG)⁹ sind Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für THG-Einsparungen mittels flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen im Einklang mit den europäischen Vorgaben definiert. Bei der Verwendung von landwirtschaftlichen Ausgangsstoffen wird auf die Nachhaltige landwirtschaftliche Ausgangsstoffe-Verordnung (NALV) verwiesen, bei forstwirtschaftlichen Ausgangsstoffen auf die einschlägigen Rechtsvorschriften über forstwirtschaftliche Ausgangsstoffe. Bei der Verwendung von biologisch abbaubaren Teilen von Reststoffen und Abfällen (inkl. Industrie- und Haushaltsabfälle) gelten entsprechende Bestimmungen des Abfallwirtschaftsgesetzes (AWG 2002 idgF) und darauf beruhende Verordnungen. Das BMK kann durch Verordnungen nähere Bestimmungen zu Nachhaltigkeitskriterien und zu Kriterien für THG-Einsparungen von flüssigen Biobrennstoffen zur Erzeugung von Strom, Wärme und Kälte, festlegen.

Derzeit regelt auf Bundesebene die Verordnung über nachhaltige landwirtschaftliche Ausgangsstoffe für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe (Nachhaltige landwirtschaftliche Ausgangsstoffe-Verordnung – NALV, idgF.) unter anderem:

- die Festlegung von Nachweisen über die Nachhaltigkeit von landwirtschaftlichen Ausgangsstoffen für die Herstellung von flüssigen Biobrennstoffen,
- die Überwachung dieser Nachhaltigkeitsanforderungen,
- die Sammlung und Weiterleitung von Informationen zum Nachweis der Einsparung der THG-Emissionen und zur Berechnung der nationalen Ziele gemäß Erneuerbare Energien Richtlinie (2009/28/EG) sowie
- die THG-Minderung durch flüssige Biobrennstoffe.

Die Verordnung definiert "flüssige Biobrennstoffe" exakt gleich wie die Erneuerbare Energien Richtlinie (RL 2009/28/EG, s.o.). Andere Begriffe wie z. B. FT-Diesel, FAME sind nicht näher definiert.

Kriterien für die Zertifizierung als Biokraftstoff können in Form von delegierten Rechtsakten geändert werden. Durch eine Novelle der Österreichischen Kraftstoffverordnung Ende 2020 wurde z. B. die Anrechnung von Biokraftstoffen mit einem hohen Risiko der indirekten Landnutzungsänderungen (z. B. Palmöl) zum 1. Juli 2021 beendet. In der Kraftstoffverordnung sind HVO, FAME und synthetische Biokraftstoffe genannt und näher spezifiziert.

Für Heizöl (Gasöl) ist insbesondere das Mineralölsteuergesetz (MÖSt) 1995 idgF relevant. Dieses regelt, dass "Mineralöl, Kraftstoffe und Heizstoffe, einer Verbrauchssteuer (Mineralölsteuer)", unterliegen. Das Gesetz definiert zudem "biogene Stoffe", dazu zählen u.a. "Synthetische Biokraftstoffe" (aus Biomasse in industriellen

⁹ Entwurf, Stand 24. Februar 2021

Verfahren gewonnene Kohlenwasserstoffe oder Kohlenwasserstoffgemische), "Fettsäuremethylester (FAME, Biodiesel)" (aus pflanzlichen oder tierischen Ölen oder Fetten hergestellter Methylester), "Hydrierte pflanzliche oder tierische Öle (Hydrotreated Vegetable Oil - HVO)" (in Hydrieranlagen bzw. Co-Hydrieranlagen aus pflanzlichen oder tierischen Ölen oder Fetten hergestellte Kohlenwasserstoffe), bzw. auch "Reines Pflanzenöl" (durch Auspressen, Extraktion oder vergleichbare Verfahren aus Ölsaaten gewonnenes, chemisch unverändertes Öl in roher oder raffinierter Form). Das Mineralölsteuergesetz sieht unterschiedliche Steuersätze für "Waren" wie Gasöl, etc., wobei in §4 (1) 7. eine Steuerbefreiung für "Mineralöl ausschließlich aus biogenen Stoffen" festgeschrieben ist. Für "begünstigte Anlagen zur Erzeugung von Wärme und elektrischer Energie" (z. B. stationäre Anlagen zur gemeinsamen Erzeugung von elektrischer Energie und Wärme, stationäre Anlagen ausschließlich zur Erzeugung elektrischer Energie, stationäre Wärmepumpen, die ausschließlich der Temperaturerhöhung der Nutzungsenergie dienen) sind abweichende Steuersätze zu entrichten. Gasöl für Heizzwecke wird gekennzeichnet (gefärbt), damit es nachweisbar ist. Für gekennzeichnete Heizstoffe beträgt die Mineralölsteuer pro 1.000 L 98 € bei einem Schwefelgehalt von unter 10mg/kg, ansonsten 128 €. Der Steuersatz für Heizöl ist also wesentlich niedriger als z. B. jener für Diesel (Kraftstoff für KFZ), welcher 397 €/1.000 L (bei Bioanteil von 66 l und Schwefelgehalt von höchstens 10 mg/kg) bis 425 € beträgt.

3.4 Heizölpreis

Die Preise des Energieträgers Heizöl extra leicht (schwefelfrei) sind von internationalen Rohstoffmärkten abhängig. Aus Sicht der Haushalte kommen zum Nettopreis von Heizöl noch Steuern und Abgaben sowie die Mehrwertsteuer (MwSt.) hinzu.

Die Statistik Austria veröffentlicht auf ihrer Homepage Zeitreihen zu Jahresdurchschnittspreisen für Gasöl (Haushalte). Die Folgende Grafik zeigt den Preisverlauf der letzten zehn Jahre. Es ist deutlich zu erkennen, dass es selbst bei den Jahresdurchschnittspreisen im Zeitverlauf zu großen Preisschwankungen kommt (z. B. 611 € im Jahr 2016 verglichen zu 1.000 € im Jahr 2012).

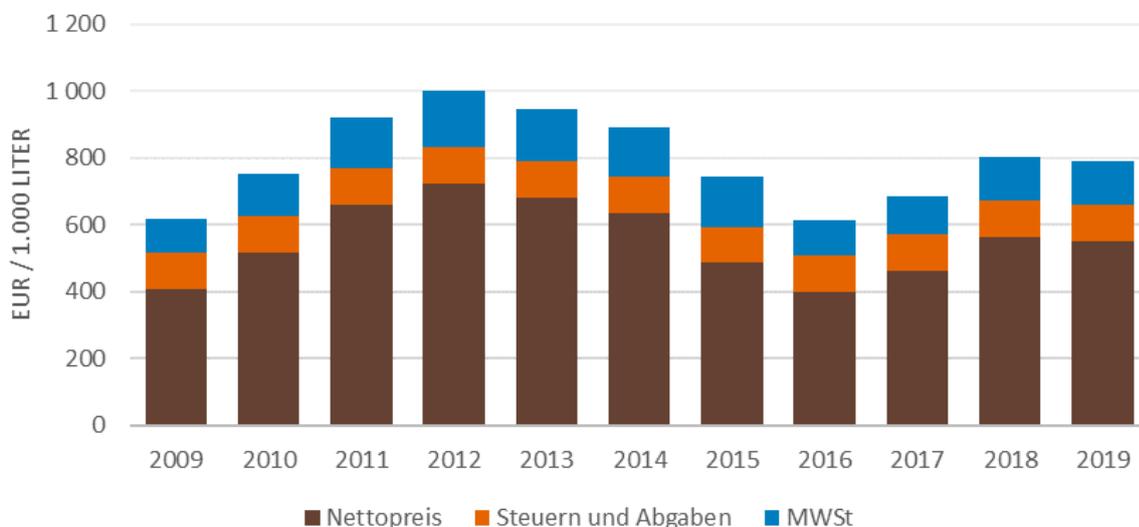


Abbildung 2: Jahresdurchschnittspreise für Gasöl (Haushalte) in €/1.000 L; Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten der Statistik Austria (2020b)

Für Haushalte lagen die Jahresdurchschnittspreise im Mittel der letzten zehn Jahre bei 797 € brutto je 1.000 L (entspricht 553 € netto). Pro 1.000 L wurden von Haushalten in den letzten Jahren rd. 109 € Steuern und Abgaben sowie zusätzlich rd. 135 € Mehrwertsteuer (MwSt.) abgeführt.

2019 wurden laut Nutzenergieanalyse 34,4 PJ Gasöl für Heizzwecke eingesetzt (Statistik Austria, 2020c). Setzt man oben genannte Jahresdurchschnittswerte an, so waren das im Jahr 2019 bei einem angenommenen Heizwert von 10 kWh/L insgesamt rund 956 Millionen L Heizöl bzw. 757 Mio. € (brutto), die von Haushalten im Jahresschnitt 2019 ausgegeben wurden.

3.5 Rohstoffe für alternative flüssige Brennstoffe

Flüssige Brennstoffe wie Heizöl sind Stoffgemische aus Kohlenwasserstoffen, das heißt sie bestehen hauptsächlich aus den Elementen Kohlenstoff (C) und Wasserstoff (H₂). Die Herkunft und Gewinnung dieser Stoffe ist für die Umweltauswirkung entscheidend. Bei der Verbrennung entstehen im Wesentlichen Kohlenstoffdioxid (CO₂) und Wasser. Bei der Nutzung fossiler Kohlenwasserstoffe aus Erdöl, Kohle oder Erdgas wird die Atmosphäre mit Treibhausgasen (CO₂, Methan etc.) angereichert und so die menschengemachte Klimakrise immer weiter verschlimmert.

Die Idee der grünen Öle fußt auf dem Prinzip, die Rohstoffe für die Brennstoffproduktion durch klimafreundliche Alternativen zu ersetzen. Auch bei der Nutzung grüner Öle entstehen (wie bei jeder Verbrennung) CO₂ und Wasser. Allerdings kommt es (theoretisch) zu keiner zusätzlichen Anreicherung von Treibhausgasen in der Atmosphäre, da durch die Photosynthese (im Falle der Nutzung von Biomasse) bzw. direkte Nutzung von CO₂ aus der Atmosphäre/aus Abgasen, Kohlenstoff wieder zeitnah gebunden wird, was einem geschlossenen Kreislauf entspricht. Folgende Grafik bietet eine vereinfachte Übersicht der möglichen Prozessketten zur Herstellung grüner Öle, welche sich technisch gesehen als Substitut für Heizöl extra leicht (schwefelfrei) eignen:

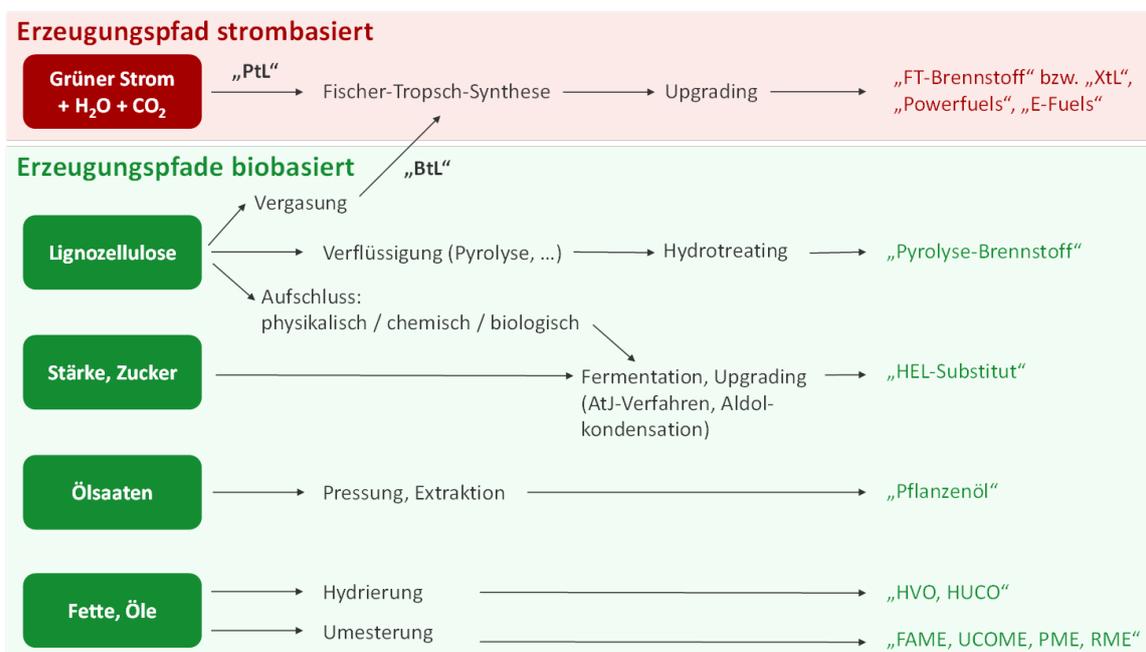


Abbildung 3: Vereinfachte Darstellung möglicher Prozessketten zur Herstellung "Grüner Öle" als Substitut für Heizöl EL (schwefelfrei); **Quelle:** Eigene Darstellung basierend auf Awgustow et al. (2017) und Kaltschmitt et al. (2009)

3.6 Erzeugungspfade biobasiert

Mit "biobasierten" Erzeugungspfaden werden in weiterer Folge jene Prozesse verstanden, deren C-Quelle biogenen, d. h. pflanzlichen oder tierischen Ursprungs, ist. Untenstehend werden Biomass-to-Liquid mittels Fischer-Tropsch-Synthese, die Herstellung von Pyrolyseöl, Pflanzenöl und Fettsäuremethylester, die Hydrierung von Fetten und Ölen sowie höhere Alkohole und alkoholbasierte Kohlenwasserstoffe näher beschrieben. Weitere mögliche Synthesen wie etwa die Methanolsynthese, Aldolkondensation, Farnesen-Fermentation oder die ABE-Fermentation (Aceton, Butanol, Ethanol)-Fermentation und anschließende Weiterverarbeitung wurden aufgrund der geringen Relevanz für die Fragestellungen des gegenständlichen Projekts nicht näher betrachtet.

3.6.1 Technologien und Rohstoffe

Biomasse kann in vielfältiger Form als Rohstoff zur Produktion von alternativen Brennstoffen vorliegen. Prozesstechnisch am "einfachsten" ist es, wenn Öle und Fette als Rohstoff herangezogen werden, da deren chemische Struktur bereits für einen Einsatz als Substitut für Heizöl extra leicht (schwefelfrei) geeignet ist. Zusätzlich kann auch Lignozellulose (z. B. Holz, Stroh) als Rohstoffquelle dienen, diese muss aber erst in aufwändigeren Verfahren aufgeschlossen werden. Weniger bekannt ist zudem, dass technisch gesehen auch Stärke und Zucker als Rohstoffe für die Produktion von Heizöl-Substitut herangezogen werden können. Nachfolgend werden die einzelnen Technologien und Umwandlungsschritte basierend auf Kaltschmitt et al. (2009) und Awgustow et al. (2017) kurz vorgestellt.

3.6.1.1 Biomass-to-Liquid mittels Fischer-Tropsch-Synthese

Biomasse wie z. B. Holz kann über eine thermo-chemische Umwandlung in einen Sekundärenergieträger umgewandelt werden, aus dem sich im Zuge einer Synthese gezielt Kraft- und Brennstoffe erzeugen lassen. Die Fischer Tropsch-Synthese (FT-Synthese) wurde bereits in den 1920er Jahren entwickelt. Bei Temperaturen von ca. 400°C und einem Druck von etwa 100bar wird unter Verwendung eines Katalysators ein Gasgemisch erzeugt, welches reich an Wasserstoff (H₂) und Kohlenmonoxid (CO) ist. Zum Schutz nachgeschalteter Anlagenteile vor Korrosion und Ablagerungen wird dieses technisch aufgereinigt, z. B. mit Wäschern. Insbesondere der Stickstoffgehalt (N) muss für die FT-Synthese minimal sein. Bei der FT-Synthese entstehen aus diesem Synthesegas in weiterer Folge unterschiedliche Olefine, Paraffine und Sauerstoffverbindungen. Durch das H₂/CO-Verhältnis, die Temperatur, den Druck, den gewählten Katalysator, den gewählten Reaktortyp etc., lässt sich die Verteilung der erzeugten Produkte (leichte Kohlenwasserstoffe, Benzine, Dieselöle, Wachse) in der Produktion beeinflussen. Die Output-Produkte des FT-Synthese-Reaktors werden in einem letzten Schritt fraktioniert und zu gebrauchsfertigen Brennstoffen bzw. Kraftstoffen aufbereitet. Stammt die Kohlenstoff- und Wasserstoffquelle aus Biomasse, spricht man von Biomass-to-Liquid (BtL), stammt der Wasserstoff aus Elektrolyse spricht man von Power-to-Liquid (PtL, **siehe Kapitel 4.10.4**). Werden beide Ansätze kombiniert (Kohlenstoff aus Biomasse, Wasserstoff aus Elektrolyse) spricht man von Power & Biomass-to-Liquid (PBtL).

3.6.1.2 Pyrolyse

Biomasse kann unter anaeroben Bedingungen in thermo-chemischen Prozessen direkt in flüssiges Pyrolyseöl umgewandelt werden. Dabei kann zwischen der Flash-Pyrolyse und der sog. Druckverflüssigung unterschieden werden. Bei Ersterer wird die Biomasse getrocknet, zerkleinert und in einem Pyrolysereaktor sehr schnell, sehr stark erhitzt. Die entstehenden flüssigen Produkte müssen rasch und effektiv abgeschieden werden. Bei der Druckverflüssigung wird der Rohstoff ebenso thermisch gespalten, jedoch mit längeren Aufheizintervallen. Bei

der Pyrolyse entstehen neben Pyrolyseöl auch Wasser, verschiedene Gase (CO_2 , CO , CH_4) sowie Koks inkl. Asche. Die so erzeugten Pyrolyse-Öle haben einen deutlich geringeren Heizwert als fossiles Heizöl EL und einen wesentlich höheren Wassergehalt. Um Pyrolyseöle für die thermische Nutzung einzusetzen, müssen diese mitunter weiter physikalisch/chemisch aufbereitet werden. Pyrolyseöle ähneln am ehesten schwerem Heizöl und könnten daher grundsätzlich wie schweres Heizöl verbrannt werden. Als vorteilhaft wird das Vorheizen der Brennkammer beschrieben, problematisch sind die Thermolabilität und der Säuregrad sowie erhöhte Stickstoffoxid (NO_x)- und Kohlenstoffmonoxid (CO)-Gehalte bei der Verbrennung. Pyrolyseöle können jedoch auch in der chemischen Industrie eingesetzt werden oder stofflich genutzt werden (z. B. als Bindemittel).

3.6.1.3 Pflanzenöl-Gewinnung und Pflanzenölmethylester-Produktion

Pflanzenöl wird für technische Anwendungen v.a. in industriellen Ölmühlen hergestellt. Hier werden die Ölsaaten (Raps, Sonnenblume, usw.) in der Regel vorbehandelt, gepresst und das im Presskuchen enthaltene Restöl anschließend mittels Lösemittel extrahiert. Das so gewonnene Roh-Pflanzenöl wird anschließend raffiniert (entschleimt, entsäuert, gebleicht, desodoriert). Die Entsäuerung kann auch rein physikalisch durch Destillation erfolgen. Pflanzenöl wird jedoch auch in kleinen, dezentralen Ölmühlen produziert. Hier werden kaltgepresste Öle hoher Qualität erzeugt, welche keine Raffinationsschritte durchlaufen.

Öle (bei Raumtemperatur flüssig) und Fette (bei Raumtemperatur fest) sind Mischungen von Estern des dreiwertigen Alkohols Glycerin. In einem Öl- bzw. Fettmolekül können unterschiedliche Fettsäuren (Öl-, Linol-, Linolensäure etc.) mit unterschiedlicher Kettenlänge und Anzahl an Doppelbindungen vorkommen. Die gewonnenen Öle werden in einem nächsten Schritt zu Pflanzenölmethylester (PME) umgeestert. Dabei wird durch die Zugabe eines einwertigen Alkohols (z. B. Methanol) und eines Katalysators das Glycerin des Pflanzenöls durch drei einwertige Alkohole aus der Esterbindung verdrängt. Diese Umesterung funktioniert mit unterschiedlichsten Ölen und Fetten, daher wird auch der Sammel-Begriff „Fettsäuremethylester“ (Fatty-Acid-Methyl-Ester, FAME) verwendet. Methylester aus Altpeiseölen bezeichnet man z. B. als „Used Cooking Oil Methyl Ester“ (UCOME), Pflanzenölmethylester aus Rapsöl als Rapsöl-Methylester (RME).

Relevante Nebenprodukte bei der Pflanzenöl- und FAME-Produktion sind Glycerin und Presskuchen/Extraktionsschrot (als Eiweißfuttermittel und Ersatz zu importiertem Gen-Soja). Darüber hinaus fällt bei der FAME-Produktion Kaliumsulfat an, welches in der chemischen Industrie und in der Düngemittelproduktion weiterverarbeitet wird.

Aufgrund der Struktur von Pflanzenölen und Pflanzenöl-, Fettsäure-, und Altpeiseöl-Methylester können aufgrund des Vorhandenseins von Sauerstoff, Licht, Feuchtigkeit, aber auch aufgrund des Tankmaterials oder der vorherrschenden Temperatur, ungewünschte Umsetzungsvorgänge stattfinden. Bestimmte Mikroorganismen können durch ihren Metabolismus mittels Enzymen Fettsäuren abspalten. Außerdem kann es durch Lichteinstrahlung (und damit Wärme) sowie unter Vorhandensein von Sauerstoff zu Oxidationsvorgängen kommen. Zudem ist durch diese Vorgänge eine Polymerisierung (d. h. einzelne Molekülstücke vernetzen sich neu) möglich. Aus genannten Gründen sollten Pflanzenöle kühl und lichtgeschützt gelagert werden.

3.6.1.4 Hydrierung von Pflanzenöl und Altpeisefett

Für den Prozess der Hydrierung kommen prinzipiell alle Arten von natürlichen Ölen und Fetten in Frage. Bei der Hydrierung werden diese mittels katalytischer Reaktion mit Wasserstoff (H_2) in Kraft- und Brennstoffe mit definierten Eigenschaften umgewandelt („Hydrated Vegetable Oil“ - HVO). Trotz der Bezeichnung „vegetable“ („pflanzlich“) können diese Brenn- bzw. Kraftstoffe auch aus tierischen Fetten (z. B. aus der Lebensmittel-

produktion, Schlachtabfällen, etc.) gewonnen werden. Bei hydrierten Altspeisefetten spricht man von „HUCO“ („Hydrated Used Cooking Oil“). HVO kann in eigens errichteten Anlagen zur Hydrierung von pflanzlichen Fetten/Ölen erzeugt werden, oder gemeinsam mit tierischen Fetten/Ölen und fossilen Mineralölkomponenten in herkömmlichen Ö raffinerien erzeugt werden (Co-Processing). Bei der Destillation von fossilem Rohöl wird in unterschiedlichen Schritten u.a. Vakuumgasöl erzeugt, zu dem man in gewissen Anteilen biogene Komponenten beimischen kann. Mittels Hydrotreating werden die „unerwünschten“ Stoffe (z. B. Schwefel, Stickstoff) unter Verwendung von Wasserstoff entfernt. Die gasförmigen Rückstände (z. B. Schwefelwasserstoff (H_2S), Ammoniak (NH_3)) können im Hydrocracker weiter gespalten, als Koppelprodukte entstehen z. B. Propan (C_3H_8), Methan (CH_4) usw. Bei der Pflanzenöl-Hydrierung in speziellen Anlagen wird das gereinigte und erwärmte Öl in einen Hydrotreating-Reaktor geleitet, wo die Hydrierung mittels Katalysator abläuft. Die weltweit wichtigsten Rohstoffe für HVO sind Palmöl und Palmöl-Reststoffe.

3.6.1.5 Höhere Alkohole und alkoholbasierte Kohlenwasserstoffe

Neben Ethanol können bestimmte Mikroorganismen durch Fermentation auch andere organische Verbindungen wie z. B. Butanol und Aceton erzeugen. Diese können über verschiedene Prozessschritte in gezielte Kohlenwasserstoffe überführt werden, etwa zur Synthese von Flugkraftstoff (Alcohol-to-Jet-Process, „AtJ“). Über die Schritte Dehydratisierung (Abspaltung von Wasser), Oligomerisierung (Bildung von Oligomeren) und anschließende Hydrierung (Addition von Wasserstoff) kann Fluggturbinentreibstoff (Jet-Fuel), Dieselmotorkraftstoff oder auch Heizöl EL erzeugt werden (Awgustow et al., 2017). Die Ausbeute des AtJ-Prozesses aus Zuckerrohr wird energiebezogen mit 32,8 % angegeben (Lan, E.I. und Liao, C.J., 2013).

3.6.2 Wirkungsgrade

Die effiziente Nutzung von Energie ist Voraussetzung für das Erreichen der energie- und klimapolitischen Ziele. Aus diesem Grund wurde in gegenständlichem Projekt auch der Einsatz von Energie, die zur Herstellung von alternativen flüssigen Brennstoffen eingesetzt werden muss, anhand von Literaturdaten recherchiert. Die untenstehende Grafik beschreibt das Verhältnis von eingesetztem Energieaufwand (in MJ) pro hergestelltem MJ Brennstoff-Produkt. Liegt das Ergebnis über eins, so musste im Vorfeld mehr Energie für die Produktion aufgewendet werden, als im Brennstoff-Produkt enthalten ist.

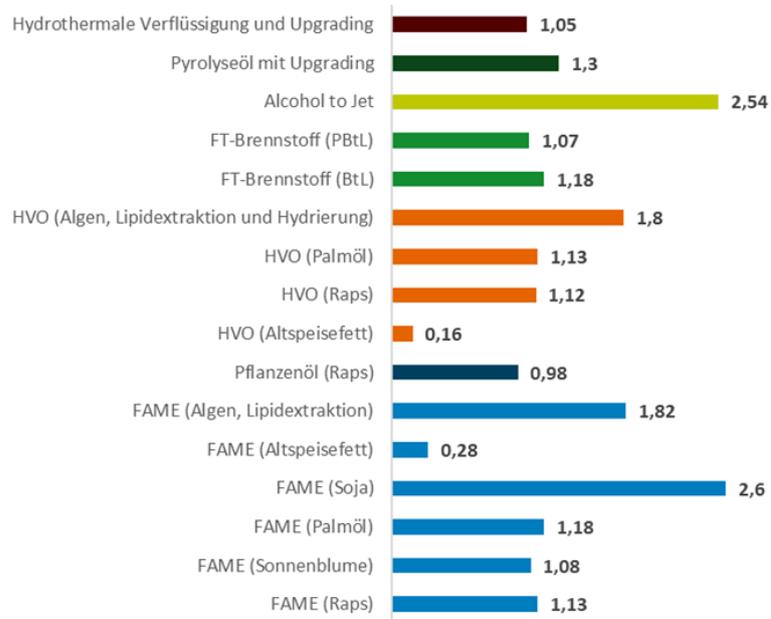


Abbildung 4: Energieaufwand in MJ / MJ Produkt bei biobasierten Erzeugungspfaden. **Quelle:** Eigene Darstellung basierend auf Daten von Awgustow et al. (2017), Albrecht F.G. et al. (2017), Frank E.D. et al. (2013), Zeman, F. (2007), Jong, S. de et al. (2017)

Deutlich zu erkennen ist, dass Prozesse basierend auf Altspeisefetten einen deutlich geringeren Energieaufwand in der Produktion haben. Im Wesentlichen ist dies der Berechnungsmethodik geschuldet, bei der die "Vorkette" in der Regel nicht dem Nebenprodukt "Altspeisefett", sondern dem Hauptprodukt "Speisefett" zugerechnet wird (da es sonst zu einer Doppelzählung kommen würde - "double counting"). Auch in Ökobilanzen schneiden Produkte aus Nebenprodukten daher tendenziell sehr gut ab. Im Folgenden werden die Energieausbeuten in MJ (Produkt) je MJ Input angegeben:

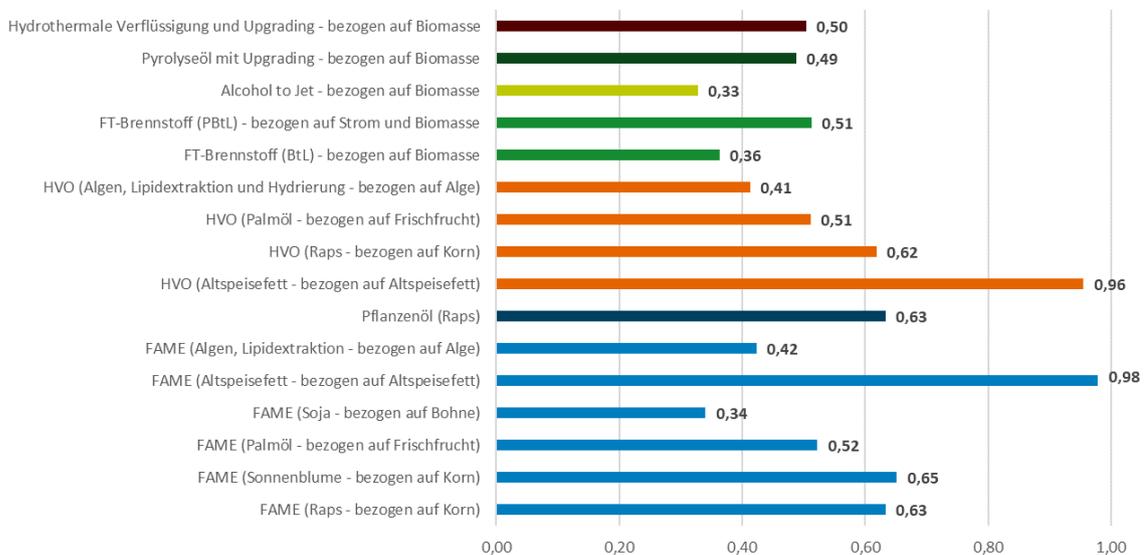


Abbildung 5: Energieausbeuten in MJ (Produkt) / je MJ Input bei biobasierten Erzeugungspfaden. **Quelle:** Eigene Darstellung basierend auf Daten von Awgustow et al. (2017), Albrecht F.G. et al. (2017), Frank E.D. et al. (2013), Zeman, F. (2007), Jong, S. de et al. (2017)

Die genannten Werte sind Literaturangaben und als Größenordnung zu verstehen. Je nach Prozessparameter, Technologie (z. B. Reaktortyp bei FT-Synthese), eingesetztem Katalysator, Eigenschaft des Ausgangssubstrats etc. können die Werte im Einzelfall deutlich abweichen. Hofbauer et al. (2020) untersuchten in einer aktuellen Studie u. a. die Machbarkeit der Diesel-Produktion über Fischer-Tropsch-Synthese aus Holz (Biomass-to-Liquid) in Österreich ("Reallabor-Studie"). Der energetische Gesamtwirkungsgrad der FT-Holzdiesselproduktion wird dabei mit 48 % angegeben. Simulationsdaten zeigen, dass ein Input von 5.000 kg/h Holz benötigt wird, um 630 l/h Holzdiessel zu erzeugen.

3.6.3 Kosten heute & Ausblick

Im Folgenden werden die Kosten für Pflanzenöl, Altspeiseöle und Fette, sowie daraus erzeugte Methylester, FAME (Fatty Acid Methyl Ester) und UCOME (Used Cooking Oil Methyl Ester), HVO und FT-Diesel beschrieben.

3.6.3.1 Pflanzenöl

Pflanzenöle sind Güter, die in großen Mengen auf dem Weltmarkt gehandelt werden. Bei den für den Weltmarkt wichtigsten Pflanzenölen Palmöl, Rapsöl, Sonnenblumenöl und Sojaöl gab es in den letzten zehn Jahren deutliche Preisschwankungen (siehe **Abbildung 6**). Der Mittelwert der letzten 5 Jahre (Februar 2015 - Februar 2021) beträgt bei Rapsöl, Sonnenblumenöl und Sojaöl deutlich über 700 € pro Tonne, Palmöl war am Weltmarkt rund 100 €/Tonne billiger.

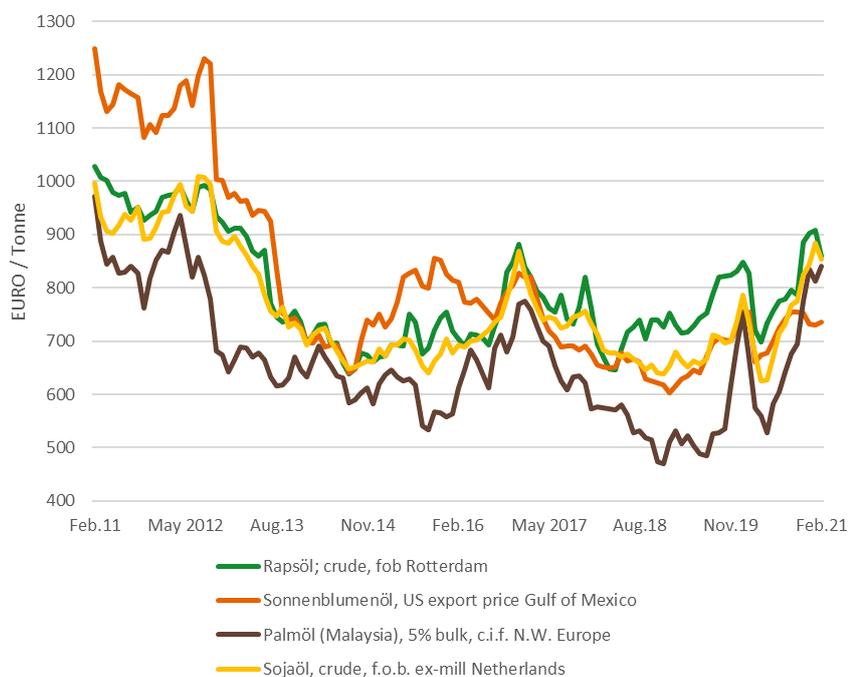


Abbildung 6: Weltmarktpreise für Pflanzenöle, Februar 2011 - Februar 2021; **Quelle:** Eigene Darstellung basierend auf Daten von www.indexmundi.com (abgefragt am 09.03.2021)

3.6.3.2 Altspeiseöle und Fette, sowie daraus erzeugte Methylester

Altspeiseöl (Used Cooking Oil¹⁰) wurde im November 2019 mit 785 € je Tonne gehandelt, Altfett¹¹ mit 570 € je Tonne. Der Preisverlauf von UCOME (Used Cooking Oil Methyl Ester), dem veresterten Altspeiseöl, ist in **Abbildung 7** dargestellt. Er unterliegt ebenfalls erheblichen Schwankungen bei einem Minimum von 762 €/t und einem Maximum bei 1.260 €/t von Jänner 2017 bis Jänner 2021, was bei einem Durchschnittspreis von 1.011 €/t über den betrachteten Zeitraum von Jänner 2017 bis Jänner 2021 einer Schwankungsbreite von rund $\pm 25\%$ entspricht. Das Preisniveau liegt generell über dem von FAME.



Abbildung 7: Weltweite UCOME-Preisentwicklung, Preisentwicklung von UCOME am Weltmarkt; **Quelle:** Greenea, 2021a. (abgefragt am 14.2.2021)

Tallow (Tierfett) Methyl Ester (TME¹²) wird aktuell mit 1.190 € pro Tonne gehandelt, was dem höchsten Preis seit Jänner 2017 entspricht (Greenea, 2021a. abgefragt am 09.03.2021).

3.6.3.3 FAME (Fatty Acid Methyl Ester) und UCOME (Used Cooking Oil Methyl Ester)

Wie in **Abbildung 8** ersichtlich unterliegt dieser Energieträger starken Schwankungen. Zwischen Jänner 2017 und Jänner 2021 liegt der Mindestpreis für FAME bei 493 €/t und der Maximalpreis bei 1.150 €/t, was bei einem Mittelwert von 822 €/t einer Schwankungsbreite von $\pm 40\%$ entspricht.

¹⁰ UCO nach RED II, FFA max. 5 %, Wasser und Verunreinigungen max. 2 %, Schwefel max. 40ppm, IV min. 70-80

¹¹ Tierfett Kategorie 1, Regulation EC No. 1069/2009 FFA max 20 %; Verunreinigungen max. 0,15 %, Wasser max. 0,6 %

¹² FOB Rotterdam, TME nach EN 14214 mit THG-Reduktionspotenzial >90 % gemäß RED II, Wasser 350ppm, CFP 11°C, Schwefel max. 12ppm

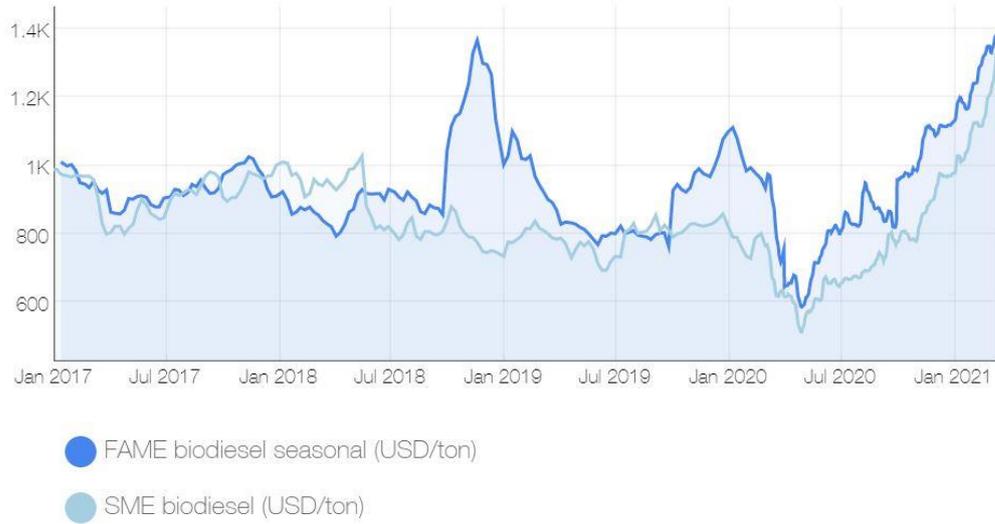


Abbildung 8: Weltweite Preisentwicklung von FAME am Weltmarkt; **Quelle:** Neste, 2021. (abgefragt am 14.2.2021)

Die Preise von FAME sind, neben den anderen Produktionsfaktoren wie etwa der Raffination, dem Transport, diverser Hilfsstoffe und der Produktion selbst, stark vom Rohstoffpreis, also dem Preis von Pflanzenölen, abhängig (beispielhaft zu sehen in **Abbildung 9** für den Zeitraum 2014 bis 2018).

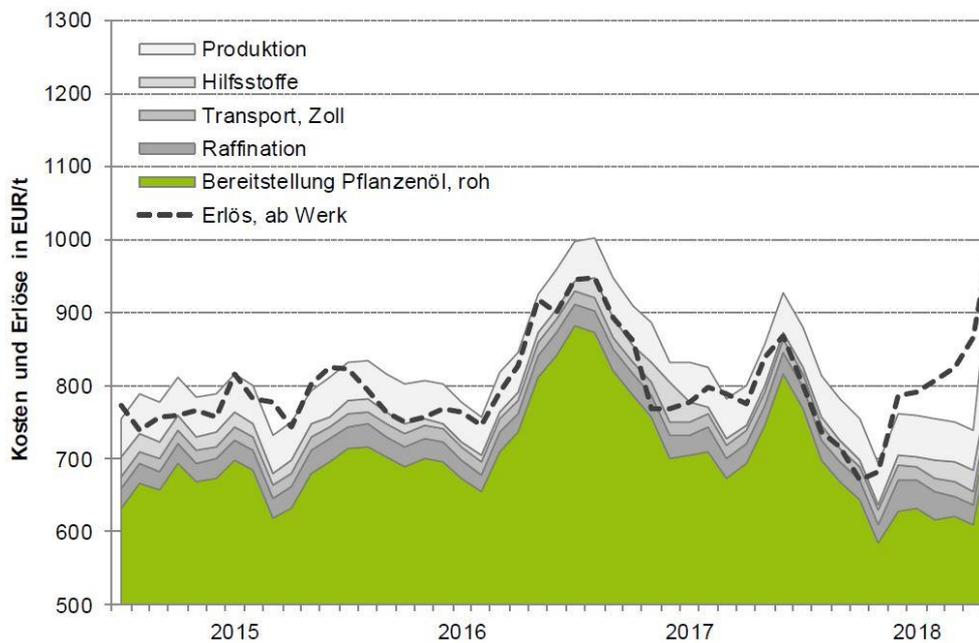


Abbildung 9: FAME-Produktion | Kosten und Erlöse von der FAME-Produktion; **Quelle:** DBFZ, 2019

3.6.3.4 HVO

Wie eingangs beschrieben kann HVO aus unterschiedlichsten Fetten und Ölen hergestellt werden. Die Literaturrecherche zeigt, dass derzeit in der Produktion insbesondere Palmöl, Palmölrückstände sowie Altfette und tierische Fette eingesetzt werden. Da die großtechnische Verwendung eine relativ neue Entwicklung darstellt und dadurch auch noch kein homogener Markt für HVO existiert, stellt sich entsprechend auch die Marktsituation als eher intransparent dar. S&P erhebt den Marktpreis als kalkulatorischen Wert aus bestehenden Produktkategorien. Als Inputmaterial wird UCO zusammen mit Wasserstoff angenommen, auf deren Preise ein fixer Kostenfaktor für die Raffination aufgeschlagen wird. Abzüglich der Preise der Nebenprodukte Propan und Naphtha ergibt sich der kalkulatorische Marktpreis von HVO. Die Entwicklung des HVO-Preises mit wesentlichen Marktentwicklungen ist in **Tabelle 1** dargestellt.

Tabelle 1: Berechnung des Marktpreises für HVO entsprechend der S&P Guideline; **Quelle:** S&P Global Platts, 2020

	Code
+ Used Cooking Oil CIF ARA	[AUCO400]
+ Hydrogen Netherlands SMR	[HXNMA00]
+ fixed renewable diesel refinery costs	
FOB ARA Propane	[PMAAS00]
- Naphtha CIF NWE cargoes	[PAAAL00]
= HVO	[HVNWD00]

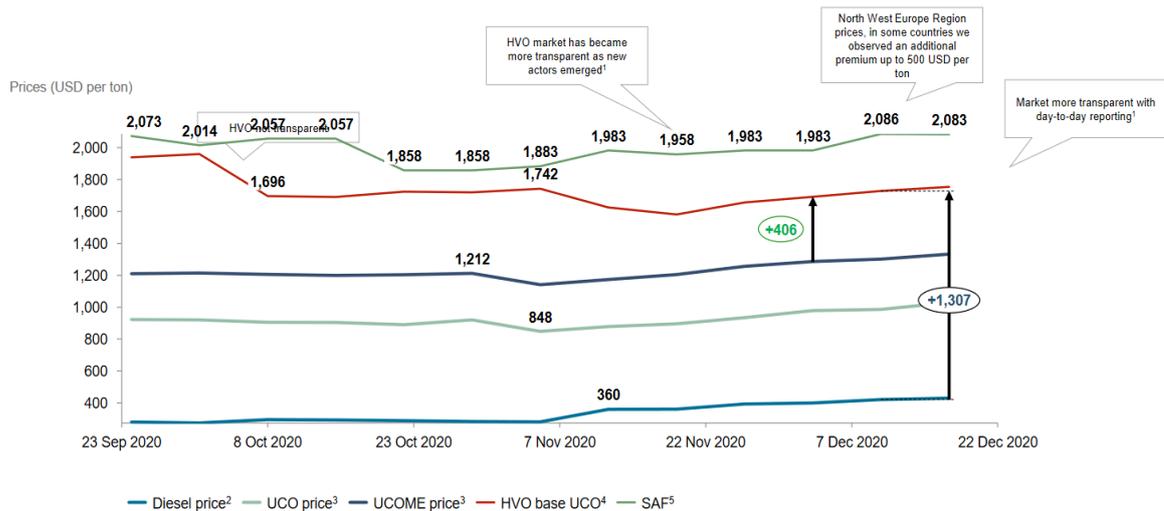


Abbildung 10: Marktpreisentwicklung von HVO, Zeitlicher Verlauf mit wichtigen Marktentwicklungen im Vergleich zu anderen biogenen Energieträgern und Diesel; **Quelle:** Greenea, 2021b

Da einerseits die Markttransparenz erst in Entwicklung ist und die Rohstoffbasis divers und quantitativ weitestgehend unbekannt ist, wird zur weiteren Betrachtung eine Preis-Bandbreite von 19-53 €/GJ aus der Literatur angenommen (DBFZ, 2019), wobei die experimentelle Herstellung von HVO aus Algen auf Grund des niedrigen Technologiereifegrad („Technology-Readiness-Level“ - TRL) ausgeklammert wird.

3.6.3.5 FT-Diesel

Hofbauer et al. (2020) kommen in der Studie "Reallabor zur Herstellung von Holzdiesel und Holzgas aus Biomasse und biogenen Reststoffen für die Land- und Forstwirtschaft" zum Schluss, dass die Holzdiesel-Produktionskosten in Abhängigkeit der Qualitätsklasse des eingesetzten Holzes bei 1,15 - 1,40 € pro L liegen würden, wenn die Technologie im 100MW Maßstab umgesetzt werden würde. Die angenommenen Holzpreise wurden in drei Qualitätsklassen mit 50, 75 und 100 €/t atro (frei Werk) festgesetzt¹³. Laut Holzmarktberichten der Österreichischen Landwirtschaftskammer (www.lko.at, abgefragt am 09.03.2021) wurden in den letzten Monaten Energieholz (Hackgut) AMM¹⁴, gehackt frei Werk, regional unterschiedlich von 50-60 €/AMM bis 70-86 €/AMM gehandelt. Der methodische Ansatz zur Abschätzung der Produktionskosten verfolgt die Unterteilung des Produktionsprozesses in zwei Abschnitte:

- Abschnitt 1: Biomasseaufbereitung, Gaserzeugung, Grobgasreinigung, den Abgasweg, sowie dafür notwendige Kosten
- Abschnitt 2: Feingasreinigung, Synthese, Produktgasaufbereitung

Die Investitionskosten der beiden Abschnitte wurden wegen ihrer unterschiedlichen technologischen Reife methodisch unterschiedlich abgeschätzt. Investitionskosten des Abschnitt 1 wurden durch die Methode des „Magnitude of Scale“ aus Investitionskosten von bestehenden Anlagen errechnet. Die Investitionskosten für Abschnitt 2 wurden mangels vorhandener großtechnischer Anlagen mit der Methode des „Cost-Scalings“ über die Kosten der Einzel-Anlagenkomponenten, multipliziert mit sog. Lang-Faktoren für fest-flüssig Prozessanlagen, abgeschätzt. Zur Evaluierung der Betriebsergebnisse der Prozessrouten wurde der („levelized cost of energy“) LCOE bzw. LCOP („levelized cost of product“) durch die Barwert-Methode errechnet. Während der LCOE die Investitionskosten zusammen mit den jährlichen Gesamtkosten auf die gesamte Produktmenge bezieht, werden für den LCOP Erlöse für Nebenprodukte der Holzdiesel-/gasproduktion (Naphtha, Wachs, Fernwärme) von den Kosten abgezogen und die verbleibenden Kosten nur auf das Hauptprodukt, also Holzdiesel/-gas, bezogen. Die Produktionsprozesse werden in verschiedene Varianten entsprechend der eingesetzten Technologie und der Verwertung von Verwertungspfaden unterschieden.

- Variante 1: Maximale Holzdiesel-Produktion mit SMDS-Verfahren
- Variante 2: Produktion von Holzdiesel, Naphtha und Wachs mittels eines Slurry-Reaktors. Die Hälfte des Wachses wird in einem weiteren Schritt zu Holzdiesel umgewandelt.
- Variante 3: Produktion von Holzdiesel, Naphtha und Wachs mittels eines Slurry-Reaktors. Kein Wachs wird zu Holzdiesel umgewandelt und alle Nebenprodukte unverändert verkauft

Abbildung 11 zeigt die LCOP für die einzelnen Holzdiesel-Produktionsvarianten im Vergleich mit fossilem Diesel. Im Falle des ersteren wurden 20 % MwSt. aufgeschlagen, während im zweiten Falle zusätzlich die Mineralölsteuer von 0,397 € pro L Diesel anfällt.

¹³ atro = "absolut trocken", d. h. Gewicht ohne Wasser

¹⁴ AMM: Atro-Tonne, mit Rinde geliefert, mit Rinde gemessen und verrechnet

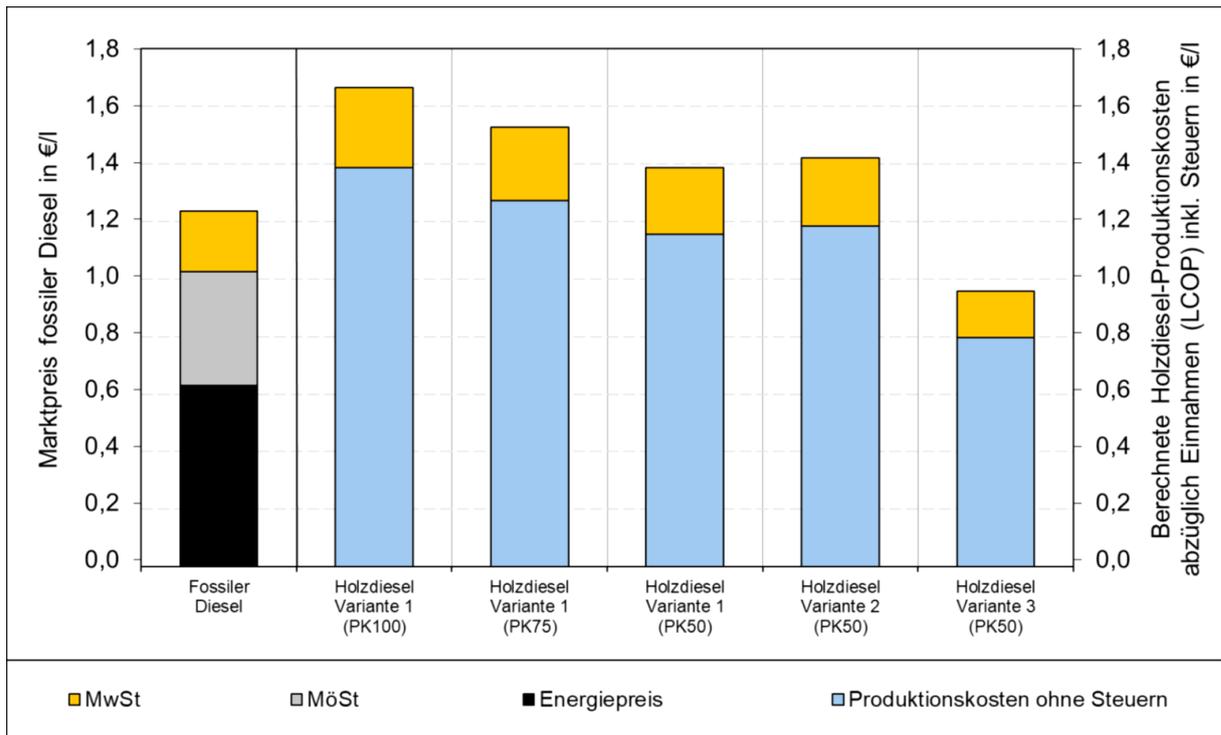


Abbildung 11: Markt- und Energiepreis fossiler Diesel | HolzdieSELproduktionskosten LCOP für die HolzdieSELproduktion im Vergleich mit fossilem Diesel; **Quelle:** Hofbauer et al., 2020

Es ist zu beachten, dass Variante 2 und 3 auf dem Markt für die Nebenprodukte aus der HolzdieSEL-Produktion aufbaut. Da diese Nebenprodukte starken Schwankungen unterliegen können, wie in **Abbildung 12** beispielhaft für Naphtha ersichtlich, unterliegen dadurch auch die LCOP entsprechenden Schwankungen, was eine entsprechende Preis-Betrachtung zusätzlich erschwert. Aus diesem Grund wird für die weitere Betrachtung ausschließlich Variante 1 herangezogen, weil dadurch die Einflüsse der schwankenden Preise für Nebenprodukte eliminiert werden können.

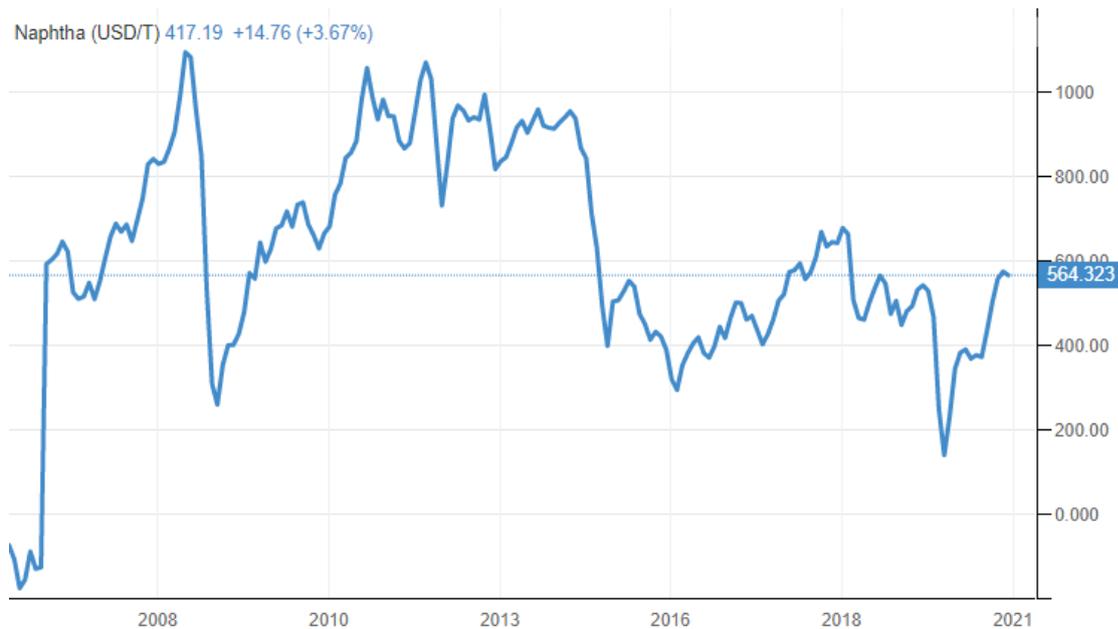


Abbildung 12: Marktpreisentwicklung von Naphtha, Entwicklung des Weltmarktpreises für in USD; **Quelle:** Trading economics, 2021

3.7 Erzeugungspfade strombasiert

Alternative Brennstoffe können aus Synthesegas synthetisch hergestellt werden. Bei strombasierten Erzeugungspfadern (PtL) wird ebenso wie bei biobasierten Entwicklungspfadern Kohlenstoff benötigt. Dieser kann entweder aus der Luft (atmosphärisches CO₂) oder aus bestehenden CO₂-reichen Abgasströmen abgeschieden werden. Wasserstoff wird elektrolytisch aus Wasser gewonnen.

3.7.1 Technologie und Rohstoffe

Die strombasierten Erzeugungspfade werden unter der Kategorie PtX zusammengefasst. Dies sind alle Produktions- bzw. Umwandlungsverfahren, welche aus elektrischer Energie chemische Energieträger erzeugen. **Abbildung 13** zeigt die möglichen Prozessketten mit den entsprechenden Produkten und möglichen Einsatzgebieten. Da der Gegenstand des Berichtes der Einsatz von grünen Ölen mit Heizöl-artigen Eigenschaften ist, kommt bzgl. der Power-to-Liquid-Prozessketten hauptsächlich die Fischer-Tropsch-Synthese in Frage. Diese beinhaltet die Synthese, das Hydro-Cracken, die Isomerisierung und Destillation.

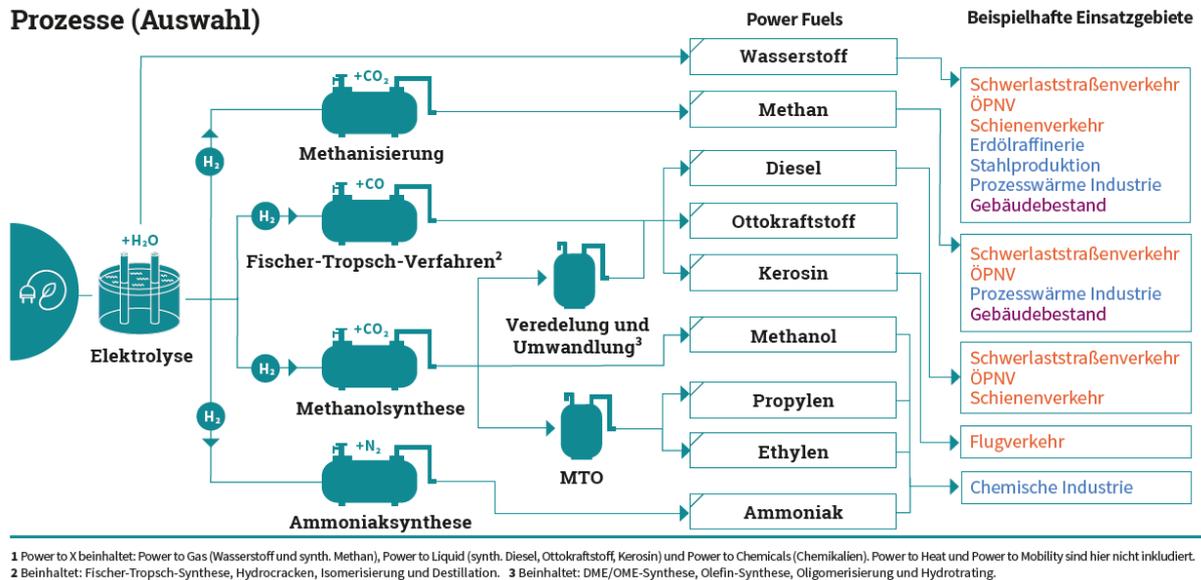


Abbildung 13: Mögliche Power-to-X Prozessketten für PtX-Energieträger; **Quelle:** dena, 2018

Rohstoffe für strombasierte Erzeugungspfade sind elektrischer Strom und Wasser als Basis für die Wasserstoffelektrolyse, sowie CO_2 aus der Luft bzw. aus Abgasströmen. Für die Elektrolyse stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung. Grundsätzlich kann diese mit Niedertemperaturverfahren (bis ca. 80°C) und Hochtemperaturverfahren (bis 1.000°C) durchgeführt werden. Zu Ersteren zählen die Alkalische Elektrolyse (AEC) und die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM-Elektrolyse proton exchange membrane electrolysis). Diese Technologien werden bereits kommerziell eingesetzt und sind Stand der Technik. Verfahren zur Hochtemperatorelektrolyse (SOEC - Ion-conducting solid oxid electrolysis) befinden sich noch im Entwicklungsstadium. Vorteile der SOEC-Elektrolyse sind vergleichsweise hohe Wirkungsgrade und ein potenziell geringerer Strombedarf, da ein Teil des Energiebedarfs durch Wärme gedeckt wird (Agora Verkehrswende et al., 2018).

Hochtemperatur-Elektrolyse wird in Europa in verschiedensten Pilot-Anlagen betrieben. Eine Auswahl an Projekten und Demonstrationsanlagen wird in **Kapitel 5.10 („Europäische und internationale Entwicklungen“)** gegeben.

Beispielhaft sei an dieser Stelle das Pilotprojekt „Innovative Flüssige Energie“ erwähnt: Gemeinsam mit der AVL List GmbH arbeitet das IWO (Institut für Raumwärme und Öltechnik) im Pilotprojekt „Innovation Flüssige Energie“ an der Errichtung einer Power-to-Liquid-Anlage in Österreich. Die Standortwahl erfolgt gemäß technischer Voraussetzungen und vorhandener Infrastrukturen (u.a. Verfügbarkeit von Erneuerbarem Strom, CO_2 -Quelle) und wird derzeit analysiert.¹⁵ Derzeit testet das IWO das Heizen mit alternativen, synthetisch hergestellten Flüssig-Brennstoffen aus erneuerbaren Quellen in sog. XtL-Pilotanlagen an verschiedenen Standorten in Österreich (Vorarlberg: Lustenau, Batschuns; Tirol: Telfs; Kärnten: Ferndorf; Steiermark: Graz, Hartberg, St. Ruprecht an der Raab; Oberösterreich: Kematen am Innbach, Pettenbach; Niederösterreich: Maria-Anzbach, Zwettl; Burgenland: Neudörfel). Ermittelt und dokumentiert werden hierbei die Luftschadstoffemissionen (CO und NO_x), Abgasverluste und die Betriebssicherheit gemeinsam mit den Betreibern der Pilotanlagen, dem Energiehandel zur Bereitstellung der XtL-Brennstoffe sowie der Kesselindustrie über zwei

¹⁵ <https://iwo-austria.at/innovation-fluessige-energie/>

Heizperioden hinweg. Wirtschaftspartner sind die Unternehmen Elco, Hoval, MOL, Olymp, Viessmann und Wolf.¹⁶ Beobachtungen aus dem Testbetrieb der Brennwertgeräte mit XtL am Standort Kärnten umfassen einen geringeren Pumpendruck (8 anstatt 12 bar), d. h. geringeren Brennstoffverbrauch, höhere Lebensdauer der Anlage, um 60 % geringere NO_x-Emissionen, einen um 73 % geringeren CO-Ausstoß und niedrigere Abgastemperaturen bei einem gesteigerten feuertechnischen Wirkungsgrad von bis zu 97 %.¹⁷ Der Anlagenbetrieb mit XtL hinsichtlich der Handhabung sei dabei vergleichbar mit gewöhnlichem Heizöl. Derzeit überwacht die IWO Österreich insgesamt 13 Anlagen, deren Betrieb sowohl privat, als auch teilweise gewerblich ist.

3.7.2 Wirkungsgrade

Die untenstehende Grafik beschreibt das Verhältnis von eingesetztem Energieaufwand (in MJ) pro hergestelltem MJ Brennstoff-Produkt basierend auf Literaturdaten. Die Werte größer eins bedeuten, dass im Vorfeld mehr Energie für die Produktion aufgewendet werden muss, als im Brennstoff-Produkt enthalten ist.

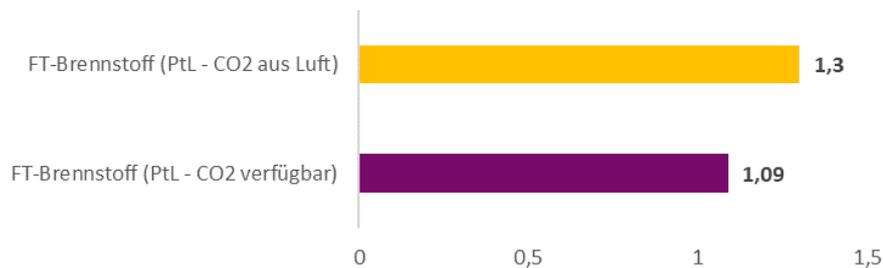


Abbildung 14: Energieaufwand strombasierter Erzeugungspfade in MJ / MJ Produkt; **Quelle:** Eigene Darstellung basierend auf Daten von Awgustow et al. (2017), Albrecht F.G. et al. (2017) und Zeman F. (2007)

Im Folgenden werden die Energieausbeuten in MJ (Produkt) je MJ Input angegeben:

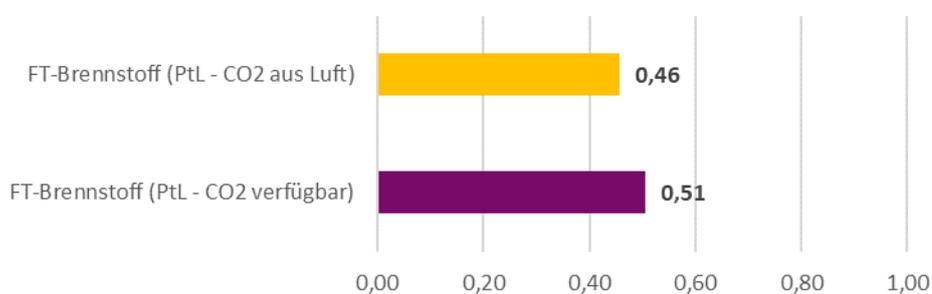


Abbildung 15: Energieausbeuten strombasierter Erzeugungspfade in MJ (Produkt) / je MJ Input; **Quelle:** Eigene Darstellung basierend auf Daten von Awgustow et al. (2017), Albrecht F.G. et al. (2017) und Zeman F. (2007)

Nachdem es sich bei Power-to-Liquid Prozessen in der Regel noch nicht um marktreife Anlagen handelt, welche im volkswirtschaftlich gesehen nennenswertem Ausmaß PtL-Kraft- oder Brennstoff produzieren, konnten zum Realbetrieb solcher Anlagen keine Daten gefunden werden. An dieser Stelle sei daher nochmals explizit darauf verwiesen, dass genannte Werte Literaturangaben sind und als "Größenordnung" zu verstehen sind. Je nach

¹⁶ <https://iwo-austria.at/xtl-pilotanlagen/>

¹⁷ <https://iwo-austria.at/blogs/xtl-heizanlagen-kaernten/>

Prozessparameter und Anlage können – analog zu den biobasierten Prozesspfaden – in konkreten Pilot- oder Demoanlagen selbstverständlich deutlich abweichende Werte auftreten.

Die 1-MW-Demoanlage der AVL List GmbH (siehe oben) soll eine der ersten und innovativsten Versuchsanlagen Europas für die industrielle Erzeugung von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen werden. In einer ersten Stufe wird Wasserstoff auf Basis des SOEC-Prozesses (Festoxidelektrolysezelle) mit einem Wirkungsgrad von über 80 % erzeugt, wobei parallel dazu CO₂ aus Industrieabgasen bzw. Biogas-/Biomasse-Anlagen abgeschieden wird. In einer zweiten Stufe werden die Komponenten H₂ und CO₂ einer Fischer-Tropsch-Syntheseanlage zur Herstellung unterschiedlich fraktionierter synthetischer Kraftstoffe zugeführt. In Summe sollen so 500 m³ Dieseläquivalent pro Jahr produziert werden. Die Produktion soll dabei ca. 20-30 % weniger Energieinput aus erneuerbaren Energieträgern benötigen. Die Aufnahme des Testbetriebes ist für das Jahr 2022 geplant.

3.7.3 Kosten heute und Ausblick

Für die Hydrolyse von Wasser wird elektrischer Strom benötigt. Dieser kann aus verschiedensten Quellen stammen, daher ist auch die Art der Stromerzeugung und deren Stromgestehungskosten entscheidend. Da fossile Energieträger durch PtL ersetzt werden sollen, kommen hierfür ausschließlich erneuerbare Energien in Frage. Die Gestehungskosten sind somit von den Strompreisen abhängig und dadurch findet auch der Einfluss des konkreten Strom-Mix Eingang. **Abbildung 16** zeigt die Abhängigkeit der spezifischen Produktionskosten von den Stromkosten am Beispiel des FT-Kraftstoffs aus PtL-Erzeugung. Neben dem Einfluss der Stromkosten ist auch der Einfluss der Volllaststunden und der CAPEX ersichtlich.

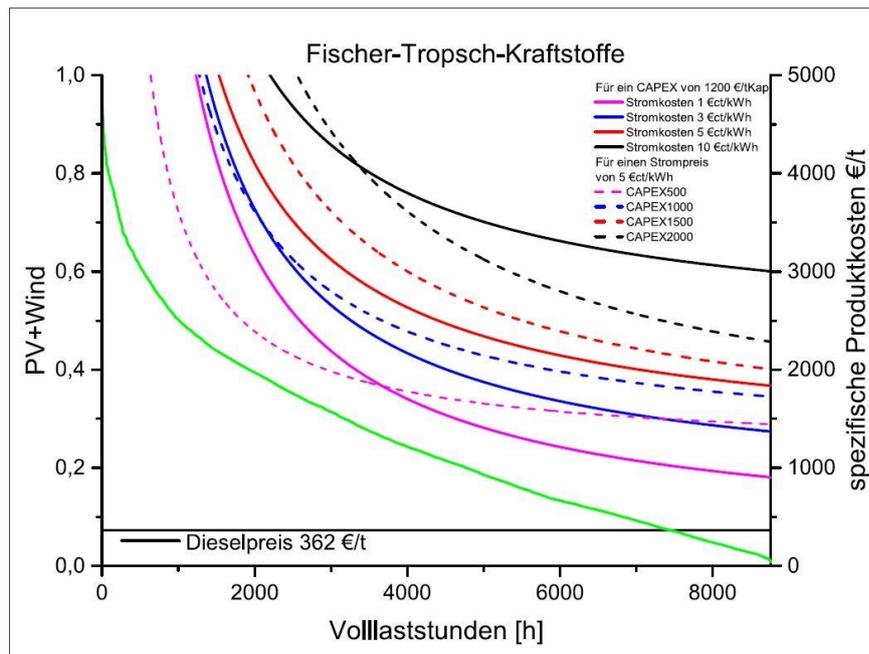


Abbildung 16: Fischer-Tropsch-Kraftstoffe | Spezifische Produktkosten, Abhängigkeit der spezifischen Produktionskosten von FT-Diesel aus dem PtL-Erzeugungspfad in Abhängigkeit zu den Volllaststunden, der Stromkosten, der entsprechenden Versorgung durch erneuerbare Energie (Wind & Photovoltaik) und den CAPEX; Quelle: DBFZ, 2019

Verschiedene Studien betrachten die Herstellungskosten von grünen Ölen unter bestimmten Annahmen, bzw. in verschiedenen Szenarien mit prognostizierter Kostenentwicklung bis 2050 (siehe **Abbildung 17**; Agora, 2018; MWV, 2018; VDA, 2017; Chalmers, IVL, 2017; FHG IWES, 2017). Während sich die Kostenentwicklung von fossilen Diesel um 0,5 € pro L bewegt liegt der aktuelle Preis von strombasierten, grünen Ölen bei allen Studien über 2 € pro L, wobei sich durch Skalierung der Produktion und Erhöhung des TRL die Herstellungskosten bis 2050 auf ein Niveau zwischen 0,75 € und 1,6 € pro L reduzieren.

Für die weiteren Betrachtungen betreffend PtL-Brennstoffe werden die Ergebnisse der Agora Studie „Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe“ (2018) verwendet, da sie die Bandbreite an Herstellungskosten am besten abdeckt.

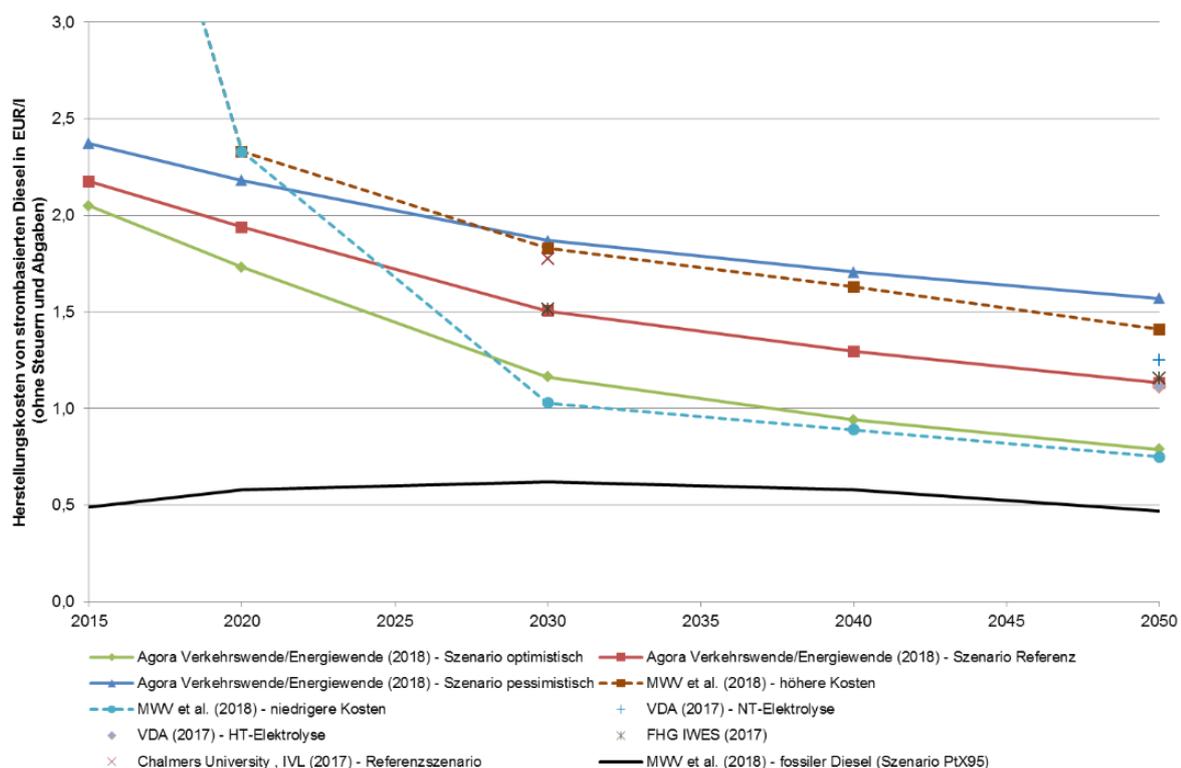


Abbildung 17: Vergleich der Herstellungskosten für strombasierten Diesel in verschiedenen Studien; **Quellen:** Agora 2018, MWV et al. 2018, VDA 2017, Chalmers University 2017, FHG IWES 2017

3.8 Eigenschaftsmatrix

Eigenschaften von Heizöl extra leicht (schwefelfrei) - Die Anforderungen und Prüfverfahren für Heizöl extra leicht (HEL) und Heizöl extra leicht – schwefelfrei, sind in der ÖNORM C 1109:2019-07 (Flüssige Brennstoffe – Heizöl extra leicht – Gasöl für Heizzwecke) festgelegt. Die beiden genannten Qualitäten unterscheiden sich lediglich im Gesamt-Schwefelgehalt. Heizöl extra leicht darf demnach zwischen 10 mg/kg bis maximal 1.000 mg/kg Gesamtschwefel aufweisen, HEL schwefelfrei hingegen bis maximal 10 mg/kg. Beide sind für den Betrieb in Verdampfungs- und Druckzerstäubungsbrennern geeignet. Bei Heizöl extra leicht schwefelfrei verweist die Norm auf Herstellerfreigaben für Ölbrenner. Außerdem wird bei bestimmten Anlagen auf Vorgaben lokaler Abwasserregelungen verwiesen (Kondensat bei Brennwertgeräten). Zur Unterscheidung von anderen Mineralölprodukten wird Heizöl extra leicht und Heizöl extra leicht schwefelfrei in Österreich rot eingefärbt.

Wiederaufbereitete Produkte wie z. B. Altölschnitte dürfen normgerechtem Heizöl nicht zugesetzt werden. Ebenso ist eine Zugabe von Pflanzenöl und/oder FAME laut Norm nicht zulässig. Da eine Vermischung aber in der Logistik nicht gänzlich auszuschließen ist, ist der höchstzulässige Volumenanteil von FAME auf 0,5 % begrenzt.

PME, FAME und UCOME könnten technisch gesehen als Brennstoff bzw. als Beimischungskomponente zu fossilem Heizöl verwendet werden. Insbesondere in Großfeuerungsanlagen zur Substitution von schwerem Heizöl ist aufgrund der geringeren Brennstoffanforderungen denkbar. Diese Systeme werden jedoch nicht im Raumwärmebereich eingesetzt und schon gar nicht in Einfamilienhäusern. Die Reinverwendung von 100 %-FAME in Heizungsanlagen ist dann zulässig, wenn diese Anlagen für den Betrieb mit FAME entwickelt wurden oder nachträglich umgerüstet wurden.

Gemäß ÖNORM C 1109:2019-07 dürfen Biomass-to-Liquid (BtL – wie auch andere Produkte der Fischer-Tropsch-Synthese wie z. B. Gas-to-Liquid, Coal-to-Liquid) und Hydrated Vegetable Oils (HVO) zugemischt werden. Außerdem ist eine Additivierung des Brennstoffs zur Qualitätsverbesserung zulässig, wenn diese Additive keine schädlichen Nebenwirkungen (z. B. Asche bildende Bestandteile) aufweisen. Insgesamt sind kohlenwasserstofflösliche Zusätze und solche zur Kennzeichnung mit maximal 1 Masse-% begrenzt. Zudem darf sich kein Wasser oder feste Fremdstoffe absetzen. Des Weiteren beschreibt die Norm, dass eine frostfreie Lagerung und Förderung vorzusehen ist, um eine störungsfreie Funktion der Feuerungsanlage sicherzustellen.

Heizöl extra leicht mit biogenen Komponenten ist in Österreich in der technischen Regel ONR 31115:2009 09 01 „Flüssige Brennstoffe – Heizöl extra leicht mit biogenen Komponenten – Mindestanforderungen“ beschrieben. Unterschiede in den Anforderungen zur ÖNORM C 1109:2019-07 betreffen den Brennwert, das Kälteverhalten (CFPP¹⁸), den Wassergehalt, das Siedeverhalten und den Gehalt an Fettsäuremethylester. Zusätzlich ist das Kälteverhalten CP („Cloud Point“ – Trübungspunkt, Eintrübung bei abnehmender Temperatur) und der Volumenanteil an biogenem Kohlenwasserstoff angeführt. Bei einer Verwendung von Heizöl extra leicht mit biogenen Komponenten ist auf eine Herstellerfreigabe für diesen Brennstoff zu achten.

Im Handel werden auch „Premium“-Heizöle angeboten, welche im Wesentlichen eine hochwertigere Additivierung zur weiteren Optimierung der Produkteigenschaften (z. B. Lagerstabilität, Geruchsreduktion, verringerte Ablagerungen) aufweisen.

Folgende tabellarische Übersicht (**Tabelle 2**) vergleicht exemplarisch die physikalisch-chemischen Eigenschaften unterschiedlicher Brennstoffe, welche potenziell als Substitut für Heizöl extra leicht (schwefelfrei) in Frage kommen, mit den Anforderungen der ÖNORM C 1109:2019-07 bzw. Dieselmotortreibstoff nach EN590.

Zu beachten ist, dass die Schmierfähigkeit durch den Zusatz von Additiven verbessert werden kann und der CFPP (cold filter plugging point) z. B. bei HVO durch den Grad der Isomerisierung eingestellt werden kann.

¹⁸ Cold Filter Plugging Point (CFPP): Maß für die Fließfähigkeit (Filtergängigkeit) eines Kraftstoffs, beschreibt das Kälteverhalten. Dieser wird als jene Temperatur angegeben, bei der ein Prüffilter unter definierten Bedingungen durch ausgefallene Paraffine verstopft. Durch Beimischung von Fließverbesserern (Additiven) kann sichergestellt werden, dass die normativen Vorgaben an den Brennstoff eingehalten werden

Tabelle 2: Vergleich der Eigenschaften von Brennstoffen. **Quellen:** Kaltschmitt „Energie aus Biomasse“, ÖNORM C 1109 (Heizöl EL & EL schwefelarm) und Diesel (EN 590), bzw. Neste Corporation, Renewable Diesel Handbook, Seite 25-29, 05/2016, Werte für Flammpunkt und Cetanzahl laut <https://www.tfz.bayern.de>; Heizwert lt. Plank et al (2017), http://www.auto-umwelt.at/kraftstoffe/ks_altern.htm, https://www.poel-tec.com/science/umruetzung_2.php und gemäß DIN 51605 für Rapsölkraftstoff

Eigenschaften	Heizöl extra leicht (schwefelfrei)	Diesel-kraftstoff EN 590	Green, Neste Renewable Diesel	Pyrolyseöl	Rapsöl	FT-Brenn-stoffe (BtL)	Fatty Acid Methylester (FAME)	Rapsöl-Methylester (RME)	HVO
Wassergehalt	max. 200 mg/kg	-	<200 mg/kg	15-30 Gew.-%	max. 750 mg/kg	-	-	-	7-15,3 mg/kg
Dichte bei 15 °C	max. 860 kg/m³	835 kg/m³	770-790 kg/m³	1,1-1,3 g/cm³	920 kg/m³	0,78 kg/L	885 kg/m³	0,86-0,90 g/cm³	775-785 kg/m³
Viskosität bei 20 °C	2,8 bis 6,0 mm²/s	3,5 mm²/s bei 40 °C	2,0-4,0 mm²/s	13-80 cSt bei 50°C	78,8 mm²/s bei 40°C 35,5 mm²/s	2,3 mm²/s bei 40°C	4,5 mm²/s bei 40 °C	3,5-5,0 mm²/s bei 40°C	2,854-3,100 mm²/s
Heiz-/Brennwert	min. 45,4 MJ/kg (Brennwert)	42,7-43,1 MJ/kg (Brennwert)	44 MJ/kg (Heizwert)	16-19 MJ/kg (Heizwert)	37,1 MJ/kg (Heizwert)	43,92 MJ/kg (Heizwert)	37,5 MJ/kg (Heizwert)	36,2 MJ/kg (Heizwert)	44-47 MJ/kg (46,9: Brennwert / 44: Heizwert)
Aschegehalt	max. 0,01 %	-	0,001 %	0,01-0,20 %	-	-	-	-	-
Flammpunkt	>55 °C	-	>61 °C	45-100 °C	230°C	88 °C	-	120-135°C	70,5-99 °C
Gesamtschwefel	max. 1000 mg/kg (bzw. max. 10mg/kg)	<10 mg/kg	<1 mg/kg	0,0-0,6 Gew.-%	max. 10 mg/kg	0 mg/kg	<10 mg/kg	max. 10 mg/kg	<10 mg/kg
Cetanzahl (Zündwilligkeit)	-	53	88	-	44	70-94	51	50	80-99
Siedeverhalten bei 350 °C	min. 90 %	-	-	-	-	-	-	-	>98 %-Vol.
Schmierfähigkeit	max. 460 µm	<460 µm	<460 µm	-	-	-	<460 µm	-	234-460 µm
Gesamtverschmutzung	max. 24 mg/kg	-	<10 mg/kg	-	max. 24 mg/kg	-	-	-	<1 mg/kg
Cold filter plugging point (CFPP)	max. -8 °C	-5 °C	-5 bis -34°C	-	-	-	-5 °C	-	-5 bis -25 °C

Die exemplarisch angeführten Eigenschaften alternativer Brennstoffe zeigen, dass die in der ÖNORM C 1109:2019-07 geforderten Werte für Heizöl EL in der Regel nicht erfüllt werden. An dieser Stelle sei ausdrücklich erwähnt, dass die Zusammenstellung auf einer Literaturrecherche mit Stand März 2021 handelt und keinesfalls Anspruch auf Vollständigkeit erhebt. Besonders für Power-to-Liquid (PtL), Biomass-to-Liquid (BtL) bzw. Power and Biomass-to-Liquid (PBtL) waren keine detaillierten Werte für den Einsatz in Ölbrennern zu finden, da die Produktionsanlagen meist im Pilot- bzw. Demo-Stadium betrieben werden (**siehe Kapitel 5.10**), bzw. auf die Produktion von Kraftstoffen für den Verkehrssektor abzielen.

Der Einsatz von HVOs in Ölbrennern ist jedoch verhältnismäßig gut erforscht: Im Rahmen eines Forschungsprojekts der Deutschen Wissenschaftlichen Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V. (DGMK) wurde u.a. die Einsetzbarkeit von hydriertem Pflanzenöl (HVO) als Beimischkomponente für schwefelarmes Heizöl EL in Langzeitversuchen mit Heizölbrennersystemen (Brennwert, Stand der Technik) untersucht. Zum Einsatz kamen Ölbrenner mit einer Leistung von 18 kW_{th}, die für mindestens 500 Stunden betrieben wurden. Mittels verbrennungstechnischen Untersuchungen konnte die *„prinzipielle Einsetzbarkeit ausgewählter Brennstoffblends mit isomerisiertem HVO in marktüblichen Heizölbrennersystemen gezeigt werden“*. (Feldhoff et al., 2016, Seite 2). Neben Leistungsmessungen wurden auch Emissionsmessungen vorgenommen. Sämtliche Emissionen lagen dabei deutlich unter den vorgeschriebenen Grenzwerten für CO, NO_x, CO₂, O₂ und Ruß. Eine visuelle Untersuchung der eingesetzten Komponenten (Pumpen, Düsen, Mischeinrichtungen, Kessel) zeigte, dass insbesondere Ablagerungen an der Heizöldüse bzw. an Pumpenfiltern gefunden wurden. Eine ausreichende Untersuchung der Ursachen dafür war jedoch im Rahmen des Forschungsprojekts nicht möglich. Die Vorteile von HVO sind insbesondere der hohe Heizwert, die Schwefelfreiheit und der Umstand, dass durch den Grad der Isometrisierung Brennstoffe für sehr niedrige Temperaturen hergestellt werden können. Zudem wurden die Lagerstabilität bzw. die Alterungsbeständigkeit ausgewählter Brennstoffmischungen („Blends“) untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass Brennstoffblends mit isomerisiertem und nicht-isomerisiertem HVO als einzige Bio-Komponente sehr lagerstabil sind (Feldhoff et al., 2016).

3.9 Herstellerfreigaben

Im Rahmen des Projekts wurde – ausgehend von den Mitgliedern des Instituts für Wärme und Öltechnik (IWO)¹⁹ – recherchiert, inwieweit Herstellerfreigaben für alternative Heizöle bis dato vorliegen. Diese werden benötigt, um die Verwendung und den bedenkenlosen Einsatz unter Beibehaltung der Funktion der Heiz- und Brenngeräte ohne Einschränkungen oder Geräteschäden garantieren zu können. Herstellerfreigaben führender Gerätehersteller (Raumwärme, aber auch industrielle Anwendungen bzw. Notstromaggregate) wurden recherchiert und exemplarisch aufgelistet. Hierbei sind individuelle Einschränkungen und Mindestanforderungen bezüglich der Flammpunkte, Schmierfähigkeit, Schwefelgehalte oder anderer Eigenschaften der Brennstoffe zu beachten (baureihen- und anwendungsspezifisch). Zusätze (Additive) werden vor allem für die Steigerung der entsprechenden Schlüsselspezifikationen für Heizöl EL und Non-road-Kraftstoffe erwogen und gesondert angegeben.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass individuelle Herstellerfreigaben zumeist gemäß länderspezifischer Normen erteilt werden. Heizöle werden dabei durch die neuesten Versionen der DIN 51603-1 (Deutschland), ÖNORM C 1109 (Österreich) und SNV 181160-2 (Schweiz) für flüssige Brennstoffe geregelt, wobei sich Empfehlungen von grünen Ölen hauptsächlich auf Beimischungen von Fettsäuremethylester (FAME) mit Volumenanteilen zwischen 10 % und 20 % beschränken. Insbesondere bei FAME zeigt sich, dass die veresterten Fettsäuren nicht im vergleichbaren Maße wie rein mineralölbasierte Brennstoffe lagerfähig sind.

¹⁹ <https://iwo-austria.at/iwo-mitgliedschaft/> (Stand März 2021)

FAME altert schneller, d. h. die Schmierfähigkeit ist vermindert, die Oxidationsstabilität verringert sich, und hohe Wassergehalte begünstigen den mikrobiellen Befall.

Auch aufgrund der Lösungsmittelwirkung von FAME können Ablagerungen gelöst werden und es kann zu vermehrten Rückständen im Tank sowie in Leitungen kommen. Aus diesen Gründen sind maximale FAME-Anteile auf 20 % begrenzt.

Tabelle 3: Ölbrenner für Haushalte - Exemplarischer Überblick diverser exemplarischer Herstellerfreigaben von alternativen Heizölen bzw. Beimischungen (Biobrennstoffe) gemäß länderspezifischer Normen: DIN SPEC (Deutschland), ÖNORM (Österreich), SNV (Schweiz) oder EU-Normen (EN). Kein Anspruch auf Vollständigkeit;

Quellen: Bosch Thermotechnik GmbH Öl-Brennwertkessel Olio Condens 7000F Installationsanleitung, 02/2017, S. 50, August Brötje GmbH – Heizöl EL schwefelarm, Hinweise und Empfehlungen für den Einsatz in Ölheizungen, IWO, 07/2014, Hoval UltraÖl S. 16-80 Öl-Brennwertkessel Produktbeschreibung, 04/2018, S. 1-17, DIN EN 14213:2003-11 Heizöle - Fettsäure-Methylester (FAME) - Anforderungen und Prüfverfahren; EN 14213:2003, Vaillant GmbH - VKO 156/3-7; VKO 256/3-7 icoVIT exklusiv Installationsanleitung, 11/2013, S. 7-8

Hersteller	Brennstofffreigabe	Anmerkungen / Einschränkungen	Gemäß (NORM)	Monat / Jahr
Bosch AG Thermotechnik	Heizöl EL Bio 10, EL Standard	10 % Bioanteil, kinematische Viskosität $\leq 6 \text{ mm}^2/\text{s}$ bei 20°C	DIN 51603-1, DIN SPEC 51603-6	02/2017
Brötje GmbH	Heizöl EL Bio 10, Heizöl EL schwefelarm, Premiumheizöl	10 % Bioanteil (ohne weitere Spezifikation)	DIN 51603-1, DIN SPEC 51603-6	07/2014
Hoval GmbH	Heizöl EL Bio 10, Heizöl EL schwefelarm / schwefelfrei	Beimischung von 10 % FAME, Schwefelgehalt < 50 ppm	ÖNORM C 1109, EN 14213	04/2018
Vaillant Group Austria	Heizöl EL A Bio 20, Heizöl EL schwefelarm, Heizöl EL Standard	Bis zu 5 % Rapsöl bzw. 20 % FAME	DIN V 51603-6, ÖNORM C 1109, EN 14213-11	11/2013
Viessmann GesmbH	Heizöl EL A Bio 10, Heizöl EL schwefelarm	Bis zu 10 % Biokomponenten (FAME)	DIN 51603-6	09/2016
Wolf Klima- und Heiztechnik	Heizöl EL A Bio 10, Heizöl EL schwefelarm, EL Standard	10 % FAME, Öl Brennwertgeräte für Einfamilienhäuser und Gewerbe	DIN V 51603-6, EN 14213	07/2017

Tabelle 4: Motoren und Aggregate - Exemplarischer Überblick diverser exemplarischer Herstellerfreigaben von alternativen Heizölen bzw. Beimischungen (Biobrennstoffe) gemäß länderspezifischer Normen: DIN SPEC (Deutschland), ÖNORM (Österreich), SNV (Schweiz) oder EU-Normen (EN). Kein Anspruch auf Vollständigkeit;
Quellen: DEUTZ Rundschreiben TR 0199-99-01126/5 (Notstromaggregate) und TR 0199-99-01218/2 (Kraftstoffe), Baurreihenbezogene Kraftstofffreigaben für MTU-Motoren, A001061/38D 2018-03, S. 58-62, FPT Product Info PI 002 PG 15 Heating Poil usage for FPT Power Generation engines with emission Norm up to Stage IIIA, VOLVO Penta Service Bulletin „Diesel Fuel Quality and Function for Industrial Engines“ 18-8-8 Version 3, 25.05.2014

Hersteller	Brennstofffreigabe	Anmerkungen / Einschränkungen	Gemäß (NORM)	Monat / Jahr
DEUTZ	Heizöl EL schwefelarm / schwefelfrei	Notstromaggregate: ausschließlich Biodieselfreie Brennstoffe	DIN 51603-1, ÖNORM C 1109, SNV 181160-2	02/2015
MTU Motoren	Heizöl EL Standard / schwefelarm	Cetanzahl min. 42-45, Schmierfähigkeit max. 520 µm, Schwefelgehalt max. 15 mg/kg	DIN 51603-1, ÖNORM C 1109, SNV 181160-2	03/2018
FPT Powertrain Technologies	Heizöl EL Standard / schwefelarm	Cetanzahl min. 45-51, Schwefelgehalt <500 ppm, Kraftstoffdichte 810-850 kg/m ³	DIN 51603-1, ÖNORM C 1109, SNV 181160-2	-
VOLVO	Heizöl EL schwefelarm / schwefelfrei	„Öko“ schwefelfrei (ohne weitere Spezifikationen)	DIN 51603-1, ÖNORM C 1109, SNV 181160-2	05/2014

3.10 Europäische und internationale Entwicklungen

Beschreibung und Darstellung europäischer und internationaler Entwicklungen für HVO, FAME, UCO/UCOME und Power-to-Liquid bzw. Biomass-to-Liquid.

3.10.1 Hydrogenated oder Hydrotreated Vegetable Oils (HVO)

Eine Internetrecherche von HVO-Anlagen in Europa zeigte, dass die Produktionskapazität ca. 3,5 Mio. t pro Jahr betragen dürfte. Diese Angaben decken sich mit den Zahlen, die auf der Webseite der IEA (www.iea.org) für 2020 publiziert werden. Greenea (2021b) gehen allerdings davon aus, dass die weltweite Produktionskapazität für HVO bis 2025 massiv gesteigert wird (auf 11,3 Mio. t in Europa, 12,6 Mio. t in Nordamerika, 3,9 Mio. t in Südost-Asien, 1,1 Mio. t in Ostasien und 0,77 Mio. t in Südamerika; **siehe Abbildung 18**).

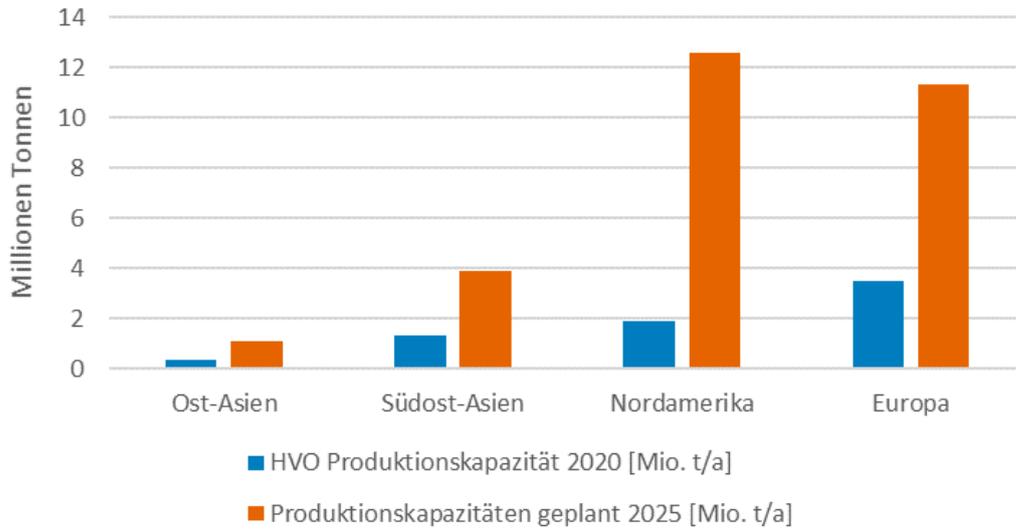


Abbildung 18: Weltweite Produktionskapazität für Hydrierte Pflanzenöle (HVO) 2020-2025; **Quelle:** Eigene Darstellung auf Basis von Daten von Greenea (2021)

Global soll die Produktionskapazität von Hydrierten Pflanzenölen somit von derzeit 7 Mio. t auf fast 30 Mio. t im Jahr 2025 steigen. Die IEA sieht zwar ebenfalls einen Anstieg, jedoch „lediglich“ eine Verdoppelung. Im Jahr 2019 wurden in der EU 15,9 PJ (HVO und Biodiesel) basierend auf Palmölprodukten, eingesetzt. Das sind 35,7 % des gesamten Einsatzes von Biokraftstoffen zweiter Generation (Greenea, 2021b).

3.10.1.1 Fettsäuremethylester (FAME)

Bei der Produktion von Fettsäuremethylester ist die Europäische Union mit großem Abstand führend. Im Jahr 2019 wurden in der EU (28) rund 11,9 Mio. t FAME produziert, das entspricht etwas mehr als einem Drittel der Weltproduktion.

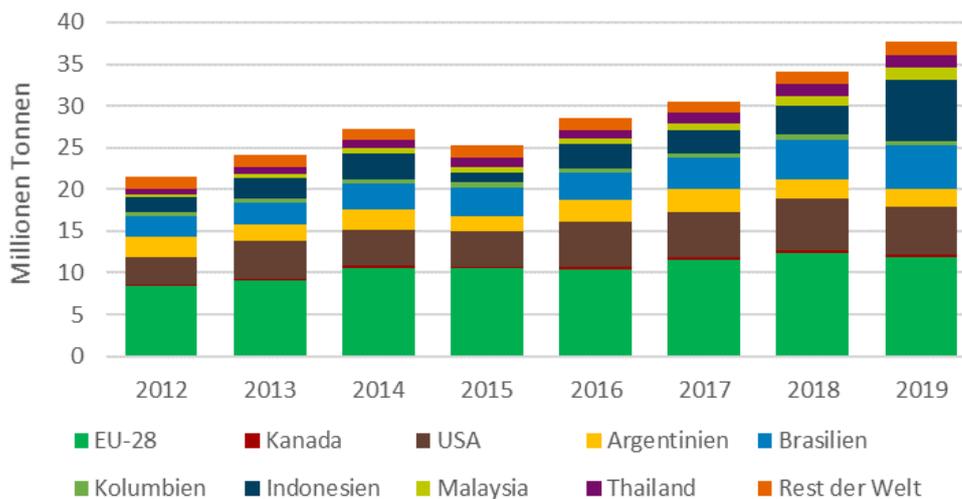


Abbildung 19: Globale Produktion an FAME (Biodiesel); **Quelle:** Eigene Darstellung auf Basis von Daten der UFOP (2020)

In der Europäischen Union sind v.a. Deutschland und Frankreich bedeutende Produktionsländer von FAME. Im Jahr 2019 produzierten sie etwa 45 % der EU-27 Gesamtproduktion (11,8 Mio. t).

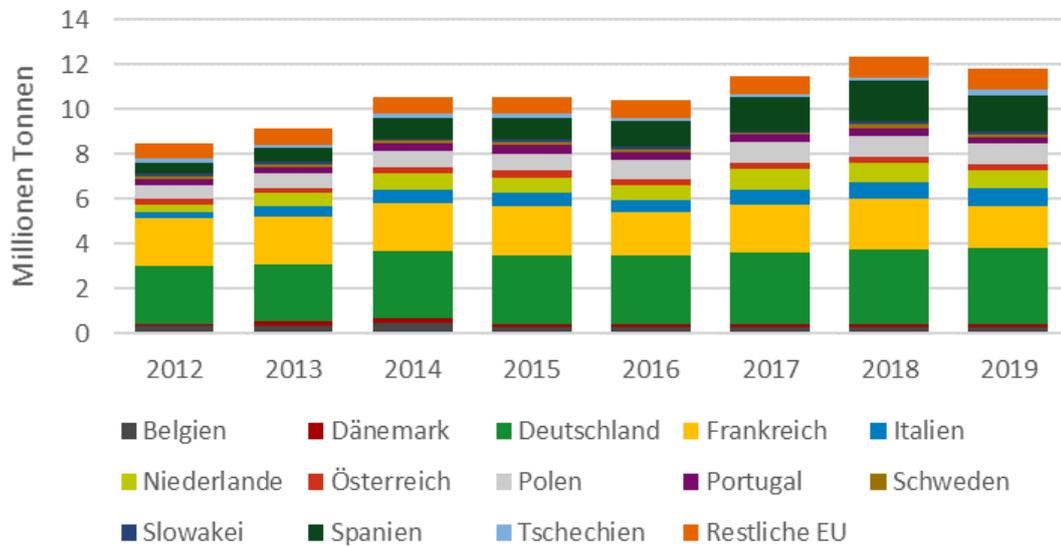


Abbildung 20: FAME-Produktion in der EU-27; **Quelle:** Eigene Darstellung auf Basis von Daten der UFOP (2020)

Die Produktion von Pflanzenölkraftstoff bzw. –Brennstoff wird an dieser Stelle nicht explizit angeführt, da die Pflanzenölmengen teilweise in die FAME-Produktion gehen und die Verwendung als Brenn- oder Kraftstoff auf globaler Ebene aufgrund fehlender Daten nicht extra ausgewiesen werden kann. Die Literaturrecherche ergab, dass die direkte Verwendung von Pflanzenöl als Brennstoff oder Kraftstoff weltweit eher ein Nischenthema sein dürfte. Die folgende **Abbildung 21** zeigt die globale Produktion der wichtigsten Pflanzenöle. Deutlich erkennbar ist der Anstieg bei der Palmölproduktion von 44 Mio. t im Jahr 2009 auf beinahe 72 Mio. t 2018.

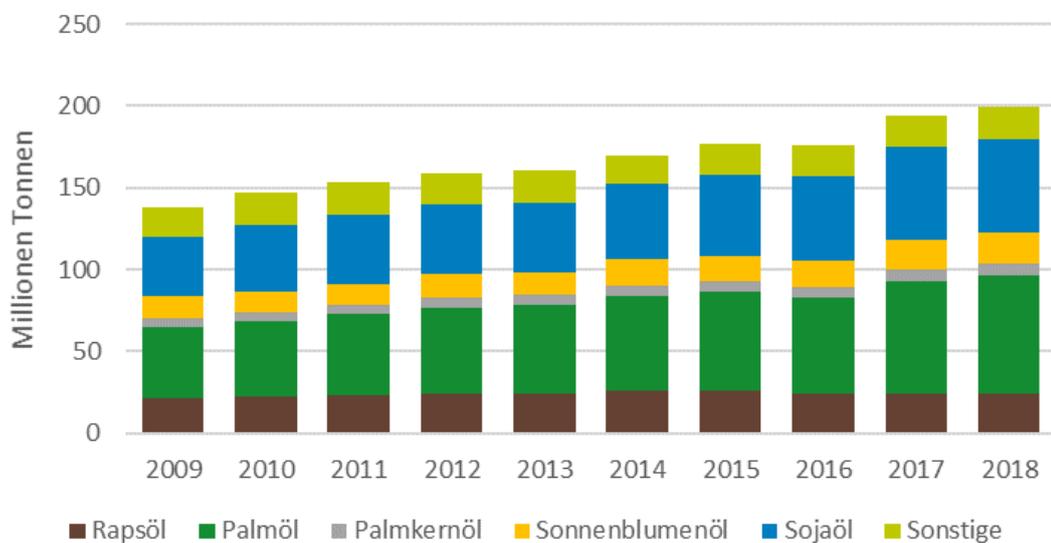


Abbildung 21: Globale Produktion von Pflanzenölen (alle Verwendungen); **Quelle:** Eigene Darstellung auf Basis von Daten der FAO (www.fao.org/faostat)

3.10.1.2 UCO/UCOME

Laut Daten von Greenea (2021) wurden im Jahr 2019 in der EU-27 rund 1,1 Mio. t Altspeiseöl (UCO) gesammelt. Während die Zunahme der Sammelmengen seit 2015 um 5 % stieg, wuchsen die Importe im gleichen Zeitraum um 10 %. Absolut gesehen wurden 1,4 Mio. t Altspeiseöle in die EU-27 importiert. Führend dabei war Südost-Asien mit 482.000 t, gefolgt von Ost-Asien mit 374.000 t und dem Mittleren Osten mit 133.000 t. Veränderungen in den Mengenströmen beim Altspeiseöl gab es v.a. im Handel mit China: Die Importe verringerten sich um 43 % (von 481.000 t auf 274.000 t). Grund ist, dass China vermehrt UCOME (d. h. verestertes Altspeiseöl) bzw. HVO als höherwertigere Produkte exportiert.

3.10.1.3 Power to Liquid (PtL) und Biomass to Liquid (BtL)

Anlagen zur Erzeugung von PtL-Kraft- bzw. Brennstoff stehen erst am Anfang ihrer Realisierung, mit mehreren Demonstrations- und Pilotanlagen in Bau und Betrieb im Europäischen Raum, allem voran in Deutschland. Nachfolgend werden exemplarisch einige Anlagen und Forschungsprojekte näher vorgestellt, um einen Überblick über den Status-Quo dieser Technologien zu ermöglichen:

2020 wurde in Mitteldeutschland eine Anlage zur Herstellung von synthetischem Methanol im Rahmen des Projektes „E-CO2MET“ errichtet und in Kooperation mit dem Energiekonzern Total sowie dem Dresdner Unternehmen SunFire zur Produktion von synthetischem Methanol betrieben.²⁰ Zunächst soll dazu grüner Wasserstoff als Ausgangsstoff hergestellt und in der anschließenden Katalyse, mit einem Wirkungsgrad von >80 %, effizient zu Methanol umgewandelt werden. Dabei wird industrielle Abwärme zusätzlich zur Senkung des Ökostrombedarfs verwendet. Eine kommerzielle PtL-Anlage zur Erzeugung von Methanol wird bereits in Island betrieben. Das Unternehmen SunFire²¹ produziert seit vier Jahren grünes Öl, Diesel und Kerosin aus Strom, Wasser und Kohlendioxid mittels einer Kombination aus Elektrolyse und Synthese in einer PtL-Pilotanlage für Mitteldestillate.

Um Dieselsubstitute für den Verkehr testen zu können, wird im Verbundvorhaben „E2Fuels“ der Stadtwerke Haßfurt strombasierte, erneuerbare Kraftstoffe wie u.a. Methanol und Oxymethylenether (OME) für die energetische Nutzung in verschiedenen Verkehrsbereichen (Pkw, Lkw, Schiffsmotoren) und stationären Großmotoren betrachtet.²² Zentrales Thema des Forschungsvorhabens ist auch die Analyse der Systemdienlichkeit von PtL-Anlagen. Zur Kopplung des Strom- und Verkehrssektors sollen insbesondere aus fluktuierend eingespeistem erneuerbarem Strom, Kraftstoffe gewonnen werden. Auch das Forschungsprojekt „KEROSyn100“ stellt ein anwendungsorientiertes Power-to-Jet Beispiel für die Sektorkopplung von Strom und Mobilität dar.²³ Mit Hilfe von überschüssiger Windenergie aus lokalen Gemeinden soll synthetisches Kerosin aus Methanol hergestellt und per Pipeline zum Flughafen Hamburg-Fuhlsbüttel transportiert und dort direkt zur Betankung von Passagierflugzeugen genutzt werden. Das Forschungsprojekt wird eine Demonstrationsanlage am Standort der Raffinerie Heide unter Förderung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie erarbeiten.

Der südbadisch-schweizerische Energieversorger Energiedienst plant gemeinsam mit Audi und der INERATEC GmbH (Spin-off des Karlsruher Instituts für Technologie KIT) eine mobile PtL-Pilotanlage zur Erzeugung von klimaneutralen E-Fuel Kraftstoffen (synthetischer Diesel) mittels Elektrolyse, unter Verwendung des selbst produzierten Ökostroms am Wasserkraftwerk Laufenburg in der Schweiz. Die Mikroverfahrenstechnik zur

²⁰ <https://de.calameo.com/communication-total-rd-raffinage-chimie/read/0061201887269c6277e89>

²¹ Das Unternehmen SunFire ist auch in ein Projekt zur Hochtemperaturelektrolyse am Kraftwerksstandort Mellach, Stmk., beteiligt

²² <https://www.mw.tum.de/es/forschung/projekte/e2fuels/>

²³ <http://kerosyn100.de/>

Kraftstoff-Synthese aus Wasserstoff und CO₂ biogener Anlagen, wird dabei kompakt in einem Schiffscontainer installiert. Zudem wird im Rahmen der deutschen Förderinitiative „Energiewende im Verkehr“²⁴ ein weiteres Verbundvorhaben „PowerFuel“ unter Beteiligung des KIT und INERATEC zur Produktion von synthetischem Kerosin auf Basis erneuerbarer Energien erforscht, um zukünftig 200-300 L pro Tag zu produzieren.²⁵ Die PtL-Anlage im Pilotmaßstab besteht aus einem Polymer Electrolyte Membrane PEM-Elektrolyseur zur Wasserstoffproduktion und einer Direct-Air-Capture-Anlage zur Abtrennung von Kohlendioxid aus der Luft und Produktion von Synthesegas, welches in einem Fischer-Tropsch-Reaktor schließlich zu flüssigen Kohlenwasserstoffen umgewandelt wird. Parallel zum Betrieb der Jet-Fuel-Synthese-Anlage führt das Unternehmen Siemens, Bauhaus Luftfahrt e.V., das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) sowie die TU Hamburg Energie-systemanalysen und Strommarktmodellsimulationen zur Einbringung der erzeugten synthetischen Kraftstoffe in den Markt durch.

Eine sog. „P2X“-Versuchsanlage bietet eine Containerlösung zur Produktion von „grünem Kraftstoff“ auf Basis der Climeworks-Technik (ETH Zürich Spin-off) in hochkompakter Bündelung aller Prozessschritte zur Gewinnung von Kohlenwasserstoffketten aus den Gasgemischen nach Spaltung von Kohlendioxid und Wasserdampf. Ein KIT-SunFire-Modul spaltet langkettige Kohlenwasserstoffe in einem letzten Schritt zur Herstellung von Benzin, Kerosin und Diesel auf. Die Versuchsanlage soll zunächst 200 l pro Tag und anschließend im vorindustriellen Stadium täglich bereits zwischen 1500 und 2000 L Kraftstoff produzieren.²⁶ Diese modularen Anlagen sollen zukünftig dezentral überall dort aufgestellt und zur Kraftstoffproduktion benutzt werden, wo Wind-, Solar- oder Wasserkraft direkt verfügbar ist.

Bei der Südzucker Group wird z. B. an der Methanolsynthese geforscht: Das bei der Bioethanolproduktion anfallende CO₂ soll zur Methanolsynthese genutzt werden, welches wiederum zur Biodieselerzeugung verwendet werden kann oder als Beimischungskomponente. Die Projektidee umfasst einen 6-MW-Elektrolyseur im kommerziellen Maßstab. Eine Demonstrationsanlage würde bereits 6.600 t CO₂ verbrauchen und 4.800 t Methanol pro Jahr erzeugen.²⁷

Das Forschungsprojekt „NAMOSYN“ - Nachhaltige Mobilität durch synthetische Kraftstoffe, fokussiert die nachhaltige Kraftstoffherzeugung für Schiffs- und LKW-Diesel- und Ottomotoren in Kooperation mit Industrieunternehmen (u.a. BASF, Bosch, BP, BMW, Audi), Forschungseinrichtungen (u.a. DBFZ, FKFS), Universitäten (u.a. TU Darmstadt, TU München, KIT), DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. und Fraunhofer-Instituten (ICT, ISE) im Zeitraum von 2019 bis 2022 mit einem Budget von etwa € 20 Mio. Hierbei soll Wasserstoff aus der Wasserelektrolyse aus erneuerbaren Energien hergestellt, und mit CO₂ zur Synthese von Oxymethylenether (OME) genutzt werden. In den Forschungsclustern des NAMOSYN-Projektes²⁸ arbeitet das Fraunhofer ISE an der Prozessentwicklung zur Herstellung der OME im Maßstab von bis zu mehreren Millionen t pro Jahr. Parallel dazu wird die Verwendung und Kompatibilität der OME mit Verbrennungsmotoren im Labor und in der Praxis sowie ökologische und soziale Aspekte (LCA, Systemanalyse, Prozesssimulation etc.) untersucht.

„HyCO2“ - Flüssige Energieträger, Chemikalien und Kraftstoffe aus CO₂ und H₂²⁹ ist ein abgeschlossenes Forschungsprojekt (2015-2018) zur effizienten Methanolsynthese aus erneuerbaren Energien und biogenem CO₂

²⁴ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – Programmübergreifende Förderinitiative „Energiewende im Verkehr: Sektorkopplung durch die Nutzung strombasierter Kraftstoffe“, Bundesanzeiger, AT 27.02.2017 B1

²⁵ <https://www.tuhh.de/iue/forschung/projekte/powerfuel.html>

²⁶ https://www.kit.edu/kat/pi_2019_107_kohlendioxidneutrale-kraftstoffe-aus-luft-und-strom.php

²⁷ Kraftstoffe der Zukunft, 14. Internationalen Fachkongress für erneuerbare Mobilität, bioenergy2020+, 05/2017

²⁸ <http://namosyn.de/>

²⁹ <https://www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/hyco2.html>

aus Bioraffinerien zur Herstellung von Bioethanol. Die Methanolsynthese wird derzeit im Rahmen von industriellen Power-to-Liquid-Prozessen in einer Scale-Down Miniplant-Anlage am Fraunhofer ISE in Kooperation mit Clariant, CropEnergies AG (Südzucker-Group) sowie Thyssen Krupp Industrial Solutions AG, gefördert von DECHEMA e.V., hinsichtlich der Anforderung an Katalysatoren und der Prozessoptimierung betrachtet: „Power-to-Methanol – Grünes Methanol“.³⁰ Methanol als Plattformprodukt für die Herstellung von nachhaltigen Brennstoffen wie Dimethylether (DME) und höheren Oxymethylenethern (OME) gilt mit einer Jahresproduktion von über 100 Mio. t zu den wichtigsten Basischemikalien weltweit.

„ISystem4EFuel“ ist ein aktuelles Verbundprojekt zur Untersuchung intelligenter Systeme zum Einsatz strombasierter Kraftstoffe³¹, u.a. Potentialerhebung vernetzter Subsysteme für Großmotoren zur Untersuchung von Kraftstoffgemischen hinsichtlich des Einspritz-, Motoren-, Emissionsverhaltens und der Multi-Fuel-Fähigkeit von E-Fuels, insbesondere von HVO-, Oxymethylenether OME-Gemischen sowie paraffinischer Diesel hinsichtlich ihres Einflusses auf die hydraulische Dynamik, Ruß- und NO_x-Emissionen, Düsenverschleiß etc. (Laufzeit des Forschungsprogramms 06/2018 bis 05/2021).

Derzeit wird in Europa eine "Alcohol-to-Jet" Produktionsanlage gebaut, welche im Jahr 2024 im Vollbetrieb 30.000 Jahrestonnen AtJ-Jetfuel liefern soll. Das Vorhaben wird im Rahmen des EU H2020-Projekts "FLITE" (GA-Nr. 857839) mit 20 Millionen € unterstützt, das Gesamtbudget beträgt mehr als 55 Millionen €.

Die folgende Tabelle fasst heimische, europäische und internationale Projekte bzw. Anlagen zur Produktion von XtL-Kraft- und Brennstoffen exemplarisch zusammen. Dabei zeigt sich, dass die Projekte bis auf wenige Ausnahmen auf den Mobilitätssektor abzielen (KFZ, Flugverkehr). Die Auflistung ist das Ergebnis einer Internetrecherche durchgeführt im März 2021 und erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Tabelle 5: Auswahl von nationalen und internationalen Projekten, Pilotanlagen und Vorhaben im Bereich E-Fuel und alternative Kraft- und Brennstoffe; **Quellen:** Projekt-Webseiten und Kraftstoffe der Zukunft, 14.

Internationalen Fachkongress für erneuerbare Mobilität, bioenergy2020+, 05/2017, Climeworks betreibt 14 Anlagen weltweit - Island, Italien, Deutschland, UK, Belgien, Österreich und an 6 Standorten in der Schweiz, Endbericht, Einsatz von Multiblend JET A-1 in der Praxis, DBFZ, Bullerdiek et al. 2019

Projekttitle	Land	Produkt/Ziel	Größenordnung	Zielzeitraum	Konsortium
„ Innovation Flüßige Energie “ Full-scale Anlage	AT	PtL auf Basis des SOEC-Prozesses/ FTS	1 MW Anlage, 500.000 L Dieseläquivalent pro Jahr	Testbetrieb ab 2022	IWO, AVL, VERBUND
„ H₂FUTURE “ Pilotanlage	AT	H ₂ , Kooperation mit Chemischer Industrie, Mobilität	6 MW PEM	2023-2028	Siemens, VERBUND, Voestalpine Linz, Austrian Power Grid, K1 MET, TNO, TSO
Simmeringer Haide Demoanlage Research Hub, Wien	AT	E-Fuels, B-Fuels via Biomasse-Vergasung/ FTS	1 MW Demo- Vergaser/ 7,6 TWh Green Gases & Fuels (gesamt)	Bis 2040	Wien Energie, BEST, TU Wien, Wiener Netze, SMS Group, Österreichische Bundesforste
„ MultiPHLY “ Demo-Anlage, EU-Projekt	EU	PtL via Sunfire Co- Elektrolyse/ FTS (Heat & Off-Gas Recovery)	Multi-MW-Scale/ 2,4 MW HTE	2020-2024 Produktionsstart 2022	Sunfire, NESTE, Paul Wurth Group, ENGIE, cea

³⁰ Pressemitteilung Echtzeit-Einblicke in die Methanolsynthese, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, 05/2020

³¹ <https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/26?op=enargus.eps2&q=ISystem4EFuel>

Projekttitle	Land	Produkt/Ziel	Größenordnung	Zielzeitraum	Konsortium
Pilotprojekt „Haru Oni“ Kommerzielle Großanlage	CL	Methanol-to-Gasoline (MtG) aus Windenergie und H ₂ durch Elektrolyse/ lizenzierte Technologie	Phase 1: 130.000 L E-Fuels, Phase 2: 55 Mio. L, Phase 3: 550 Mio. L	2022-2026	Bundeswirtschafts- ministerium (BMWi), Porsche, Siemens Energy, ExxonMobil etc.
P2X Modulare Versuchsanlage, vorindustrieller Container- Maßstab	DE	Modulare (dezentrale) Anlage zur Herstellung von PtL Kraftstoffen: Biodiesel, Benzin, Kerosin	Phase 1: 200 l/d, Phase 2: 1500- 2000 l/d	Ab 2019	Climeworks, ETH Zürich, KIT etc. (45 Partner)
„Kopernikus Power-to-X“ Demoanlage	DE	PtL via DAC-1, strombasierte Kraftstoffe	200 l/d PtL	Bis 2022	AVL, Audi, BUND, DB Energie, Clariant, Climeworks etc. (46 Partner)
„PowerFuel“ Pilotanlage	DE	Jet Fuel aus CO ₂ via DAC/ PEM-Elektrolyse	200-300 l/d SPK	2018-2021	KIT, INERATEC etc. (8 Partner)
„e-CO₂MET“ Pilotanlage	DE	Methanol-Synthese aus H ₂ , CO ₂ & Industrieabwärme	Kommerzielle PtL- Produktion/ 1 MW PEM	2021-2035 Produktion ab 2022	Sunfire, Total
„Lingen Green Hydrogen“ Demoanlage	DE	Offshore Windenergie und H ₂ zur Herstellung von treibhausgasreduzierten Kraftstoffen (Raffinerie)	50-150 MW bzw. 1 t/h H ₂	Inbetriebnahme 2024	BP, Ørsted
Südzucker Gruppe, Kommerzieller Maßstab, Demoanlage	DE	CO ₂ aus der Bioethanolproduktion zur Methanolsynthese	4800 t Methanol pro Jahr/ 6 MW Elektrolysator	Planung 2017 angekündigt	Südzucker Gruppe
Norsk e-Fuel Demo-Anlage, Herøya Industrie Park	NO	PtL Jet Fuels, Drop-in Fuels für Beimischungen von bis zu 50 % aus CO ₂	100 Mio. l/a Jet Fuel bzw. 200 MW	Bis 2023	Norsk e-Fuel, Sunfire, Climeworks, Paul Wurth Group, Valinor
Danish Green Energy & Transport Partnership Large-scale Projekt	DK	E-Fuel Produktion für die Luftfahrt mittels offshore Windkraft und CO ₂	250.000 T pro Jahr/ 1,3 GW, Stage 1: 10 MW, Stage 2: 250 MW	2020-2030 Stage 1: 2023 Stage 2: 2027	Copenhagen Airports, SAS
„ReOil®“ Pilotanlage	AT	Patentiertes Verfahren zur Rohöl-Rückgewinnung aus Polyethylen, Polypropylen, Polystyrol (WtL, XtL)	Verarbeitung von 200.000 T Kunststoffabfälle pro Jahr	Entwicklung seit 2011, Industrie- maßstab bis 2025	OMV
„HVO-Co- Processing“ am Standort Schwechat	AT	Produktion von HVO, Co- Processing	Einsatz von 160.000t/a biogenen Ölen	Ab 2023	OMV
Carbon Engineering Pilotanlage	CA	DAC für Jet Fuels, Schwerlasttransporte	Mega-T-Scale/ 1,5 MW	Aktuell, seit 2018	Carbon Engineering
„Zenid“ Demoanlage/ Leuchtturmproj ekt	IS	Jet Fuel aus CO ₂ der Umgebungsluft/ Atmosphäre, DACU, Co-Elektrolyse/ FTS	1000 l/d Jet Fuel	Projektstart 2021	SkyNRG, Climeworks, Schiphol Group, Sunfire, INERATEC, EDL, Urban Crossovers

Projekttitle	Land	Produkt/Ziel	Größenordnung	Zielzeitraum	Konsortium
DEMO-SPK Demoanlage	DE	International erstmalig ASTM-konformes PTL-Kerosin (FT-SPK) aufbereitet	Einmalig 600 t Bio-JET A-1 Multiblend Jet Fuel, SPK aus PtL	Projektende 2019	Total, BP, DBFZ, DHL, Sunfire, TU Hamburg, NESTE, DLR, VTG etc. (20 Partner)
„ BioMates® “ EU-Projekt, TRL 5	EU	Biohybridkraftstoffe (Auto, Schiff, Jet-Fuel) aus Nicht-Nahrungspflanzen und Reststoffen mittels Pyrolyseverfahren (AFP)	Machbarkeitsstudie	2016-2021	BP, Fraunhofer UMSICHT, IFEU Heidelberg, RISE, CERTH etc. (9 Partner)
„ FLITE “ EU-H2020 Demo Projekt	NL	Alcohol-to-Jet- Anlage; Gesamtbudget >55 Mio. Euro	Demoprojekt; 30.000 t/a	Vollbetrieb ab 2024	LanzaTech, SkyNRG, E4tech, RSB, Fraunhofer IML
„ KEROSyN100 “ Demoanlage	DE	SKP-Herstellung aus regionaler erneuerbarer Windenergie & Methanol (Methanol-to-Jet-Fuel)	SPK-Volumen zur Versorgung des Flughafens HH-Fuhlsbüttel	2018-2022	BMW, DLR, TU Bergakademie Freiberg, Raffinerie Heide, IKEM, SKL etc.
„ Heat-to-Fuel “ (HTL), Modellierung im Industrie-Maßstab	AT	Biofuel/ Kerosin/ SAF durch hydrothermale Verflüssigung von Lignocellulose/ FTS	Machbarkeitsstudien	2019-2021	TU Wien, bioenergy2020+/ BEST, GET, IREC, ICEBE, cea etc. (15 Partner)
„ FT/SNG-Reallabor “ Machbarkeitsstudie	AT	Herstellung von FT-Treibstoffen und SNG aus Biomasse	Machbarkeitsstudie	2019-2020	TU Wien
Natchez/Immingham Kerosin-Fabriken Kommerzielle Anlagen	US GB	THG-reduziertes Kerosin (SAF) aus Haus- und Gewerbeabfällen/ FTS	Geplante Versorgung der Flugzeugflotten	Baubeginn 2021 Betriebsstart 2024	British Airways, Velocys, Shell etc.
„ NAMOSYN “ Nachhaltige Mobilität durch synthetische Kraftstoffe, Verbundprojekt	DE	Grundlagen für die Einführung und Einsatz synthetischer Kraftstoffe in Otto- und Dieselmotoren (Motorische Testung, Implementierbarkeit etc.)	Branchen-übergreifende Machbarkeitsstudie	2019-2022	Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft und Forschung (BMBF), DECHEMA, DBFZ, BMW, Audi, BP, Bosch, BASF etc. (36 Partner)
„ E2Fuels “ Verbundprojekt	DE	Systemanalytische Untersuchungen, Lebenszyklusanalysen synthetischer Kraftstoffe (OME, H ₂ , CH ₄ , Methanol)	Modellierung der Produktion der synthetischen Kraftstoffe (PtL)	2018-2021	Bundeswirtschaftsministerium (BMW), Audi, Siemens, MAN, Bosch, Volkswagen (16 Partner)
„ ISystem4EFuel “ Verbundprojekt	DE	Untersuchung intelligenter Systeme zum Einsatz strombasierter Kraftstoffe, Potentialerhebung, Multi-Fuel-Fähigkeit (HVO, OME, paraffinischer Diesel)	Machbarkeitsstudien (Motoren, Emissionsverhalten etc.)	2018-2021	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, AVL Deutschland
„ reFuels “ „Kraftstoffe neu denken“ Verbundprojekt	DE	Herstellungsverfahren zur Produktion von BtL, PtL aus erneuerbaren Energien und nachhaltigen Rohstoffen	Branchen-übergreifende, Regionale Studie	2019-2021	Strategiedialog Automobilwirtschaft BW, KIT, Baden-Württemberg

Projekttitle	Land	Produkt/Ziel	Größenordnung	Zielzeitraum	Konsortium
„HyCO ₂ “ Scale-down Miniplant-Anlage	DE	Real-time Methanolsynthese-Simulation im industrienahen Maßstab	Machbarkeitsstudien (Prozessoptimierung für Katalysatoren)	Vorprojekt 2015-2018, laufend	CropEnergies AG (Südzucker Gruppe), Thyssen Krupp, DECHEMA, Clariant, Fraunhofer etc.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass in Österreich mit den Projekten „Heat-to-Fuel“, „ReOil“, der Demo-Anlage auf der Simmeringer Haide, sowie dem Vorhaben „Innovation flüssige Energie“ bereits einiges an Forschungs- und Entwicklungsarbeit im Bereich Power-to-Liquid betrieben wird. Dennoch ist mit Stand 2021 keine Produktionsanlage im industriellen Maßstab verfügbar und PtL-Kraft- und Brennstoffe sind noch nicht im Massenmarkt angekommen. Bei HVO gibt es konkrete Pläne zum Co-Processing von bis zu 160.000 Jahrestonnen Biomasse am Raffineriestandort Schwechat. Im Bereich BtL ist in Österreich allen voran das Projekt „Reallabor zur Herstellung von FT-Treibstoffen und SNG aus Biomasse und biogenen Reststoffen für die Land- und Forstwirtschaft“ (Hofbauer et al., 2020) zu nennen. Im Rahmen einer Machbarkeitsstudie wurden notwendige technische und ökonomische Rahmenbedingungen analysiert. Die Errichtung eines „Reallabors“ mit Investitionskosten von rund 30 Millionen Euro und 5 MW Brennstoffleistung ist aktuell geplant³². Die Produktion von Ethanol am Standort der AustroZell in Hallein wurde nicht aufgenommen, da es als Heizölsubstitut nicht in Frage kommt. Neben den oben beschriebenen Projekten, Pilot- und Demoanlagen sind Initiativen und Strategien wichtig, um die Entwicklung von alternativen Brennstoffen (und Kraftstoffen) voranzutreiben. Die Recherchen haben ergeben, dass es auch hier einige interessante Vorhaben gibt (siehe Tabelle 6). Die Auswahl ist als exemplarisch zu betrachten und erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Tabelle 6: Darstellung einiger Initiativen und Strategien zur Forcierung von alternativen flüssigen Kraft- und Brennstoffen;

Quellen: Webseiten s. u. und Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie – Bericht über die Umsetzung des Nationalen Strategierahmens, 2019, Umweltschonender Luftverkehr – Lokal, National, International, Umweltbundesamt, Texte 130/2019, S. 79-80, Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Einsatz von Multiblend JET A-1 in der Praxis, DBFZ, Bullerdiek et al. 2019

Initiativen/Strategien	Land	Zielsetzung/Beschreibung	Zeitraum
Nationaler Strategierahmen „Saubere Energie im Verkehr“ Österreich (BMVIT)	AT	Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe in Österreich und deren Marktentwicklung im Verkehr, gemäß Richtlinie 2014/94/EU	Bericht 2019
Forschungsinitiative „Energiewende im Verkehr“ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)	DE	Forschungsinitiative (16 Projekte) zur Förderung der Kooperation zwischen Industrie und Forschung zur Herstellung und Nutzung innovativer, strombasierter Kraftstoffe (Methanol, EtOH, OME, Kerosin etc.)	Roadmap 2022
„eFuel Alliance“ Interessensgemeinschaft, Österreich vertreten durch das IWO „eFuel Alliance Austria“	DE AT	Industrieinitiative für den breiten Einsatz von eFuels (PtL) und der Schaffung von Rahmenbedingungen für den Markthochlauf: 120 Unternehmen und Verbände aus unterschiedlichen Branchen (Mineralölwirtschaft, Anlagenbau, Automobil- und Zulieferindustrie oder der Schifffahrt) u.a. Sunfire, Mazda, Neste, IVECO, UNITI	Seit 2020

³² <https://www.bmlrt.gv.at/service/presse/forst/2020/treibstoffe-aus-holz-sind-wichtige-zukunftschance-fuer-die-forstwirtschaft.html>

Initiativen/Strategien	Land	Zielsetzung/Beschreibung	Zeitraum
„ future:fuels@work “, Demonstrationsprojekt, Institut für Wärme und Mobilität (IWO)	AT	Kampagne zur Nutzung von regenerativen Brennstoff-Premiumheizöl-Gemischen (33:67) in modernen Öl-Heizungen, unterstützt von u.a. Viessmann, Laudon, Wolf, Haase, etc. – Vergünstigte Preise für den innovativen Brennstoff werden durch die Initiative gedeckelt	Aktuell, 2021
Brancheninitiative „ Clean Fuels for All “	EU	Klimaneutraler Verkehr mit Benzin und Diesel, d. h. CO ₂ -arme Kraftstoffe (150 Mio. T bis 2050) und CO ₂ -Einsparung (100 Mio. T bis 2035) äquivalent zu 50 Mio. E-Autos	Bis 2050
„ Energy Outlook 2020 “ Integrierte Energiedienstleister, BP Europa SE	EU	Wandel des Mineralölkonzerns BP (inkl. der Marken Aral & Castrol): Berücksichtigung der Wahl des Verbrauchers beim Energiemix, Klimaneutralität bis 2050, Reduktion der Erdölförderung um 40 % bis 2030, Erhöhung der Ökostromproduktion um den Faktor 20 auf 50 GW	Jahresbericht 2020
„ GET H₂ Nukleus “ Wasserstoffinfrastruktur	DE	Bundesweite Wasserstoffinfrastruktur, d. h. 1294 km H ₂ -Netzausbau in Deutschland, mit Anbindung an das Europäische Netzwerk; Umwandlung von offshore Windenergie zu H ₂ (Transport als LOHC) sowie PtX	Bis 2030
CORSA (<i>Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation</i>), UN Luftfahrtorganisation ICAO	INTL	CO ₂ -Kompensationssystem/ marktbasierendes Klimaschutzinstrument für den internationalen Luftverkehr gemäß der Beschlüsse des ICAO-Umweltkomitees zur Nutzung nachhaltiger, alternativer Flugkraftstoffe (PtL-Kerosin)	2021-2026
Modellvorhaben „ Mobilitäts- & Kraftstoffstrategie “ Bundesministerium für Verkehr & digitale Infrastruktur (BMVI)	DE	Validierung der chemisch-physikalischen Eigenschaften teilsynthetischer Multiblends aus mehreren unterschiedlichen synthetischen Kraftstoffen während der Voruntersuchungen, ASTM-konformes Kerosin (FT-SPK)	Endbericht 2019
„ Roadmap zum defossilisierten Antrieb “, Bosch, Verband der Automobilindustrie (VDA)	DE	Vorstellung der Roadmap zur verstärkten Nutzung von E-Fuels (e-Methan, e-Methanol, e-Benzin, e-Diesel)/ Ökonomie-Prognose auf dem Technischen Kongress	Präsentation 2017

Neben diesen Initiativen, die sich primär auf den Mobilitätsbereich konzentrieren, wird flüssige Biomasse u.a. auch in der Österreichischen Bioökonomiestrategie (BMNT, BMBWF und BMVIT, 2019) thematisiert. Als Handlungsfelder werden hier die Nutzung von energiedichter, flüssiger Biomasse als Speichermedium, die Steigerung der Forschungsaktivitäten zu Biokraftstoffen der zweiten Generation (oder höher), sowie die Steigerung der Beimischung von flüssigen Biokraftstoffen genannt. Herausforderungen dabei sind eine mögliche Zunahme der Importe sowie eine transparente Kommunikation, um "Teller-Trog-Tank"-Diskussionen zu vermeiden.

4 Bewertung alternativer Brennstoffe

Allgemeines zu Kostenvergleichen: Der Vergleich der Herstellungskosten verschiedener Energieträger gestaltet sich auf Grund unterschiedlicher Faktoren (siehe **Abbildung 22**) oftmals als schwierig.

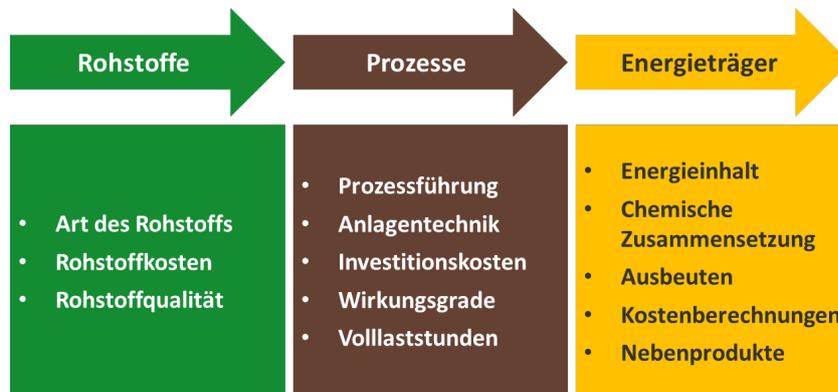


Abbildung 22: Wesentliche Einflussparameter zur Bewertung der Gesteherungskosten; **Quelle:** Eigene Angabe

In XtX-Prozessen können die unterschiedlichsten Rohstoffe eingesetzt werden. Neben der Art des Rohstoffs mit den entsprechenden Eigenschaften und Qualitäten haben die Rohstoffkosten einen wesentlichen Einfluss auf den Gesamtprozess und stellen somit einen wesentlichen Unsicherheitsfaktor dar. Des Weiteren sind die komplexe Produktionsstruktur und die Vielzahl an beteiligten Prozessen zu nennen (DBFZ, 2019).

Neben der spezifischen eingesetzten Anlagentechnik und deren Investitionskosten haben Prozessführung, Wirkungsgrade, bzw. Umsatzraten sowie die Volllaststunden der Anlage wesentlichen Einfluss auf die Kosten, bzw. den Produktertrag. Die daraus resultierenden Energieträger unterliegen ebenfalls qualitativen Schwankungen. Diese Unsicherheiten bedingen teilweise eine große Streuung in der Abschätzung der Herstellungskosten. **Abbildung 23** zeigt beispielhaft einen Vergleich der Herstellungskosten für verschiedene biogene Energieträger aus über 70 Studien und illustriert die breite Streuung der Ergebnisse.

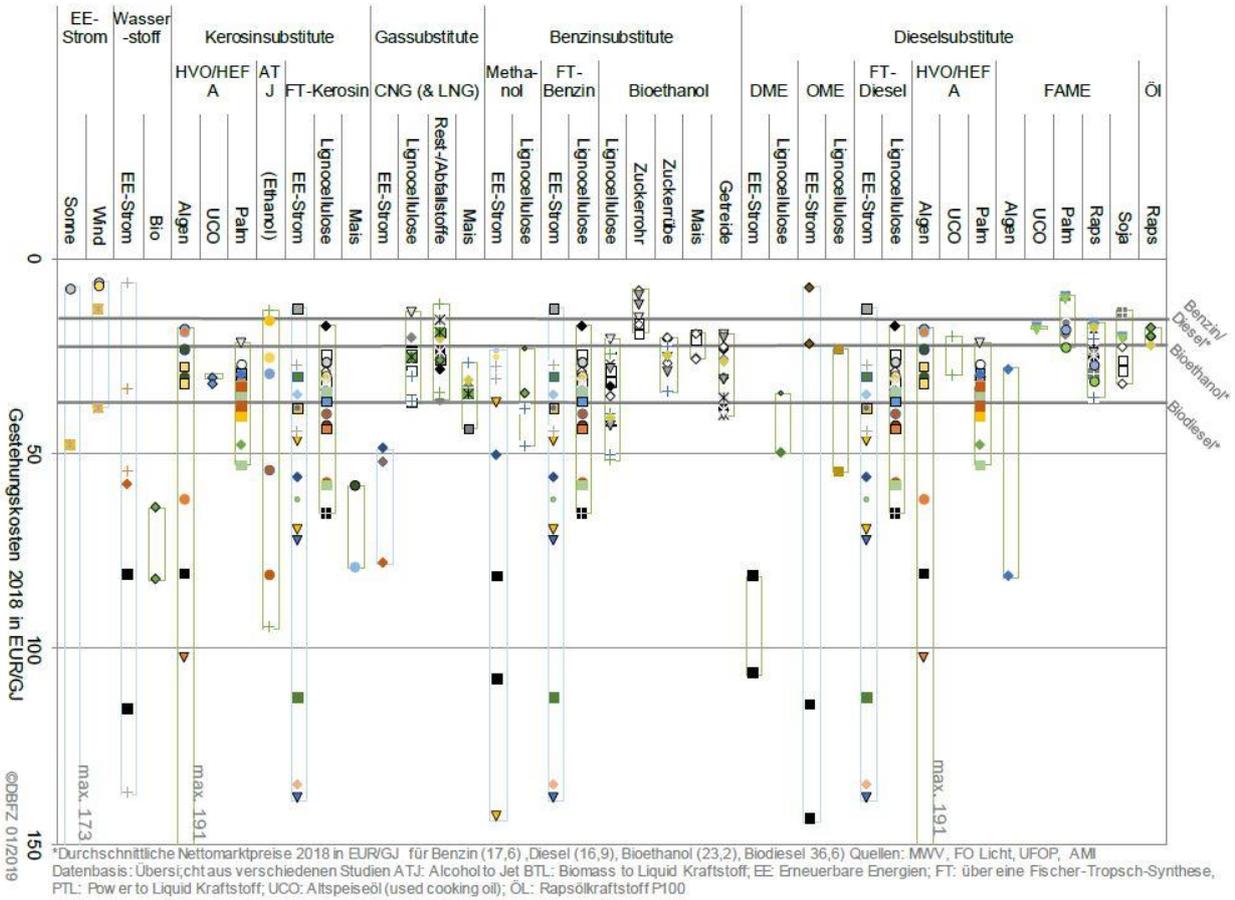


Abbildung 23: Gesteinskosten verschiedener XtX-Energieträger aus ca. 70 Studien; Quelle: DBFZ (2019)

Im folgenden Kapitel werden Heizkosten mit alternativen Brennstoffen verglichen. Die dafür notwendigen Input-Daten zu Brennstoffkosten basieren auf Literaturdaten, welche nach bestem Wissen und Gewissen recherchiert wurden.

4.1 Heizkosten mit alternativen Brennstoffen im Vergleich

Heizkosten spielen für Konsumentinnen und Konsumenten eine wichtige Rolle. Eine Betrachtung, die lediglich die reinen Energiekosten beinhaltet, informiert aber nur über einen Teilaspekt. Daher erstellt die Österreichische Energieagentur regelmäßig einen Vollkostenvergleich für Heizsysteme. Dieser schließt neben den Energiekosten auch die Investitions- und Wartungskosten der unterschiedlichen Heizsysteme mit ein. So ist ein aussagekräftiger Vergleich möglich.

Berechnung von durchschnittlichen Jahreskosten (Annuitäten) nach ÖNORM M7140 für drei Kostengruppen für einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren:

- Kapitalgebundene Kosten (Investitions- und Installationskosten)
- Verbrauchsgebundene Kosten (Energiekosten)
- Betriebsgebundene Kosten (Wartungs- und Instandhaltungskosten, dann bei Investitionskosten inkludiert)

Im Rahmen eines Stakeholderprozesses hat die Österreichische Energieagentur einen möglichst breiten Konsens über Annahmen und Prämissen eines objektiven Heizkostenvergleichs gesucht. Der Heizkostenvergleich der Österreichischen Energieagentur baut auf diesen Annahmen auf.

Da Heizkosten nicht nur vom gewählten Heizungssystem, sondern auch maßgeblich von der thermischen Qualität des Gebäudes abhängig sind, wurde für den Heizkostenvergleich der Österreichischen Energieagentur ein für Österreich charakteristisches Einfamilienhaus („Referenzgebäude“) mit einer Wohnfläche von 118 m² in einer thermisch **unsanierten Variante** (Heizwärmebedarf 160 kWh/m²a) und in einer thermisch **sanierten Variante** (Heizwärmebedarf 50 kWh/m²a). In Anlehnung an die OIB 6 (2019) werden für die Warmwasserbereitung zusätzlich 7,7 kWh/m²a beaufschlagt. Prinzipiell inkludiert der Heizkostenvergleich auch eine Neubauvariante, die im Folgenden aber ausgeklammert wird, da gemäß ÖKEVG 2019 im Neubau ohnehin keine Ölkessel mehr eingebaut werden dürfen.

Die Auswahl der zu vergleichenden Heizsysteme erfolgt mit dem Fokus, den Stand der Technik – derzeit am häufigsten neu installierte Heizsysteme in Einfamilienhäusern in Österreich – abzubilden. Im Rahmen des Heizkostenvergleichs werden die folgenden Heizsysteme miteinander verglichen:

- Fernwärme
- Erdgas-Brennwert
- Öl-Brennwert
- Scheitholz
- Pellets
- Luft/Wasser-Wärmepumpe („Luftwärmepumpe“)
- Sole/Wasser-Wärmepumpe mit Erdsonde („Erdwärmepumpe“)

Die energetische Bewertung des Gebäudes sowie des Heizsystems basieren auf den derzeit gültigen Normen bzw. Richtlinien.³³

Anwendung im Rahmen der gegenständlichen Analyse: Um eine Einschätzung abgeben zu können, mit welchen Kosten der etwaige Betrieb von Ölheizungen mit grünem Öl für die Endverbraucherinnen und -verbraucher verbunden wäre, wurden die Annahmen und Berechnungsparameter des Heizkostenvergleichs der Österreichischen Energieagentur um diese Aspekte erweitert. Die den grünen Ölen verwandten Energieträger der erneuerbaren Gase wurden ebenfalls einbezogen. Schließlich können für die Produktion von biobasiertem, grünem Öl weitgehend die gleichen Ausgangsstoffe verwendet werden wie für die Produktion von grünem Gas. Bei strombasierten flüssigen Energieträgern ist Strom und in weiterer Folge Wasserstoff Ausgangs- bzw. Zwischenprodukt. Dieser Wasserstoff könnte als erneuerbares Gas ebenso einer energetischen Verwertung zugeführt werden wie das aus dem Wasserstoff (unter Zugabe von CO₂) hergestellte synthetische Methan.

Nachfolgend die Annahmen zu den Preisen für die ergänzten Energieträger. Sämtliche Preise verstehen sich als Bruttopreise in Euro pro kWh, inklusive aller Zwischenkosten (Transport, Vertrieb etc.) und Steuern (überall 20 % MwSt.) sowie Abgaben und im Falle der gasförmigen Energieträger Netzentgelte. Details finden sich in nachstehender Tabelle.

³³https://www.energyagency.at/fileadmin/dam/image/Presseaussendungen/HKV_2020/AEA_HKV_Basisannahmen_0221_Uebergang_ohne_Foerderung.pdf

Tabelle 7: Annahmen zu Brutto-Preisen betreffend flüssiger und gasförmiger erneuerbarer Energieträger (in €/kWh); Annahmen für HVO gemäß DBFZ, 2019 ufop.de/index.php/download_file/7633; FAME gemäß Neste neste.com/investors/market-data/biodiesel-prices-sme-fame

Energieträger	Preis _{min}	Preis _{max}	Erläuterung
Biomethan	0,1162	0,1452	min: Tarif OPTIMA Biogas 100 von Wien Energie (Gebiet: Wien) max: gewichtete Durchschnittsgestehungskosten für das Jahr 2030 auf Basis von Energieinstitut an der JKU Linz und EVT Montanuniversität Leoben (2020): „Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Gas im österreichischen Energiesystem: POTENTIALE – KOSTEN – EFFEKTE“ iAv FV GasWärme, inklusive Vertriebskosten und Marge (ges. 5 %), Gebrauchsabgabe (6 %), MwSt. (20 %) und Netzentgelte für Wien.
synthetisches Methan	0,1504	0,2442	beide Preise auf Basis von Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. optimistisches Szenario, Nord- und Ostsee, Offshore-Wind, inkl. Netzentgelte, Transportkosten und 20 % MwSt. (keine sonstigen Abgaben), HT-Elektrolyse, CO ₂ aus Zementindustrie. min: Preis für 2050 max: Preis für 2020
HVO	0,0922	0,2476	LCOP + 20 % MwSt. + 10 % Vertrieb und Transport
FAME	0,0642	0,1496	Marktpreis + 20 % MwSt. + 10 % Vertrieb/Transport, Min-Max von Jan 2017 bis Jan 2021
BtL	0,1568	0,1895	Hofbauer, 2020: Shell Middle Distillate Synthesis Prozess, Min-Max durch Holzpreis, LCOP + 20 % MwSt. + 10 % Vertrieb/Transport
E-Fuel	0,1389	0,2343	beide Preise auf Basis von Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. optimistisches Szenario, Nord- und Ostsee, Offshore-Wind, inkl. Transportkosten und 20 % MwSt., HT-Elektrolyse, CO ₂ aus Zementindustrie. min: Preis für 2050 max: Preis für 2020

Kosten für Wartung- und Instandhaltung, sowie Investitionskosten bleiben im Vergleich zu den fossilen Varianten (Öl- und Gas-Brennwert) gleich, wobei anzumerken ist, dass bei höheren Wasserstoff-Anteilen im Gasnetz (mehr als 20 bis 30 Vol-%) neue H₂-ready Gasheizungen eingesetzt werden müssten. Als Variation wurde auch der „Raus aus Öl und Gas“-Bonus des Bundes mit einberechnet. In Ergänzung dazu gibt es in den meisten Bundesländern zusätzliche Förderungen für den Wechsel auf klimafreundliche Energieträger, die jedoch aufgrund ihrer Diversität nicht berücksichtigt wurden.

4.1.1 Saniertes Einfamilienhaus

Das Ergebnis zeigt, dass fossiles Erdgas aufgrund der niedrigen Investitionskosten und z. T. auch aufgrund der aktuell vergleichsweise niedrigen Gaspreise am günstigsten ausfällt. Erneuerbare gasförmige oder flüssige Varianten sind im Vollkostenvergleich signifikant teurer als der Betrieb mit fossilen Brennstoffen.

Erneuerbares Gas (grünes [g.] Gas) im sanierten Einfamilienhaus: Bei Gasheizungen kommt einzig Biomethan mit dem unteren Ende der Bandbreite (100 % Biogas-Tarif der Wien Energie) in den Bereich von Pellets und der Erdwärmepumpe. Aktuell ist dieser Tarif ein Nischenprodukt für besonders umweltfreundliche Verbraucherinnen und Verbraucher. Es kann erwartet werden, dass der Preis bei größerer Nachfrage und zunehmender Erfordernis der Steigerung von Produktionskapazitäten ansteigen könnte und sich in den Bereich des oberen Endes der Preisspanne verlagert (der angesetzte Maximalpreis orientiert sich an der Produktion von

Biomethan im Jahr 2030). 2020 wurden in Österreich 138 GWh Biomethan ins Gasnetz eingespeist (AGCS, 2021), was etwa 0,6 % der in Österreich für Raumwärme und Warmwasser eingesetzten Erdgasmenge entspricht (Statistik Austria, Nutzenergieanalyse 2019). Im Falle des Betriebs mit synthetischem Methan betriebenen Gasheizungen in sanierten EFH sind die Vollkosten etwa 1,5- bis 2,5-mal so hoch wie mit fossilen Gasheizungen. Der obere Wert gilt für das Jahr 2020, der untere spiegelt die Preiserwartung für 2050 wider (in einem optimistischen Szenario, erstellt von Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018)).

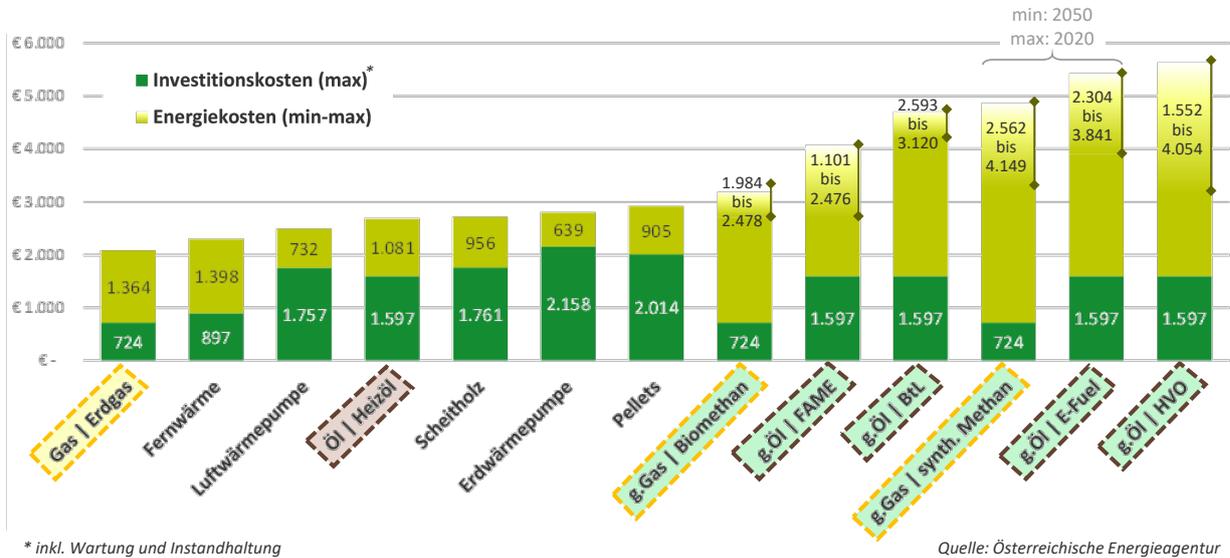


Abbildung 24: Saniertes Einfamilienhaus, ohne Förderungen | Jährliche Vollkosten für Raumwärme und Warmwasser, Zeitraum: 20 Jahre, sortiert nach Vollkostenmaximum; **Quelle:** Österreichische Energieagentur

Erneuerbares Öl (grünes [g.] Öl) im sanierten Einfamilienhaus: Aus Sicht der Konsumentinnen und Konsumenten ist der Einsatz von erneuerbarem Öl in den untersuchten Varianten meist mit höheren Vollkosten verbunden, einzig bei FAME ergeben sich bei Minimalpreisen gegenüber Heizöl ein annähernd gleicher Preis. Für die Berechnung wurde allerdings aus Gründen der Vereinfachung angenommen, dass sich die Investitionskosten in Ölkesseln je Brennstoff nicht unterscheiden. In der Realität würden für einen Betrieb mit ausschließlich FAME technische Adaptierungen notwendig, die hier nicht dargestellt sind. Die restlichen Varianten sind im Schnitt 1,5-mal so teuer wie Heizöl. Bei der Power-to-Liquid-Variante (grüner Wasserstoff, grüner Strom) sind die jährlichen Vollkosten im sanierten Einfamilienhaus etwa 1.000 bis 2.500 € höher als bei fossilen Ölheizungen. Der obere Wert gilt für das Jahr 2020, der untere spiegelt die Preiserwartung für 2050 wider (in einem optimistischen Szenario, erstellt von Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018)).

Berücksichtigt man die Bundesförderung „Raus aus Öl und Gas“ vergrößert sich der Kostenunterschied zwischen den existierenden klimafreundlichen Lösungen und den Varianten mit erneuerbaren Ölen. Heizöl wird gegenüber den restlichen – am Markt bereits erhältlichen Varianten – die teuerste Option im Vollkostenvergleich. Erdgas bleibt die insgesamt günstigste Variante, wobei der aktuell niedrige Gaspreis hier großen Anteil hat. Da ein Heizsystem in der Regel mindestens 20 Jahre in Betrieb ist, sind auch absehbare zukünftige Entwicklungen zu bedenken. Im aktuellen Regierungsprogramm ist die Einführung einer CO₂-Bepreisung festgehalten, der Schritt soll 2022 erfolgen. In Deutschland gilt seit Anfang 2021 bereits ein Preis von 25 € pro t CO₂, der schrittweise auf bis zu 55 €/t CO₂ im Jahr 2025 ansteigen wird. Damit wird das Heizen mit Energieträgern wie fossilem Öl oder

Erdgas, die viele CO₂-Emissionen verursachen, teurer. Geht man von einem Preis von 42 €/t CO₂ aus, wie er derzeit etwa im Rahmen des Europäischen Emissionshandels von Industrie- und Energieunternehmen gezahlt wird, hat das bereits deutliche Auswirkungen auf die Vollkosten. Öl- und Gasheizungen verlieren damit – trotz aktuell niedriger Energiepreise – wesentlich an Attraktivität.

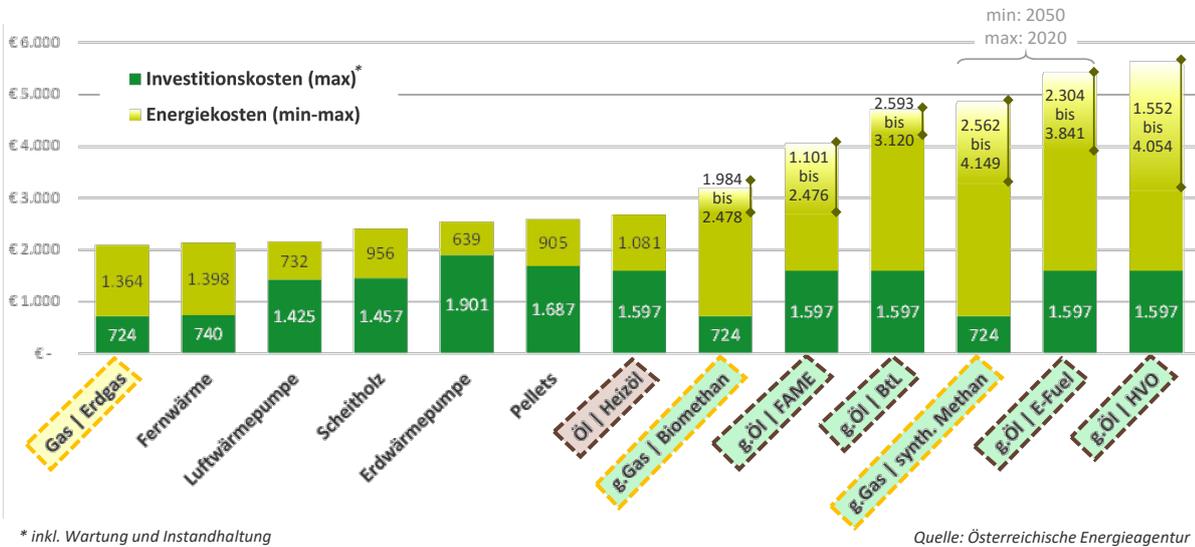


Abbildung 25: Saniertes Einfamilienhaus, inkl. Bundesförderung „Raus aus Öl und Gas“, exkl. Landesförderungen | Jährliche Vollkosten für Raumwärme und Warmwasser, Zeitraum: 20 Jahre, sortiert nach Vollkostenmaximum; **Quelle:** Österreichische Energieagentur

4.1.2 Unsanieretes Einfamilienhaus

Erneuerbares Gas (grünes [g.] Gas) und erneuerbares Öl (grünes [g.] Öl) im unsanierten Einfamilienhaus: Im unsanierten Einfamilienhaus (Heizwärmebedarf 160 kWh/m²a) ist der Kostenunterschied zwischen den bestehenden fossilen sowie den am Markt erhältlichen klimafreundlichen Heizsystemen noch größer. Dies liegt am – besonders bei Gasheizungen – hohen Anteil der Energiekosten an den Vollkosten (82 % bei Erdgas und 60 % bei Heizöl). Bei höheren Energiepreisen (wie das bei den erneuerbaren Varianten von Gas und Heizöl der Fall ist) steigen auch die Gesamtkosten stärker.

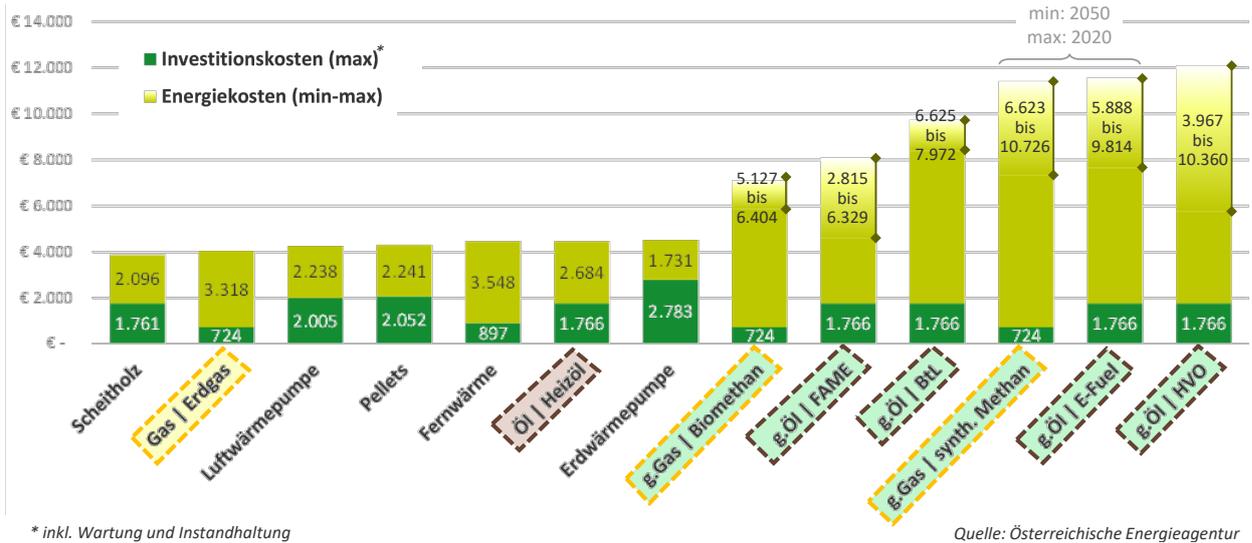


Abbildung 26: Unsanieretes Einfamilienhaus, ohne Förderungen | Jährliche Vollkosten für Raumwärme und Warmwasser, Zeitraum: 20 Jahre, sortiert nach Vollkostenmaximum; **Quelle:** Österreichische Energieagentur

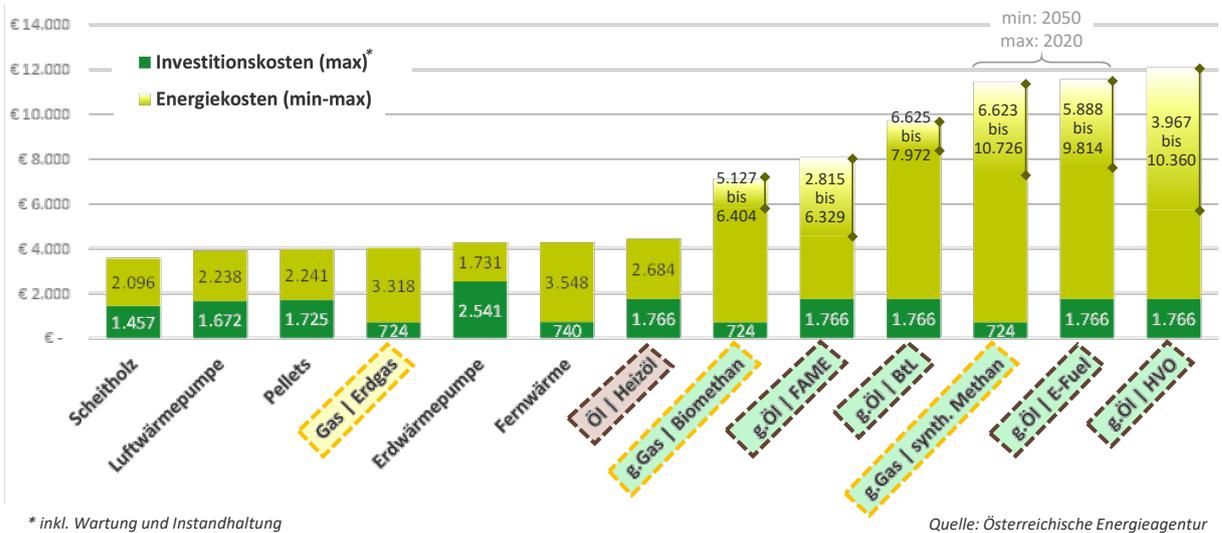


Abbildung 27: Unsanieretes Einfamilienhaus, inkl. Bundesförderung „Raus aus Öl und Gas“, exkl. Landesförderungen | Jährliche Vollkosten für Raumwärme und Warmwasser, Zeitraum: 20 Jahre, sortiert nach Vollkostenmaximum; **Quelle:** Österreichische Energieagentur

Monatliche Energiekosten: Die Betrachtung der monatlichen Energiekosten blendet zwar die Investitions- sowie Wartungs- und Instandhaltungskosten aus, zeigt aber die regelmäßig wiederkehrenden, mit dem Betrieb eines Heizsystems verbundenen Kosten. Für die erneuerbaren flüssigen sowie gasförmigen Energieträger sind Bandbreiten angeführt – bei den strombasierten Brennstoffen spiegeln diese in der Minimalausprägung die Preiserwartung für das Jahr 2050 wider, in der Maximalausprägung jene des Jahres 2020.



Abbildung 28: Saniertes Einfamilienhaus, monatliche Energiekosten; Quelle: Österreichische Energieagentur

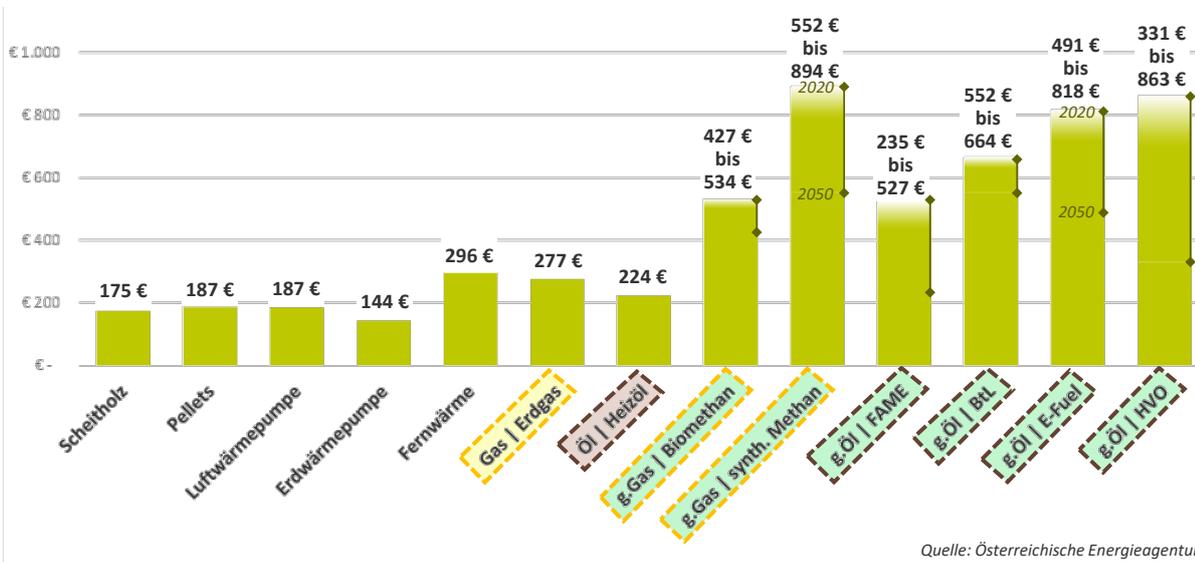


Abbildung 29: Unsaniertes Einfamilienhaus, monatliche Energiekosten; Quelle: Österreichische Energieagentur

Tabelle 8: Ergebnisse des Heizkostenvergleichs (Bruttopreise aus der Perspektive der Endverbraucherinnen und Endverbraucher); Sämtliche Kosten sind jährliche Kosten, Investitionskosten inkl. Wartung und Instandhaltung wurden auf 20 Jahre verteilt; **Quelle:** Eigene Darstellung, Österreichische Energieagentur

Heizsystem und Art des Energieträgers	Investitionskosten (inkl. Wartung, Instandhaltung)		Energiekosten min	Energiekosten max	Energiekosten min	Energiekosten max	Vollkosten min	Vollkosten max	Vollkosten min	Vollkosten max
	saniertes EFH in €	unsaniertes EFH in €	saniertes EFH in €		unsaniertes EFH in €		saniertes EFH in €		unsaniertes EFH in €	
Scheitholz	1.597	1.761	1.081		2.096		2.678		3.857	
Pellets	2.158	2.052	639		2.241		2.797		4.293	
Luftwärmepumpe	1.757	2.005	732		2.238		2.489		4.243	
Erdwärmepumpe	1.761	2.783	956		1.731		2.717		4.514	
Fernwärme	897	897	1.398		3.548		2.295		4.445	
Gas Erdgas	724	724	1.364		3.318		2.088		4.042	
Öl Heizöl	2.014	1.766	905		2.684		2.919		4.450	
Gas Biomethan	724	724	1.984	2.478	5.127	6.404	2.708	3.202	5.851	7.128
Gas synth. Methan	724	724	2.562	4.149	6.623	10.726	3.286	4.873	7.347	11.450
Öl FAME	1.597	1.766	1.101	2.476	2.815	6.329	2.698	4.073	4.581	8.095
Öl BtL	1.597	1.766	2.593	3.120	6.625	7.972	4.190	4.717	8.391	9.738
Öl E-Fuel (PtL)	1.597	1.766	2.304	3.841	5.888	9.814	3.901	5.438	7.654	11.580
Öl HVO	1.597	1.766	1.552	4.054	3.967	10.360	3.149	5.651	5.733	12.126

4.2 PESTEL-Analyse

Die PESTEL-Analyse stammt aus der Betriebswirtschaft und ist ein strategisches Instrument zur Umfeldanalyse. PESTEL steht dabei für **P**olitical, **E**conomic, **S**ocial, **T**echnological, **E**cological, **L**egal. In diesen sechs Kategorien werden Einflussfaktoren qualitativ aufgelistet. So sollen mögliche Entwicklungen sowie deren Auswirkungen auf einen Blick erkennbar gemacht werden.

Für die Analyse wurden Argumente und Aussagen aus der in **Kapitel 3** durchgeführten, umfassenden Literaturrecherche sinngemäß zusammengefasst. Die identifizierten Einflussfaktoren sind im Folgenden je Kategorie angeführt. Es erfolgt keinerlei Reihung oder Bewertung, die Auflistung ist als qualitative Analyse zu verstehen und erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

4.2.1 (P) Politische Einflussfaktoren

- PtL führt bei Rollout zu großem Mehrbedarf an Ökostrom und könnte 100 %-Ziel im Strombereich gefährden
- BtL steht in Nutzungskonkurrenz zu alternativen Verwendungen (energetisch: Grünes Gas, Holz-Diesel; stofflich: Holzbau, Grüne Chemie) und der Außer-Nutzung-Stellung von Wald
- PtL steht in Konkurrenz zu Wasserstoff und diesbezüglichen Policies
- Konkurrenz mit Lebensmittelproduktion (z. B. bei FAME, Pflanzenöl) wird sehr kritisch gesehen („erste Generation“)
- Policy-Strategien und Forschungsinitiativen thematisieren flüssige XtL-“Produkte“ überwiegend im Bereich Mobilität („E-Fuel“ für Schwerlastverkehr, Flugtreibstoff etc.) und bislang nicht im Kontext der Raumwärme
- Eine Forcierung von grünen Ölen könnte den F&E-Standort Österreich weiterentwickeln
- Grüne Öle können Emissionen senken und damit Beitrag zu Klimaschutzzielen leisten.

4.2.2 (E) Ökonomisch Einflussfaktoren

- PtL/BtL sind bis dato teuer – andere Klimaschutzmaßnahmen reduzieren CO₂-Emissionen daher tendenziell günstiger
- Die Kostenkurve von neuen Technologien wie PtL/BtL ist unklar, zukünftige Preise sind schwer vorzusehen. Für Markthochlauf ist finanzielle Unterstützung notwendig;
- Mangelnde Wirtschaftlichkeit ist ein Hemmnis für den Markthochlauf im industriellen Maßstab; die Wirtschaftlichkeit hängt auch von der Höhe der Steuerbelastung ab
- Kostensenkung bei XtL-Brennstoffen ist dann zu erwarten, wenn Optimierung der Technologie und stärkere Marktdurchdringung erfolgen
- Wesentlicher kostenbestimmender Faktor bei XtL-Brennstoffen sind die Stromerzeugungskosten (hohe Umwandlungsverluste, großer Strombedarf)
- Die Heizöl-Infrastruktur könnte bei der Verwendung grüner Öle größtenteils weiter genutzt werden, aus Sicht der Endverbraucher fallen keine zusätzlichen Investitionskosten an
- Derzeitige, niedrige Heizölpreise machen den Umstieg auf Alternativen aus Sicht der Haushalte weniger attraktiv

- Die MÖSt-Befreiung bei grünen Ölen würde zu Steuerausfällen im Vergleich zu konventionellem Heizöl führen. Durch Wechsel der Energieträger würden sich auch Einnahmen aus der Mehrwertsteuer verändern (ermäßigter Mehrwertsteuersatz für Erneuerbare)
- Auch bei grünen Ölen gäbe es voraussichtlich hohen Importbedarf (und Kaufkraftabfluss), da diese aufgrund der Kostenstruktur eher an geeigneteren Standorten im Ausland (z. B. mit Offshore-Windkraft-Potenzial) produziert werden würden.
- Konkurrenzsituation Ökostrom mit erneuerbarem Gas bzw. Wasserstoff könnte XtL-Brennstoffe auch in Zukunft verteuern
- Hohe Brennstoff-Produktionskosten wirken sich ungünstig auf die Vermeidungskosten beim Ersatz von konventionellem Heizöl aus
- Förderung eines Technologieumstiegs in wirtschaftlich schwächeren Haushalten könnte erhebliche Kosten für den Staat nach sich ziehen
- Installateure sind (regional) oft gut ausgebucht und ausgelastet, daher gibt es für den Kesseltausch für die Haushaltskunden oft wenig offensive Preise
- Für flüssige Brennstoffe können „Rund-um-sorglos-Pakete“ für Pellets-Kessel eine bedeutende Konkurrenz darstellen, wenn Umstiegs-Hürden für Haushalte niedrig sind
- Rohstoffpreise unterliegen starken Schwankungen und erschweren Aussagen über zukünftige Produktpreise von XtL-Brennstoff, HVO, FAME, etc. (aber auch Heizöl EL)

4.2.3 (S) Soziale Einflussfaktoren

- Trotz guter Förderungen ist Umstieg auf neues Heizsystem für Haushalte eine finanzielle Hürde
- XtL-Brennstoffe sind noch nicht am Markt verfügbar, die Kosten für einen Haushalt liegen deutlich über jenen von Heizöl EL (schwefelfrei) bzw. Referenztechnologien (feste Biomasse)
- Energieimporte verlagern Probleme in andere Länder (Arbeitsbedingungen bei Rohstoffgewinnung, etc.), heimische Produktion bringt Arbeitsplätze und inländische Wertschöpfung
- Massiv erhöhte Tauschraten bei Heizungsanlagen könnten zu einem (lokalen) Engpass an qualifizierten Fachkräften, Installateuren etc. führen
- Bestehende Skepsis gegenüber alternativer Technologien können Umstieg auf alternative Heizsysteme verhindern
- Umstieg auf alternative Heizungstechnologien ist bei älteren Personen oft kein Thema (z. B. ungeklärte Übernahme des Gebäudes, Amortisation der Investition etc.)
- Großer Ökostrombedarf für XtL-Brennstoffe würde einen massiven zusätzlichen Ausbau der Erneuerbaren (und des Leitungsnetzes) erfordern – Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung („not in my backyard“)

4.2.4 (T) Technologische Einflussfaktoren

- PtL/BtL sind noch nicht im Industriemaßstab verfügbar (bisher Pilot-, Demo- und Versuchsanlagen) – die derzeit verfügbaren Produktionskapazitäten reichen bei weitem nicht aus, um eine mögliche Nachfrage nach XtL-Brennstoffen zu decken
- Flüssige Brennstoffe haben eine sehr hohe Energiedichte und sind gut und lange speicherbar – auch saisonal; Energiedichte ist höher als bei allen anderen Energieträgern für Raumwärme und auch höher als bei Batteriespeichern
- Verfügbarkeit von Ökostrom begrenzt das Produktionspotenzial von PtL-Brennstoffen
- PtL-Prozessketten sind verlustbehaftet, Gesamteffizienz ist gering

- Anforderungen der ÖNORM C1109 sollten eingehalten werden; Herstellerfreigaben für alternative Brennstoffe fehlen bislang
- Benötigte Lagervolumina bei flüssigen Brennstoffen sind klein, dadurch ist langfristige Bevorratung möglich
- Lagerbedingungen beeinflussen teilweise die Qualität von grünem Öl. Bei Pflanzenöl und FAME kann unsachgemäße Lagerung (z. B. sehr warmer Lagerraum) die Qualität reduzieren. Je länger die Lagerung von Pflanzenöl und FAME, desto größere Qualitätsverluste.
- XtL-Kraftstoffen wird mangels Alternativen langfristig eine bedeutende Rolle zur Dekarbonisierung des Flugverkehrs, des Schiffverkehrs sowie bestimmter Industriezweige zugeschrieben
- Flüssige Brennstoffe haben massive Konkurrenz durch technisch ausgereifte Bioenergie-Lösungen wie Pellets, Scheitholz und Hackgut. Diese sind im derzeitigen Gebäudebestand gut einsetzbar.
- „erste Generation“ Brennstoffe (z. B. FAME) sind technologisch ausgereift, die geringe Langerfähigkeit und die Rohstoffverfügbarkeit sind jedoch problematisch
- PtL/BtL könnten auch einen Beitrag zur Dekarbonisierung der chemischen Industrie leisten
- Überschussstrom eignet sich tendenziell nicht zur PtL-Produktion; Hochtemperatur-Elektrolyse hat höhere Wirkungsgrade ist jedoch nicht auf Fluktuation ausgelegt: Volatilität bedingt hohe Kosten. Um wirtschaftlich produzieren zu können brauchen PtL-Anlagen daher hohe Volllaststunden.
- Palmöl/Palmölreststoffe sind technologisch (und ökonomisch) der beste Rohstoff für die HVO Produktion (Fettsäuren, H₂-Bedarf, Verfügbarkeit, Weltmarktpreis etc.)
- Flüssige Brennstoffe sind nicht an ein Leitungsnetz gebunden; manche mit Heizöl beheizte Gebäude befinden sich fernab von leitungsgebundenen Energieträgern (z. B. Biomasse-Nahwärme)
- Ersatz von alten Heizanlagen (alle Technologien) bringt massive Effizienzsteigerungen

4.2.5 (E) Ökologisch Einflussfaktoren

- Grüne Öle haben das Potenzial, klimaschädliche Emissionen im Vergleich zu fossilem Heizöl EL zu senken. Bei vielen PtL-Brennstoffen fehlen jedoch Daten zu Prozessketten, es besteht daher Unsicherheit betreffend des tatsächlichen Klimaschutzbeitrags
- CO₂-Einsparung durch XtL ist abhängig von den Emissionen bei der Stromerzeugung
- HVO wird vorwiegend aus Palmöl/Palmölreststoffen produziert, Nachhaltigkeit wird kritisch gesehen
- XtL-Brennstoffe und HVO verringern auch andere Schadstoffemissionen (CO, NO_x etc.) im Vergleich zu Heizöl
- Der Rohstoffbedarf für biobasierte grüne Öle übersteigt das frei verfügbare Rohstoffpotenzial
- Umstieg auf Öl-Brennwerttechnik verringert ebenfalls Emissionen (im Vergleich zu alten, ineffizienten Geräten)
- Die Nutzung von Schadholz für BtL-Prozesse ist aus Sicht der Waldhygiene sinnvoll
- Erhöhter Strombedarf für PtL-Brennstoffe könnte zu großen Nachfragesteigerungen bei fossil-erzeugtem Strom (Erdgas, Kohle – und damit CO₂-Emissionen) bzw. Atomenergie führen, wenn Produktionskapazität von Erneuerbaren entsprechend der Nachfrage nicht adäquat ausgebaut wird
- Mögliche Übernutzung von biogenen Ressourcen

4.2.6 (L) Rechtliche Einflussfaktoren

- Rechtssicherheit ist für Investitionen und Umsetzung im industriellen Maßstab notwendig
- Umsetzung der RED II bzw. der Revision („RED III“) in nationales Recht ist für Investitionen notwendig (Planungssicherheit)
- Es ist zu erwarten, dass die überarbeitete Erneuerbare Energien Richtlinie („RED III“) insbesondere im Bereich Verkehr und Raumwärme ambitionierter wird. Dies könnte die Produktion und Verwendung von Xtl-Brennstoffen fördern
- Für fossiles Heizöl gibt es in Österreich eine gesetzliche Mindestlagerreserve
- Nachhaltigkeitsanforderungen an biobasierte grüne Öle bedingen für Produzenten einen administrativen Mehraufwand und Kosten. Die Einhaltung muss durch eine lückenlose Dokumentation entlang der Wertschöpfungskette unter Anwendung einer sog. Massenbilanz gewährleistet werden.
- Verwendung erster Generation (z. B. FAME) ist durch beschränkte Anrechenbarkeit auf die Ziele und Deckelung limitiert, dadurch sind keine größeren Investitionen in Anlagen/Produktionskapazitäten zu erwarten
- Kraftstoffqualitätsrichtlinie sieht vor, dass Anbieter von Kraftstoffen THG-Emissionen senken müssen, was überwiegend mit Biokraftstoffen zu erreichen ist. Ebenso führen nationale Beimischungsverpflichtungen (z. B. B7) dazu, dass z. B. FAME in etablierten Märkten „gebunden“ ist und nicht für andere Anwendungen zur Verfügung steht.

Die in der PESTEL-Analyse gesammelten Einflussfaktoren sind in folgender Tabelle zur besseren Verständlichkeit in komprimierter Art in Stärken, Schwächen, Möglichkeiten und Herausforderungen gegliedert.

Tabelle 9: Analyse möglicher Faktoren zu grünen Ölen; **Quelle:** Eigene Darstellung, Österreichische Energieagentur

	Stärken	Schwächen	Möglichkeiten	Herausforderungen
Politisch	Beitrag zu Klimaschutzziele möglich	Massive Nutzungskonkurrenzen (Grünes Gas, Holzdiesel, Holzbau, grüne Chemie, H ₂ etc.), etablierte Referenztechnologien (feste Biomasse) und Förderprogramme	Emissionsreduktion, Verknüpfung zu Dekarbonisierung und Strategien in Industrie, Mobilität; Entwicklung des F&E-Standorts	Mögliche Gefährdung des 100 %- Ziels bei Ökostrom durch XtL-Roll- Out; „erste Generation“ wird sehr kritisch gesehen
Ökonomisch	Bestehende Infrastruktur nutzbar, praktisch keine Investitionskosten bei Endverbraucher	PtL/BtL derzeit teuer (hohe Vermeidungskosten, mangelnde Wirtschaftlichkeit), Steuerausfälle (MÖSt, MWSt), Importbedarf	Inländische Wertschöpfung, sinkende Stromgestehungskosten günstig für PtL	Unklare Kostenkurve, Unterstützung für Markthochlauf, Preisschwankungen, niedriger Heizölpreis verhindert Umstieg
Sozial	Heimische Produktion bringt Arbeitsplätze	Hohe Brennstoffkosten, Skepsis gegenüber neuen Technologien, Umstieg als finanzielle Hürde, Teller-Trog-Tank (1. Gen.)		Akzeptanzprobleme bei großem Ökostrombedarf (NIMBY), Engpass bei Fachkräften
Technologisch	Vielfältige Rohstoffbasis nutzbar, hohe Energiedichte, Flexibilität, Speicherung (auch saisonal)	Konkurrenz durch Pellets, Scheitholz, Hackgut; oft geringe Gesamteffizienz, Verfügbarkeit Ökostrom, fehlende Freigaben	Flexibler Einsatz auch für Dekarbonisierung der Industrie, langfristige Bevorratung möglich	PtL/BtL noch nicht im Industriemaßstab verfügbar, Produktionskapazitäten reichen bei Weitem nicht aus; Überschus- strom ungeeignet für PtL
Ökologisch	CO ₂ -Reduktion, Schadstoffreduktion	CO ₂ -Einsparung abhängig von Stromerzeugung; mögliche Übernutzung von Ressourcen	XtL-Ausbau könnte zu Steigerung der Ökostromproduktion führen; Waldhygiene bei Schadholz-BtL	Biomasse: Rohstoffbedarf weit größer verfügbares Potenzial, Nachhaltigkeit von Importen
Rechtlich		Administrativer Aufwand + Kosten für Nachhaltigkeitsanforderungen, Deckelung erste Generation	Ambitioniertere RED III könnte XtL forcieren	Rechtssicherheit für Investitionen + Scale-Up notwendig (RED II, III)

5 Potenzielle Nachfrage nach alternativen Brennstoffen

Die Abschätzung der potenziellen Nachfrage nach grünen Ölen ist von einer Reihe an Annahmen bestimmt. Rein technisch betrachtet kann der Brennstoff in sehr vielen Anwendungsfällen eingesetzt werden. Wie zuvor beschrieben, gibt es noch eine Reihe rechtlicher, politischer, sozialer, ökologischer und ökonomischer Restriktionen und Wechselwirkungen, die nur in einer Gesamtschau annähernd adäquat abgebildet werden können. Die Entwicklung eines derartigen integrierten Szenarios zur Umsetzung der Klimaneutralität bis 2040, das auch Rücksicht auf ein bis 2040 verbleibendes Treibhausgasbudget nimmt, ist nicht im Umfang dieser Arbeit vorgesehen. Vielmehr greifen wir auf bestehende Studien, politische Absichtserklärungen und bereits entwickelte Szenarien zurück und leiten davon eine potenzielle Nachfrage nach alternativen Brennstoffen ab.

Die Ausprägung der Anwendung von flüssigen, alternativen Brennstoffen ist auch wesentlich davon beeinflusst, welche Alternativen für die Dekarbonisierung des jeweiligen Anwendungsfalls (z. B. den Betrieb eines Pkw oder die Bereitstellung von Raumwärme) erhältlich oder absehbar sind. Auch die Reduktion von Importabhängigkeiten sowie die Wahrung von Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit gilt es zu beachten. Demnach ist zu schlussfolgern, dass besonders wertvolle Sekundär- bzw. Tertiärenergieträger – wie etwa grünes Gas oder grünes Öl – dort eingesetzt werden, wo es zur Reduktion von Emissionen keine anderen oder optimaleren Möglichkeiten gibt. Die nachstehende (tabellarische) Aufstellung versucht, mögliche Dekarbonisierungsoptionen für wesentliche Einsatzgebiete aufzuzeigen:

Tabelle 10: Einsatzgebiete und mögliche Dekarbonisierungsoptionen im Verkehr; **Quelle:** Österreichische Energieagentur

Einsatzgebiete Verkehr	Mögliche Dekarbonisierungsoptionen
Straßenverkehr motorisierter Individualverkehr (Pkw und leichte Nutzfahrzeuge)	<ul style="list-style-type: none"> • primär batterieelektrische Antriebe • ferner Wasserstoff-Brennstoffzellen
Straßenverkehr öffentlicher Personenverkehr (Busse)	<ul style="list-style-type: none"> • batterieelektrische Antriebe • Wasserstoff-Brennstoffzellen • Oberleitung
Güterverkehr (schwere Nutzfahrzeuge)	<ul style="list-style-type: none"> • batterieelektrische Antriebe • Wasserstoff-Brennstoffzellen • Oberleitung • ferner E-Fuels/Biofuels
Flugverkehr	<ul style="list-style-type: none"> • primär E-Fuels/SAF • ferner batterieelektrische und wasserstoffbasierte Antriebe (Brennstoffzelle und LH2)
Schienenverkehr	<ul style="list-style-type: none"> • primär direktelektrisch • ferner batterieelektrische und wasserstoffbasierte Antriebe (Brennstoffzelle und LH2)
Schifffahrt	<ul style="list-style-type: none"> • primär E-Fuels/SAF • ferner batterieelektrische und wasserstoffbasierte Antriebe (Brennstoffzelle und LH2)

Tabelle 11: Identifizierte Bereiche und mögliche Dekarbonisierungsoptionen in der Wärmeerzeugung und dem Energiesektor; **Quelle:** Österreichische Energieagentur

Identifizierte Bereiche Wärmeerzeugung	Mögliche Dekarbonisierungsoptionen
Raumwärme- und Warmwasser	<ul style="list-style-type: none"> • Wärmepumpen • Pelletsheizungen • Hackschnitzelheizungen • Stückholzheizungen und Kombikessel • Fernwärme • ferner Solarthermie (unterstützend), Anerkennete Netze (Hybride), direktelektrische Verfahren (bei geringer Heizlast), grünes Gas und grünes Öl, grüngasbasierte Brennstoffzellen (Strom und Wärme)
Prozesswärme in Gewerbe und Industrie (kleiner 200 °C)	<ul style="list-style-type: none"> • Wärmepumpen (bis 140°C) • Biomasse • Fernwärme • ferner Solarthermie (unterstützend), direktelektrische Verfahren, grünes Gas und grünes Öl, grüngasbasierte Brennstoffzellen (Strom und Wärme)
Prozesswärme in Gewerbe und Industrie (größer 200 °C)	<ul style="list-style-type: none"> • direktelektrische Verfahren • grünes Gas • Biomasse
Standmotoren und Arbeitsmaschinen Arbeitsmaschinen in der Landwirtschaft (z. B. Traktoren), am Bau (z. B. Bagger, Walzen, Kräne etc.) und in Gewerbe/Industrie (z. B. Stapler)	<ul style="list-style-type: none"> • batterieelektrische Antriebe • direktelektrische Antriebe • Wasserstoff-Brennstoffzellen • E-Fuels/Biofuels • Biogas
Energiesektor Strom- und Fernwärmeerzeugung	<ul style="list-style-type: none"> • Wasserkraft • Windkraft • Photovoltaik • Biogene Reststoffe / Biomasse (KWK) • grünes Gas (Strom, KWK) • Geothermie (Wärme) • Wärmepumpen (Wärme) • Solarthermie (Wärme) • ferner Brennstoffzellen (Strom und Wärme)
Prozessbedingte Emissionen (unter anderem) Industrie (z. B. Chemie, Eisen- und Stahlerzeugung)	<ul style="list-style-type: none"> • Wasserstoff bzw. daraus abgeleitete Grundstoffe (z. B. für Methanol-to-Olefin, Ammoniaksynthese) • direkte Nutzung für nichtenergetische Zwecke • bei Eisen- und Stahl: Wasserstoff als Reduktionsmittel, kombiniert mit großen Stromverbrauchern wie Lichtbogenöfen

Auf Basis aktuell verfügbarer statistischer Daten sowie ausgesuchter Szenarien wird im Folgenden abgeschätzt, welche Nachfrage nach alternativen flüssigen Brennstoffen im Jahr 2040 erwartet werden kann.

5.1 Verbrauch flüssiger fossiler Energieträger im Jahr 2019

Der Bruttoinlandsverbrauch flüssiger fossiler Brennstoffe in Österreich betrug nach der Statistik Austria (2020a) im Jahr 2019 rund 150,3 TWh. Zur weiteren Analyse werden diese statistischen Daten in **Tabelle 12** in die nicht-statistischen Bereiche „Erzeugung“ und „Verwendung“ gruppiert.³⁴

Tabelle 12: Erzeugung und Verwendung fossiler flüssiger Energieträger in Österreich 2019, Netto-Importe ergeben sich aus der Differenz zwischen den Importen und den Exporten fossiler flüssiger Energieträger, Umwandlungsverluste der Raffinerie ergeben sich aus der Differenz zwischen Umwandlungseinsatz und Umwandlungsausstoß; **Quelle:** Statistik Austria 2020a

Beschreibung	Erzeugung (GWh)	Verwendung (GWh)
Inländische Aufbringung	7.679	-
Netto-Importe	143.764	-
Umwandlungsausstoß aus Kokereien	671	-
Lagerzuwachs	-	1.140
Umwandlungsverluste – Raffinerie	-	1.709
Verbrauch des Sektors Energie - Raffinerie	-	4.350
Nichtenergetischer Verbrauch	-	20.445
Energetischer Endverbrauch	-	121.981
Strom- und Fernwärmeerzeugung	-	2.489
Davon: Kraftwerke	-	669
Davon: KWK-Anlagen	-	1.707
Davon: Heizwerke	-	112

Die in Österreich im Jahr 2019 verwendeten fossilen Energieträger entstammen zu 94,5 % aus Importen, und zu ca. 5 % aus heimischer Produktion. Ein kleiner Anteil entsteht als Nebenprodukt in Kokereien (0,5 %) in Form von Steinkohleteer, Benzol und sonstigem Raffinerieeinsatz.

Die Verwendung erfolgte zu 80 % in den Sektoren des energetischen Endverbrauchs. Der nächstgrößere Anteil war die nicht-energetische Verwendung – meist in Form von Bitumen und Naphtha –, gefolgt vom Energieverbrauch der Raffinerie und der (hauptsächlich unternehmenseigenen) Anlagen zur Strom- und Fernwärmeerzeugung. Die Umwandlungsverluste der Raffinerie und die Erhöhung des Lagerstandes machen ca. 1 % der Verwendung des Jahres 2019 aus. **Tabelle 13** stellt den energetischen Endverbrauch fossiler flüssiger

³⁴ Diese Zuordnung folgt nicht mehr ausschließlich den Konventionen der Energiebilanz, wodurch die Gesamtsummen beider Bereiche nicht mehr dem Bruttoinlandsverbrauch entsprechen.

Energieträger nach den Sektoren und Untersektoren der Energiebilanz dar. Es zeigt sich, dass der Verkehr mit einem Anteil von 84,8 % der größte Endverbrauchssektor ist, gefolgt von den privaten Haushalten (9 %) und des produzierenden Bereichs (2,8 %). Im Verkehrsbereich dominiert der Sonstige Landverkehr den Verbrauch, gefolgt vom Flugverkehr, die übrigen Untersektoren haben nur einen geringen Anteil. Der Verbrauch der Industrie ist wiederum zu zwei Drittel von der Baubranche bestimmt, die übrigen Branchen spielen ebenfalls nur eine geringe Rolle. Die Daten der Nutzenergieanalyse (Statistik Austria, 2020c) ermöglichen eine tiefergehende Betrachtung der Verbrauchssektoren und Untersektoren. Der Verbrauch flüssiger fossiler Energieträger der Industrie beruht zu 75 % auf Diesel für den Betrieb von Standmotoren im den Branchen Bau, Bergbau, Steine, Erden, Glas sowie Holzverarbeitung, der Rest verteilt sich auf die Erzeugung von Prozesswärme (20 %, davon 44 % Petrolkoks in den Branchen Chemie und Petrochemie sowie Steine und Erden, Glas) sowie von Raumwärme (5 %). Ohne den Verbrauch von Diesel (der nahezu ausschließlich für Standmotoren eingesetzt wird) und von Petrolkoks beträgt der Verbrauch von flüssigen fossilen Energieträgern in der Industrie nur mehr 614 GWh (18 %), verteilt auf Flüssiggas, Heizöl und Gasöl für Heizzwecke. Die privaten Haushalte verwenden diese Energieträger zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung, der Dienstleistungssektor eben falls zu 80 %. In der Landwirtschaft wird nur ein knappes Drittel für die Raumwärme-erzeugung verwendet, der Rest wird in den landwirtschaftlichen Fahrzeugen eingesetzt.

Tabelle 13: Energetischer Endverbrauch im Jahr 2019 nach Sektor, Branche; **Quelle:** Statistik Austria, 2020c

Sektor	Energetischer Endverbrauch 2019 (GWh)	Sektor	Energetischer Endverbrauch 2019 (GWh)
Eisen- und Stahlerzeugung	18	Eisenbahn	367
Chemie und Petrochemie	100	Sonstiger Landverkehr	90.756
Nicht Eisen Metalle	29	Transport in Rohrfernleitungen	-
Steine und Erden, Glas	383	Binnenschifffahrt	202
Fahrzeugbau	35	Flugverkehr	11.486
Maschinenbau	239	Verkehr	102.813
Bergbau	96	Öffentliche und Private Dienstleistungen	2.200
Nahrungs- und Genußmittel, Tabak	67	Private Haushalte	10.993
Papier und Druck	17	Landwirtschaft	2.576
Holzverarbeitung	52	Sonstige	15.770
Bau	2.339		
Textil und Leder	2		
Sonst. Produzierender Bereich	23		
Produzierender Bereich	3.399		

Tabelle 14: Energetischer Endverbrauch im Jahr 2019 nach Sektor, Branche & Nutzenergiekategorie; **Quelle:** Statistik Austria, 2020c

Energetischer Endverbrauch 2019 (GWh)	Raumklima und Warmwasser	Prozesswärme unter 200 °C	Prozesswärme über 200 °C	Standmotoren
Öffentliche und Private Dienstleistungen	1.792	27	41	341
Private Haushalte	9.885	-	1.108	-
Landwirtschaft	45	1	0	109
Produzierender Bereich Gesamt	167	90	589	2.553
Eisen- und Stahlerzeugung	8	1	2	6
Chemie und Petrochemie	26	67	6	0
Nicht Eisen Metalle	0	-	28	0
Steine und Erden, Glas	9	0	328	47
Fahrzeugbau	16	-	1	17
Maschinenbau	59	0	80	99
Bergbau	5	1	36	54
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	4	15	38	9
Papier und Druck	6	6	5	0
Holzverarbeitung	5	-	1	46
Bau	14	0	57	2.268
Textil und Leder	1	0	0	1
Sonst. Produzierender Bereich	13	-	6	4

Zusammenfassend kann man den heutigen Verbrauch fossiler flüssiger Energieträger in fünf Bereiche unterteilen:

- Verkehr
- Wärmeerzeugung
- Arbeitsmaschinen und Standmotoren
- Energieumwandlung
- Stoffliche Nutzung

Die Größe des jeweiligen Energieverbrauchs dieser Bereiche ist in **Tabelle 15** dargestellt.

Tabelle 15: Nachfrage nach flüssigen fossilen Energieträgern im Jahr 2019; **Quelle:** Eigene Darstellung, Österreichische Energieagentur

Nachfrage nach flüssigen fossilen Energieträgern 2019	GWh
Verkehr	102.813
Straßenverkehr (Diesel und Benzin, für Güter- und Personenverkehr)	90.756
Flugverkehr	11.486
Schienenverkehr	367
Schifffahrt	202
Wärmeerzeugung	13.744
Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in privaten Haushalten, im Dienstleistungssektor sowie in der Landwirtschaft	12.899
Sonstiger Energieverbrauch der Industrie	846
Standmotoren und Arbeitsmaschinen	5.424
Arbeitsmaschinen und Standmotoren Landwirtschaft	2.530
Arbeitsmaschinen und Standmotoren Bau	2.268
Standmotoren in den Dienstleistungen	341
Standmotoren in der übrigen Industrie	285
Energiesektor	8.548
Umwandlungsverluste und Energieverbrauch der Raffinerie	6.060
Umwandlungseinsatz zur Strom- und Fernwärmeerzeugung	2.489
Stoffliche Nutzung	20.445
Nichtenergetischer Verbrauch	20.445

5.2 Ansatz zur Ermittlung des Bedarfs alternativer Energieträger im Jahr 2040

Die Abschätzung des Bedarfs an alternativen flüssigen Energieträgern im Jahr 2040 erfordert Energieszenarien, die auf aktuellen Daten beruhen, das gesamte Energiesystem beschreiben sowie die derzeit geltenden energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen und Zielsetzungen berücksichtigen. Szenarien, die all diese Anforderungen erfüllen, sind derzeit nicht verfügbar und können im Rahmen dieser Studie auch nicht entwickelt werden. Daher werden zur Abschätzung des Bedarfs im Jahr 2040 drei Ansätze kombiniert:

- Übernahme von Ergebnissen aus der jüngst fertiggestellten Studie „Erneuerbares Gas in Österreich 2040“ (gGas2040)
- Anpassung von Ergebnissen aus dem MonMech 2019 (MonMech2019)
- Qualitative Abschätzung im Rahmen dieser Studie (Abschätzung)

Diese Ansätze werden kombiniert, um den möglichen Bedarf aller Bereiche, Sektoren und Anwendungen abzuschätzen, die auf Basis der Energiebilanz sowie der Nutzenergieanalyse der Statistik Austria identifiziert wurden (**Tabelle 16**).

Tabelle 16: Methodischer Ansatz zur Abschätzung des Bedarfs 2040; **Quelle:** Eigene Darstellung, Österreichische Energieagentur

Identifizierte Bereiche	Methodischer Ansatz
Verkehr: Straßenverkehr (Diesel und Benzin, für Güter- und Personenverkehr)	-
Davon motorisierter Individualverkehr	-
Davon öffentlicher Personenverkehr	5.2.1
Davon Güterverkehr	5.2.1
Flugverkehr	5.2.1
Schienenverkehr	5.2.1
Schifffahrt	5.2.1
Wärmeerzeugung: Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in privaten Haushalten, im Dienstleistungssektor sowie in der Landwirtschaft	-
Davon in privaten Haushalten und im Dienstleistungssektor	5.2.2
Davon in der Landwirtschaft	5.2.2
Sonstiger Energieverbrauch der Industrie	5.2.1
Standmotoren und Arbeitsmaschinen: Arbeitsmaschinen und Standmotoren Landwirtschaft	-
Arbeitsmaschinen und Standmotoren Bau	5.2.1
Standmotoren in den Dienstleistungen	
Standmotoren in der übrigen Industrie	5.2.1
Energiesektor: Umwandlungsverluste und Energieverbrauch der Raffinerie	5.2.3
Umwandlungseinsatz zur Strom- und Fernwärmeerzeugung	5.2.3
Stoffliche Nutzung: Nichtenergetischer Verbrauch	5.2.3

5.2.1 Erneuerbares Gas in Österreich 2040

In der Studie „Erneuerbares Gas in Österreich 2040“ (AEA et al., 2021) wurde abgeschätzt, welcher Nachfrage an Gasen im Jahr 2040 bei einer vollständigen Dekarbonisierung des österreichischen Energiesystems aus der Industrie, dem Güterverkehr sowie den KWK-Anlagen und Heizwerken besteht, der nicht durch die Verschiebung zu anderen Energieträgern oder Energieeffizienz reduziert werden kann. Diese Abschätzung erfolgte in einer Kombination aus Top-Down- sowie Bottom-Up-Ansätzen. Die Ermittlung des Bedarfs erfolgte für die

ausgewählten Bereiche in zwei Szenarien, die die Auswirkungen unterschiedlicher technologischer Pfade auf die Art und Höhe der Nachfrage darstellen. Die Nachfrage nach Gasen wird dabei nach der Art des Gases sowie der jeweiligen Nachfrage in den einzelnen Sektoren unterschieden.

Tabelle 17: Nachfrage der betrachteten Bereiche für die Szenarien „Infrastrukturnutzung“ und „Exergieeffizienz“ nach Gasen; **Quelle:** Eigene Darstellung, Österreichische Energieagentur

GWh	Szenario „Infrastrukturnutzung“				Szenario „Exergieeffizienz“			
	CH ₄ /H ₂	CH ₄	H ₂	Ern. Gas	CH ₄ /H ₂	CH ₄	H ₂	Ern. Gas
Prozessbedarf	6.340	47.730	-	54.070	44.230	4.430	2.690	51.350
E-Fuels	-	-	5.280	5.280	-	-	-	-
Sonstige Sektoren	35.420	-	-	35.420	14.670	-	1.170	18.840
Summe Industrie	41.760	47.730	5.280	94.770	58.900	4.430	3.860	67.190
Güterverkehr	-	2.794	2.175	4.969	-	-	-	-
Schienerverkehr	-	-	82	82	-	-	-	-
Schifffahrt	-	22	-	22	-	116	-	116
Öffentlicher Verkehr	-	-	169	169	-	-	169	169
E-Fuels	-	-	17.365	17.365	-	-	11.528	11.528
Summe Verkehr	-	2.816	19.791	22.608	-	116	11.697	11.813
Fernwärme	-	10.353	-	10.353	-	5.082	-	5.082
Stromerzeugung	-	10.686	-	10.686	-	5.246	-	5.246
Summe KWK und Heizwerke	-	21.039	-	21.039	-	10.328	-	10.328
Summe Nachfrage	41.760	71.585	25.071	138.416	58.900	14.874	15.557	89.331

Die Ermittlung der Gasnachfrage der Industrie erfolgt in der Studie „Erneuerbares Gas in Österreich 2040“ (AEA et. Al, 2021) nach drei Kategorien: I) der Prozessbedarf³⁵ der chemischen Industrie, der Eisen- und Stahlindustrie sowie in der Glasherstellung, II) der Bedarf an Wasserstoff zur Herstellung der in der Industrie benötigten synthetischen Treibstoffen zum Betrieb von Standmotoren und selbstfahrenden Arbeitsmaschinen (E-Fuels), sowie III) die Nachfrage aus den übrigen Branchen für die Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme.

Während zur Erfüllung des Prozessbedarfs gasförmige Energieträger in Form von Methan oder Wasserstoff erforderlich sind, kann die Nachfrage der übrigen Branchen grundsätzlich sowohl von Gasen als auch von flüssigen alternativen Energieträgern gedeckt werden.

³⁵ Prozessbedarf umfasst hier die Nachfrage ausgewählter Industriezweige nach Gasen, die über ihre Funktion als Energieträger hinaus aus bestimmte stoffliche oder chemische Eigenschaften aufweisen müssen.

Die Nachfrage nach Gasen aus den betrachteten Verkehrsträgern ergibt sich aus der Methannachfrage in Form von CNG zum Betrieb von Verbrennungskraftmaschinen, sowie aus der Wasserstoffnachfrage zum Betrieb von Brennstoffzellen sowie zur Herstellung von E-Fuels.

Die Nachfrage der KWK-Anlagen und Heizwerke nach Gasen stammt aus der Erzeugung von Fernwärme und der damit gekoppelten Erzeugung von elektrischer Energie in GuD-Anlagen oder Brennstoffzellen-KWK. Damit lassen sich aus der Studie „Erneuerbares Gas in Österreich 2040“ (AEA et al., 2021) grundsätzlich folgende Bedarfe nach flüssigen alternativen Energieträgern zusammenfassen:

- die Erzeugung von E-Fuels aus Wasserstoff in der Industrie und im Verkehr; sowie
- die Nachfrage nach Methan im Verkehrsbereich.

Tabelle 18: Abgeleiteter Bedarf an flüssigen alternativen Energieträgern ausgewählter Sektoren im Jahr 2040, Nachfrage nach E-Fuels unterscheidet sich vom H₂-Bedarf für E-Fuels in Tabelle 16 durch die angenommene Umwandlungseffizienz von 72 %.; **Quelle:** Österreichische Energieagentur

Bedarf (GWh)	Szenario „Infrastrukturnutzung“	Szenario „Energieeffizienz“
Industrie – E-Fuels	3.802	-
Verkehr – CH ₄	2.816	116
Verkehr – E-Fuels	12.503	8.300
KWK-Anlagen und Heizwerke	-	-
Summe	19.121	8.416

Zur konkreten Wahl der Substitution einer fossilen Energieträgernachfrage eines Bereichs durch erneuerbaren Gasen oder grünen Ölen ist im Sinne der Exergieeffizienz die verfügbare Produktionskette zu berücksichtigen. Die Nachfrage nach gasförmigen Energieträgern kann effizient vorrangig durch erneuerbare Gasen aus Reststoffen durch anaerobe Vergärung oder Holzvergasung gedeckt werden, im Gegenzug dazu können grüne Öle energetisch günstig aus Ölsaaten hergestellt werden.

Elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen kann sowohl zur Herstellung von erneuerbaren Gasen als auch von grünen Ölen eingesetzt werden, wobei bei dieser Produktionsweise erst Wasserstoff und erst in weiteren Schritten (und mit weiteren Umwandlungsverlusten) Methan und größere Kohlenwasserstoffe erzeugt werden.

Zwischen den Rohstoffpotentiale für biogene Energieträger besteht hinsichtlich ihrer Verwendung eine Nutzungskonkurrenz, darüber hinaus sind sie – ebenso wie die Potentiale zur Erzeugung erneuerbaren Stroms – im Inland begrenzt. Daher muss bei der Entwicklung von Nutzungsketten darauf geachtet werden, diese Potentiale möglichst effizient einzusetzen, und so die Notwendigkeit zum Import von (erneuerbaren) Energieträgern oder Rohstoffen zu deren Herstellung zu minimieren.

5.2.2 Szenarien des "Monitoring Mechanism 2019"

Die zweite Datenquelle, die für die Quantifizierung des Bedarfs an flüssigen alternativen Energieträgern herangezogen wurde, sind die Szenarien WEM („with existing measures“) und WAM („with additional measures“) des Monitoring Mechanism 2019, die 2019 zur Erfüllung der Berichtspflichten im Rahmen der Effort

Sharing Decision zur Entwicklung von Treibhausgas-Emissionsszenarien bis 2050 verwendet wurden, und die auch die Grundlage für den Nationalen Energie- und Klimaplan bilden, den Österreich Ende 2019 an die Europäische Kommission übermittelt hat.³⁶ Im Unterschied zu AEA et al. (2021) bilden diese Szenarien keine Dekarbonisierung bis 2040 bzw. 2050 ab. Sie werden im Rahmen der gegenständlichen Studie dazu herangezogen, den möglichen Bedarf zur Raumwärmebereitstellung sowie für den motorisierten Individualverkehr abzuschätzen.

5.2.2.1 Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung

Abbildung 30 und 31 zeigen den energetischen Endverbrauch zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung Gebäuden der privaten Haushalte und des Dienstleistungssektors in den Szenarien WEM und WAM, und die Entwicklungen des Anteils von Heizöl. In beiden Szenarien kommt es zu einem starken Rückgang des Anteils von Heizöl, der auch schon in den letzten 20 Jahren beobachtet werden konnte. Aufgrund der stärker wirkenden Maßnahmen beträgt der Anteil im Szenario WAM nur mehr ca. 2 % im Jahr 2040. Die Studie „Wärmezukunft 2050“ (EEG, 2018) zeigt darüber hinaus, dass der Anteil der Ölheizungen technisch auf nahezu Null reduziert werden kann.

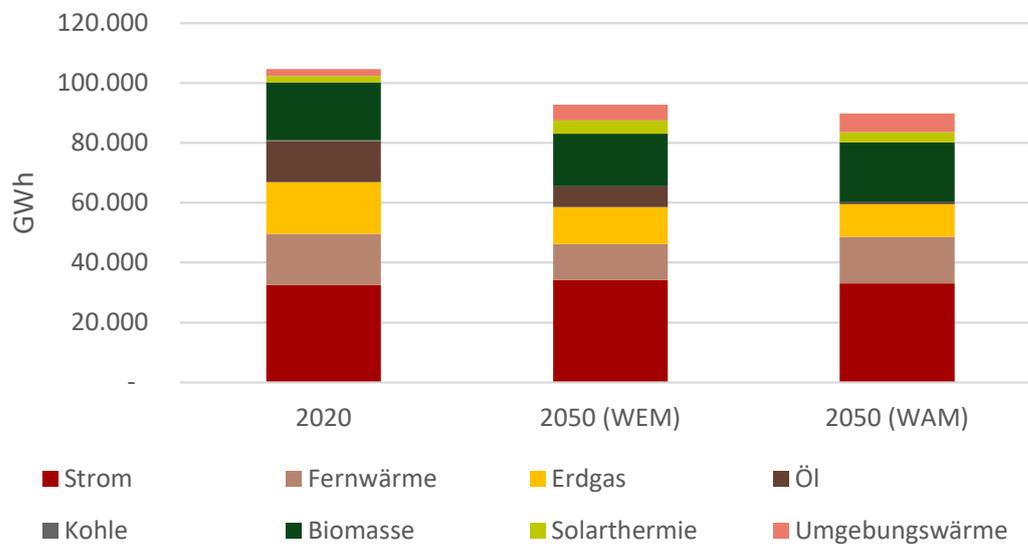


Abbildung 30: Energetischer Endverbrauch der Gebäude; **Quelle:** Eigene Darstellung, Österreichische Energieagentur

³⁶ Die Annahmen und Ergebnisse der Szenarien WEM und WAM wurden anders als in den Jahren weder in Form von Teil- noch als Gesamtstudie veröffentlicht. Teilergebnisse für die Entwicklung des Endenergieverbrauchs jedes Verkehrs sowie der Gebäude wurden jedoch für diese Abschätzungen verfügbar gemacht.

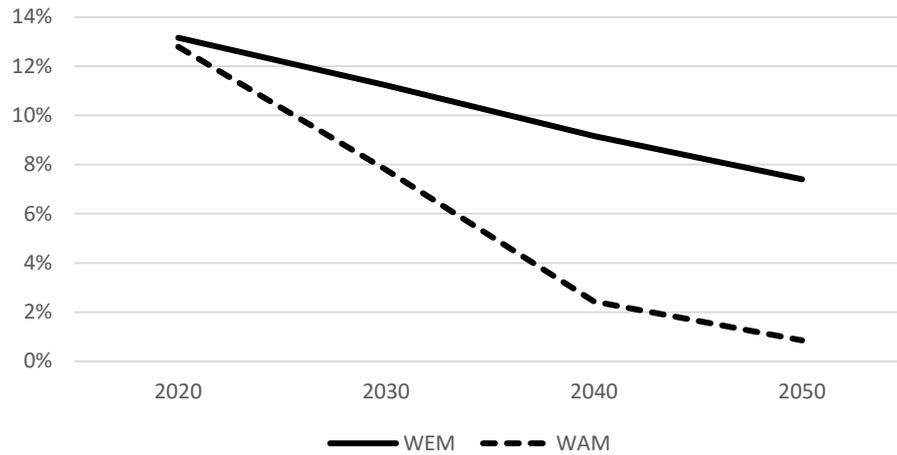


Abbildung 31: Anteil von Öl in den Szenarien WEM und WAM; **Quelle:** Eigene Darstellung, Österreichische Energieagentur

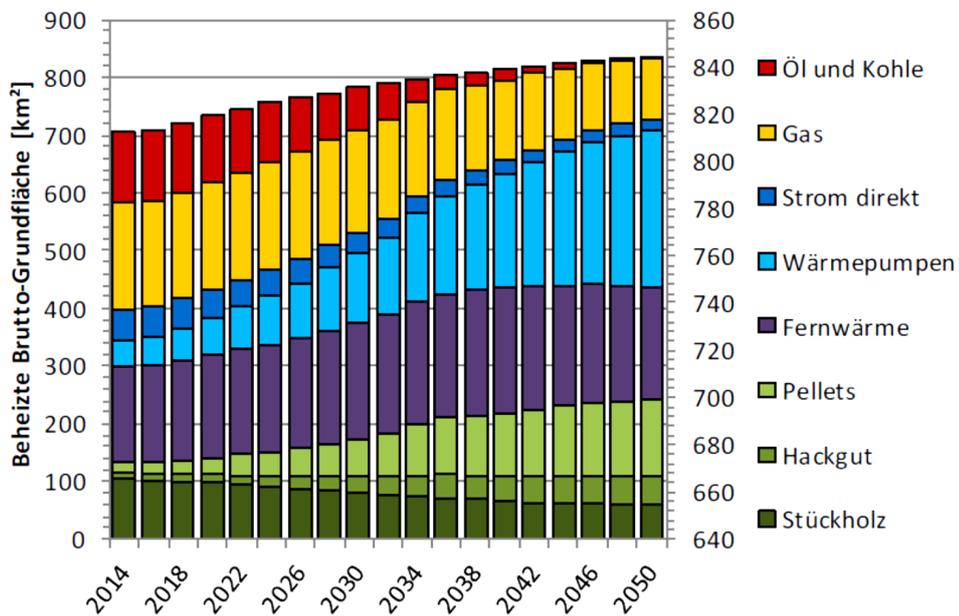


Abbildung 32: Entwicklungen der beheizten Brutto-Grundflächen im Wärmewende-Szenario; **Quelle:** EEG, 2018

In diesen Studien zur Entwicklung des Energieverbrauchs des Gebäudesektors kann aus methodischen Gründen nicht untersucht werden, ob für einzelne Gebäude der Ausstieg aus ölbasierten aufgrund des Zusammentreffens verschiedener Gründe aus technischen nicht durchführbar ist. Unter diesen Gründen sind die fehlende Anschlussmöglichkeit an Fern- oder Nahwärmenetze, der aus räumlichen oder Emissionsgründen nicht mögliche Installation von biomassebasierten Heizungen und eine aus architektonisch Gründe nicht durchführbaren thermischen Sanierung. Kosten-Nutzen-Überlegungen und die Bewertung der sozialen Verträglichkeit des Einsatzes synthetischer Brennstoffe im Vergleich zu Sanierung und Heizsystemwechsel sind in Anbetracht der im Vergleich zu fossilen Heizöl höheren Kosten anzustellen.

5.2.2.2 Motorisierter Individualverkehr (PKW-Verkehr)

Abbildung 33 und 34 zeigen den energetischen Endverbrauch des PKW-Verkehrs in den Szenarien WEM und WAM des MonMech 2019, sowie die Entwicklung des Anteils der konventionellen Treibstoffe. In beiden Szenarien kommt es zu einer stetigen Abnahme des Verbrauchs von fossilen Treibstoffe, jedoch sinkt deren Anteil bis 2050 nur auf 77 % bzw. 70 %. Der Hauptgrund für diese Entwicklung, die eine Dekarbonisierung des Verkehrssektors nicht erreicht, ist die der Verfügbarkeit und damit Flottendurchdringung von Fahrzeugen, die mit nicht-fossilen Energieträgern betrieben werden.

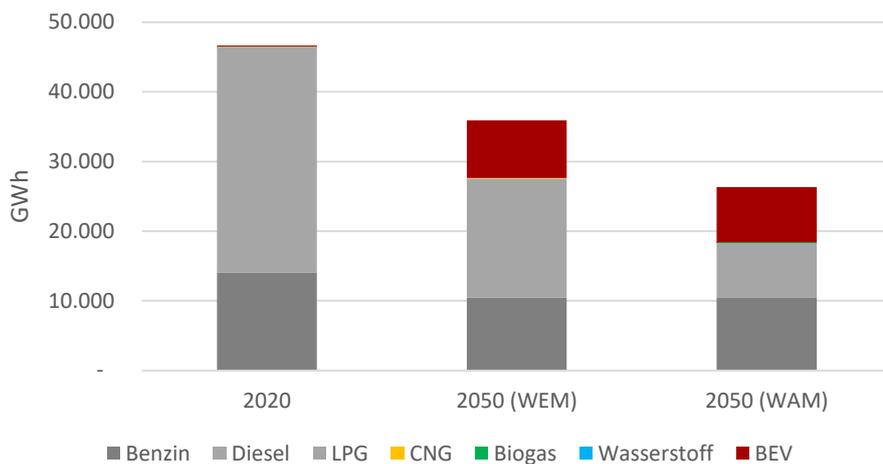


Abbildung 33: Energetischer Endverbrauch des PKW-Verkehrs (MIV); **Quelle:** Eigene Darstellung, Österreichische Energieagentur

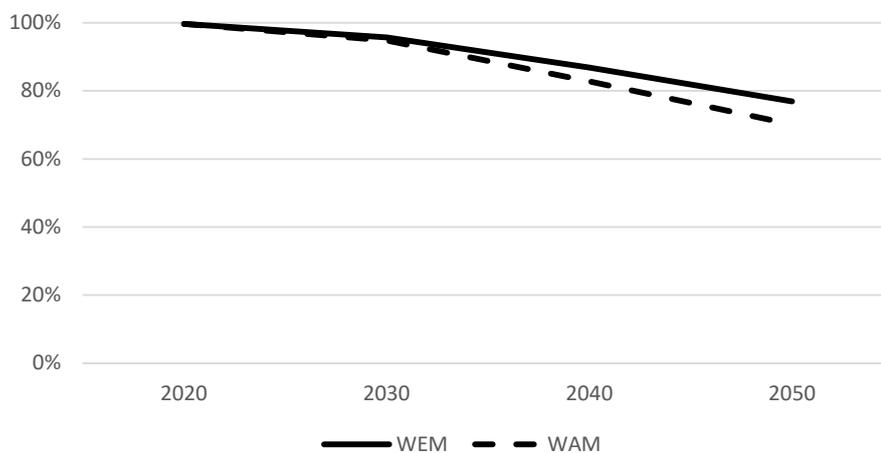


Abbildung 34: Anteil konventioneller Treibstoffe in den Szenarien WEM und WAM; **Quelle:** Eigene Darstellung, Österreichische Energieagentur

In der Studie „Pathways to a Zero Carbon Transport Sector“ (Umweltbundesamt, 2020b) wurde untersucht, wie sich der Energieverbrauch des Verkehrssektors im Falle einer vollständigen Dekarbonisierung darstellen kann (**Tabelle 19**).

Tabelle 19: Energetischer Endverbrauch des Verkehrs - Klimaneutralität 2050 [TJ]; **Quelle:** Umweltbundesamt, 2020b

Alternative Antriebe & biogene Kraftstoffe	Electric Road System	Batterie elektrisch	Wasserstoff-Brennstoffzelle	SynFuel Strom	SynFuel Biogen	Biogas	Biodiesel	Bio-ETBE und Ethanol	HVO	Pflanzenöl	Summe
Straße PKW	0	33.212	1.084	0	0	0	0	0	0	0	34.296
LNF	0	6.409	201	0	0	0	0	0	0	0	6.609
SNF <18t	0	3.695	239	0	0	0	0	0	0	0	3.933
SNF >18t	14.070	5.628	7.610	0	0	0	0	0	0	0	27.307
Reisebus	1.120	1.267	1.365	0	0	0	0	0	0	0	3.752
Stadtbus	93	474	198	0	0	0	0	0	0	0	765
Zweirad	0	1.056	0	0	0	0	0	0	0	0	1.056
Schiene	13.832	0	508	0	0	0	0	0	0	0	14.340
Wasserstraße	0	83	0	200	745	0	0	0	0	0	1.028
Luft	0	0	0	11.843	9.690	0	0	0	0	0	21.533
Off-Road	0	7.587	0	0	1.500	500	1.500	2.650	1.500	500	15.737

Dieses Szenario zeigt, dass mit der Umsetzung der erforderlichen Maßnahmen der PKW-Verkehr anders als in den Szenarien des MonMech 2019 –zumindest aus technischen Gründen vollständig ohne den Einsatz von flüssigen alternativen Treibstoffen betrieben werden kann. Zu diesen Ergebnissen ist zudem anzumerken, dass diese qualitativ in Einklang mit den Abschätzungen des Bedarfs der übrigen Verkehrsträger in AEA et al. (2021) bzw. **Abschnitt 5.2.1** sind.

5.2.3 Sonstige Abschätzungen

Im Folgenden wird die Nachfrage der in **Abschnitt 5.1** identifizierten Sektoren und Anwendungen, für die in den ausgewählten Studien keine Daten verfügbar waren, vereinfacht abgeschätzt.

5.2.4 Standmotoren im Dienstleistungssektor

Zur Nachfrage der Standmotoren im Dienstleistungssektor im Jahr 2040 sind keine Daten verfügbar. Daher wurde zur Vereinfachung angenommen, dass sich die Nachfrage gleich wie die Nachfrage der Arbeitsmaschinen und Standmotoren in der Industrie entwickelt. Diese steigt von 2.553 GWh im Jahr 2019 auf eine Nachfrage nach grünen Ölen von 3.802 GWh im Jahr 2040 und damit um 49 %. Das bedeutet für die Standmotoren im Dienstleistungssektor einen Zuwachs der Nachfrage von 341 GWh auf 508 GWh.

5.2.4.1 Arbeitsmaschinen und Standmotoren in der Landwirtschaft

Zur Nachfrage der Arbeitsmaschinen und Standmotoren in der Landwirtschaft sind wie für den Dienstleistungssektor keine Daten zur Nachfrage im Jahr 2040 verfügbar. Zur Vereinfachung wurde hier derselbe Ansatz wie für die Standmotoren in den Dienstleistungssektor angewandt. Damit steigt die entsprechende Nachfrage der Arbeitsmaschinen und Standmotoren in der Landwirtschaft von 2.530 im Jahr 2019 um 49 % auf 3.767 GWh im Jahr 2040.

5.2.4.2 Energiesektor

Im Jahr 2019 wurden ca. 8,5 TWh flüssige fossile Energieträger im Energiesektor verbraucht. Der Großteil dieses Verbrauchs entfällt auf die Umwandlungsverluste und den Energieverbrauch der Raffinerie (6 TWh), der Rest (2,5 TWh) auf den Einsatz in Anlagen zur Strom- und Wärmerzeugung.

Die Erreichung des Ziels der vollständigen Dekarbonisierung Österreichs im Jahr 2040 lässt erwarten, dass die Nachfrage nach den Raffinerieerzeugnissen entsprechend den Zielerreichungserfordernissen zurückgeht.³⁷ Es wird angenommen, dass dieser Nachfragerückgang dann in weiterer Folge zu einer damit einhergehenden Reduktion der Verarbeitung von Rohöl und daraus hergestellten fossilen flüssigen Energieträgern führt, wodurch auch die Umwandlungsverluste sinken. Der Energieverbrauch der Raffinerie erfolgt überwiegend mittels Energieträgern, die im Laufe des Raffinerieprozesses als Zwischen- oder Nebenprodukte anfallen. Es wird daher ebenfalls angenommen, dass sich ein Rückgang der Verarbeitung von Rohöl und dessen Derivaten im Verbrauch der Raffinerie an flüssigen fossilen Energieträgern widerspiegelt.

³⁷ Die Erzeugung von flüssigen fossilen Energieträgern ausschließlich für den Export wurde in Rahmen dieser Studie nicht betrachtet und diskutiert.

Der Umwandlungseinsatz von flüssigen fossilen Energieträgern zu Erzeugung von elektrischer Energie und Fernwärme erfolgte im Jahr 2019 nahezu ausschließlich (94 %) in unternehmenseigenen Anlagen, und findet meist als Nebenprodukt zur Verbesserung der Brennstoffnutzung der jeweiligen industriellen Prozesse statt. Ein Rückgang der Nutzung flüssiger fossiler Energieträger in diesen Unternehmen in diesen industriellen Prozessen lässt erwarten, dass der zur Erzeugung von elektrischer Energie und Fernwärme anrechenbare Umwandlungseinsatz von flüssigen fossilen Energieträgern im gleichem Ausmaß zurückgeht.

5.2.4.3 Stoffliche Nutzung

Die stoffliche Nutzung von flüssigen fossilen Energieträgern findet derzeit hauptsächlich in Form von Bitumen (für den Straßenbau) sowie von Naphtha (als Grundstoff für die chemische Industrie) statt. Der Bedarf als Grundstoff der chemischen Industrie wurde in AEA et al. (2021) diskutiert und die zur Deckung dieses Bedarfs erforderliche Wasserstoffproduktion abgeschätzt (siehe Abschnitt 5.2.1).

Eine rein stoffliche Nutzung von flüssigen fossilen Energieträgern erscheint – unter Vernachlässigung von THG-Emissionen im Rahmen der Förderung und des Transports – grundsätzlich möglich, sofern im Rahmen von Kreislaufwirtschaft keine energetische Verwertung der damit hergestellten Produkte erfolgt. Jedoch erscheint im Hinblick auf Klimaneutralität die Erzeugung der derzeit als Nebenprodukte anfallenden Stoffe zur reinen stofflichen Verwendung als wenig plausibel.

5.3 Zusammenfassung: Bedarf an flüssigen alternativen Energieträgern im Jahr 2040

Tabelle 20 fasst die Abschätzung der Nachfrage nach flüssigen alternativen Energieträgern im Jahr 2040 zusammen. Der Großteil der Nachfrage entstammt dem Verkehr, wobei hier der Flugverkehr der wichtigste Verkehrsträger ist, der Rest entfällt auf Standmotoren und Arbeitsmaschinen.

Tabelle 20: Zusammenfassung der Nachfrage nach grünem Öl aller Sektoren im Jahr 2040; **Quelle:** Eigene Darstellung, Österreichische Energieagentur

Nachfrage nach flüssigen alternativen Energieträgern 2040 (GWh)	Szenario „Infrastrukturnutzung“	Szenario „Energieeffizienz“
Verkehr	15.319	8.416
Wärmeerzeugung	-	-
Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in privaten Haushalten, im Dienstleistungssektor sowie in der Landwirtschaft	-	-
Sonstiger Energieverbrauch der Industrie	-	-
Standmotoren und Arbeitsmaschinen	8.077	4.275
Arbeitsmaschinen und Standmotoren Landwirtschaft	3.767	3.767
Standmotoren in den Dienstleistungen	508	508
Arbeitsmaschinen und Standmotoren Bau	3.802	-
Standmotoren in der übrigen Industrie	-	-
Energiesektor	-	-
Stoffliche Nutzung	-	-
Summe	23.396	12.691

6 Produktionspotenzial und GAP-Analyse

Im Folgenden werden sowohl biobasierte als auch strombasierte Produktionsketten, Nutzungskonkurrenzen sowie eine GAP-Analyse nationaler Aufbringung und Importe betrachtet.

6.1 Biobasierte Produktionsketten

In den folgenden Abschnitten wird der Status Quo der inländischen Produktion von Ölsaaten und pflanzlichen Ölen sowie tierischer Fette, HVO, FAME, Holz und weiterer Rohstoffe beleuchtet.

6.1.1 Inländische Produktion – Status Quo

Ölsaaten und Pflanzliche Öle: In Österreich werden als Ölsaaten v.a. Raps und Sonnenblume in größeren Mengen kultiviert. Laut Statistik Austria (2021a, 2021b) wurden im Jahr 2018/19 insgesamt 386.856 T Ölsaaten erzeugt.³⁸ Die Inlandsverwendung betrug 799.092 t. Der Selbstversorgungsgrad an Ölsaaten lag demnach im Jahr 2018 bei ca. 48 % (**siehe Tabelle 21**). Etwa 76 % der Inlandsverwendung des Jahres 2018/19 ging in die Verarbeitung, der Rest entfällt auf die Sektoren Futter und Saat. Zur Verarbeitung von Ölsaaten gibt es in Österreich zwei industrielle Ölmühlen (Bunge Austria in Bruck an der Leitha, Verarbeitungskapazität ca. 400.000 Jahrestonnen; VOG AG in Aschach, Verarbeitungskapazität ca. 35.000 Jahrestonnen). Zudem gibt es auch rund 30 dezentrale Ölmühlen (Bacovsky et al., 2018). Mit lediglich 28 % ist der Selbstversorgungsgrad an Pflanzenöl noch deutlich geringer als jener für Ölsaaten (**siehe Tabelle 22**). Diese Daten zeigen, dass Österreich sowohl bei den Ölsaaten und noch mehr beim Pflanzenöl auf Importe angewiesen ist, um den Nahrungsverbrauch zu decken und sonstige Verwendungen zu ermöglichen. Der Einsatz von Pflanzenöl als Kraftstoff ist mit nur 135 t im Jahr 2019 verschwindend gering (BMK, 2020).

Tabelle 21: Versorgungsbilanz für Ölsaaten 2014-2018; **Quelle:** Eigene Darstellung auf Basis von Daten der Statistik Austria, 2021a

Ölsaaten in Tonnen	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Erzeugung	390.331	311.734	391.313	382.964	386.856
Anfangsbestand	38.000	63.500	57.000	85.500	75.000
Endbestand	63.500	57.000	85.500	75.000	57.000
Einfuhr	565.272	573.307	622.349	594.793	659.558
Ausfuhr	208.443	193.947	242.145	196.889	265.322
Inlandsverwendung	721.660	697.595	743.017	791.368	799.092

³⁸ In den letzten 5 Jahren verringerte sich die Raps-Produktion von rd. 140.000 t/a auf rd. 100.000 t/a. Die Erntemenge bei Sonnenblumen lag zuletzt bei rund 56.000 t, Sojabohnen steigen im 5-Jahresvergleich hingegen von ca. 153.000 t/a auf >200.000 t/a.

Ölsaaten in Tonnen	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Futter	85.918	71.665	73.077	94.556	93.097
Saat	6.326	5.693	7.049	7.358	7.521
Verarbeitung	556.186	548.519	590.388	612.785	619.521
Verluste	20.301	14.268	12.593	13.509	12.996
Nahrungsverbrauch	52.928	57.450	59.911	63.160	65.957
-"- pro Kopf und kg	6,2	6,6	6,8	7,2	7,4
Selbstversorgung %	54	45	53	48	48

Tabelle 22: Versorgungsbilanz für pflanzliche Öle; **Quelle:** Eigene Darstellung auf Basis von Daten der Statistik Austria, 2021b

Pflanzenöl (Reinfett in Tonnen)	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Erzeugung	212 512	204 110	223 917	229 599	232 239
Anfangsbestand	6 300	12 400	5 300	6 500	7 000
Endbestand	12 400	5 300	6 500	7 000	6 000
Einfuhr	372 281	352 706	324 257	328 552	343 667
Ausfuhr	100 468	107 230	150 340	141 935	165 494
Inlandsverwendung	478 224	456 686	396 634	415 716	411 412
Futter	15 922	16 814	15 782	16 242	16 868
Verarbeitung	69 926	73 206	71 025	78 191	80 039
davon Margarine	19 289	17 251	17 552	20 266	21 099
davon Speisefette	50 637	55 955	53 473	57 925	58 940
Industrie	260 886	233 782	173 836	182 079	175 155
Verluste	14 990	14 384	15 791	16 803	15 749
Nahrungsverbrauch	116 500	118 500	120 200	122 400	123 600
-"- pro Kopf und kg	13,6	13,6	13,7	13,9	14,0
Selbstversorgung %	27	21	31	27	28

Tierische Fette: In Österreich wurden im Jahr 2019 133.965 t tierische Fette (Abschnittsfette, Innereienfett, Fett aus der Tierkörperverwertung) erzeugt, die Inlandsverwendung betrug 12.7606 t (**siehe Tabelle 23**). In der Industrie, einschließlich der zur Verbrennung verwendeten Mengen, wurden knapp 70.000 t eingesetzt, der

Nahrungsverbrauch betrug rund 57.000 t. Es zeigt sich, dass Österreich die letzten Jahre durchgehend einen Selbstversorgungsgrad von >100 % aufweist, d. h. die Bruttoeigenerzeugung übersteigt die Inlandsverwendung. Im Jahr 2019 betrug die Differenz allerdings nur 6.359 t (Statistik Austria, 2021c).

Tabelle 23: Versorgungsbilanz für tierische Fette; **Quelle:** Eigene Darstellung auf Basis von Daten der Statistik Austria, 2021c

Tierische Fette (Reinfett in Tonnen)	2014	2015	2016	2017	2018
Bruttoeigenerzeugung	134 492	133 082	131 540	133 795	133 965
Aus Lebendeinfuhren	8 367	8 134	8 197	8 304	7 475
Aus Lebendausfuhren	1 998	2 056	2 067	1 799	1 821
Nettoerzeugung	140 861	139 160	137 670	140 300	139 619
Einfuhr	13 431	16 414	20 092	26 829	29 064
Ausfuhr	35 974	37 894	41 154	42 711	41 077
Inlandsverwendung	118 318	117 680	116 608	124 418	127 606
Futter	1 170	1 365	812	906	963
Industrie	61 803	61 540	59 509	64 865	69 678
Nahrungsverbrauch	55 345	54 775	56 287	58 647	56 965
-"- pro Kopf in kg	6,4	6,3	6,4	6,6	6,4
Selbstversorgung %	114	113	113	108	105

Weitere Rohstoffe: Abgesehen von Pflanzlichen Ölen und tierischen Fetten können technisch gesehen Tallöl als Nebenprodukt der Zellstoffherstellung, technisches Maisöl sowie Altspeiseöle für die Produktion von diversen alternativen Brennstoffen als Substitut für Heizöl EL (schwefelfrei) verwendet werden. In Österreich gibt es am Standort der Zellstoff Pöls AG eine Tallölanlage mit einer Nennleistung von 15.000 t pro Jahr. Tallöl wird in der Chemischen Industrie und als Brennstoff verwendet. Auch andere Standorte die Zellstoff mittels Sulfatverfahren herstellen, könnte Tallöl produzieren (Modi Frantschach, AustroCell Hallein, Smurfit Kappa Nettingsdorf). Technisches Maisöl kann bei der Produktion von Ethanol aus Mais erzeugt werden. Das Potenzial in Österreich ist derzeit begrenzt und wird mit ca. 3.360 t pro Jahr angegeben (Bacovsky et al., 2018). Ethanol könnte, wie in **Kapitel 3.6** beschrieben, über das AtJ-Verfahren ebenfalls in einen Heizöl-ähnlichen Brennstoff umgewandelt werden. Im Jahr 2019 wurden in Pischelsdorf, Niederösterreich, 201.476 t Bioethanol produziert. Das entspricht mehr als dem Doppelten (233 %) des Inlandsabsatzes (BMK, 2020).

Hydrierte Pflanzenöle (HVO): In Österreich gibt es mit Stand März 2021 keine Anlage zur Produktion von HVO. Laut einer Pressemitteilung³⁹ der OMV AG vom 15. Dezember 2020 investiert das Unternehmen 200 Mio. Euro

³⁹ <https://www.omv.com/de/news/201215-omv-investiert-in-der-raffinerie-schwechat-knapp-eur-200-mio-in-die-produktion-von-biokraftstoffen>

in die Raffinerie Schwechat um hydrierte Pflanzenöle im Rahmen eines CO-Processing herzustellen. Insgesamt sollen bis zu 160.000 t „flüssige Biomasse“ zu Kraftstoffen umgewandelt werden. Die Anlage soll bis 2023 in Vollbetrieb gehen. Genauere Angaben konnten im Rahmen der Recherche leider nicht gefunden werden. Sämtliches in Österreich in Verkehr gebrachtes HVO wurde 2019 aus dem Rohstoff Palmöl erzeugt (BMK, 2020).

Fettsäuremethylester: Die FAME-Produktion belief sich laut Biokraftstoffbericht (BMK, 2020) im Jahr 2019 auf 299.377 t. Damit konnten rund 62 % des inländischen Bedarfs an nachhaltigem Biodiesel gedeckt werden. Lediglich 23,2 % der in österreichischen Anlagen verarbeiteten Ausgangsstoffe für FAME stammen aus Österreich. Im österreichischen Biokraftstoffregister (elNa) waren 2019 acht Betriebe als Biodieselproduzenten registriert. Für die Produktion von Biodiesel wurde offiziell kein Palmöl eingesetzt, allerdings kann nicht ausgeschlossen werden, dass Palmöl über Altspeiseöl aus z. B. Großküchen eingesetzt wird.

Holz als Rohstoff: Holz ist eine der bedeutendsten Ressourcen in Österreich. Die gesamte Waldfläche beträgt etwa 4,02 Mio. Hektar, das entspricht rund der Hälfte des Staatsgebietes. Der Gesamtvorrat an Holz wird mit 1,173 Milliarden Vfm beziffert. Der Jährliche Zuwachs beträgt rund 30 Mio. Vfm (2018: 29,72 Mio.), die Nutzung bei zuletzt 26,17 Mio. Vfm. Sowohl die Waldfläche als auch der Vorrat steigen in Österreich seit den 1960er Jahren kontinuierlich an. Ebenso lag die Nutzung stets unter dem Zuwachs (BFW, 2019).

6.1.2 Nutzungskonkurrenz

Biogene Rohstoffe können in vielfältiger Art und Weise genutzt und weiterverarbeitet werden. Beim Einsatz von Getreide und sonstigen Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt, Zuckergehalt, Ölpflanzen und aus als Hauptkultur vorrangig für die Energiegewinnung auf landwirtschaftlichen Flächen angebaute Pflanzen (z. B. Raps, Zuckerrübe) besteht eine Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion, da für ihren Anbau landwirtschaftliche Flächen benötigt werden. Solche Biokraft- und Brennstoffe werden als „erste Generation“ bezeichnet. In der EU wurde mit der sogenannten ILUC-Richtlinie (RL 2015/1513 EU) eine Obergrenze von maximal 7 % für den auf die Ziele anrechenbaren Beitrag von Biokraftstoffen der ersten Generation und ein Richtwert für fortschrittliche Biokraftstoffe eingeführt. Aber auch fortschrittlichen Biokraftstoffen bzw. –Brennstoffen sind nicht frei von Konkurrenz-Nutzungen. HVO oder UCOME kann z. B. in Ölkesseln und in Dieselmotoren (Verkehrssektor) eingesetzt werden. Derzeit findet der Absatz aber primär im etablierten Markt des Verkehrssektors statt. Die Mengen sind dort nicht zuletzt aufgrund der Beimischungsverpflichtung quasi gebunden und können daher nicht beliebig in andere Märkte wie den Raumwärmemarkt umgelenkt werden. Aus diesem Grund müssten Mengen, welche Heizöl substituieren sollen, zusätzlich erzeugt werden.

6.1.2.1 Pflanzenöl und Biodiesel

Wie zuvor beschrieben liegt der Selbstversorgungsgrad bei Ölsaaten und Pflanzenölen seit Jahren deutlich unter 100 %. Das bedeutet, dass Österreich als Volkswirtschaft in diesen Bereichen massiv auf Importe angewiesen ist. Wie in den **Tabellen 21 und 22** angeführt, wird Pflanzenöl zu etwa einem Drittel als Nahrungsmittel verwendet, etwa 4 % wird als Futter verwendet und 19 % werden zu Margarine und Speisefetten verarbeitet. Abzüglich Verlusten werden etwa 43 % einer anderen industriellen Verwendung zugeführt. Wie viel davon in die Produktion von Fettsäuremethylester (=Biodiesel für den Verkehrssektor) geht, konnte im Rahmen der Recherchen nicht abschließend geklärt werden. Von den tierischen Fetten wurden etwa 55 % in der Industrie verarbeitet, wobei auch hier unklar ist, welcher Mengen in die Biodiesel-Produktion gehen.

Insgesamt zeigt sich, dass die Biodieselproduktion der wesentliche Mitbewerber um Rohstoffe für potenzielle FAME-Brennstoffe bzw. Pflanzenöl-Brennstoffe ist. Daneben sind sowohl die Nahrungsmittelindustrie und der

Futtermittelsektor bedeutende Konkurrenten um den Rohstoff. Die Zahlen verdeutlichen, dass es inländisch keine „brach liegenden“ Mengen an Ölen oder Fetten für eine etwaige Brennstoffproduktion gibt. Vielmehr werden diese Rohstoffe bereits in etablierten Märkten verwendet und können daher nicht unmittelbar für andere Zwecke genutzt werden. Eine Umlenkung der Mengenströme in eine etwaige Brennstoffproduktion könnte am ehesten über den zu zahlenden Preis erfolgen. Dabei ist allerdings zu beachten, dass es im Verkehrssektor eine verpflichtende Beimischung von Biokraftstoffen gibt („B7“ bei Dieselkraftstoff). Durch höhere Preise würde auch der Endproduktpreis eines etwaigen Brennstoffs steigen.

Der Biokraftstoffbericht bestätigt, dass im Bereich Biodiesel zunehmend „B0“ in Verkehr gebracht wird. In den letzten zehn Jahren stieg diese Menge von etwa 62.000 t auf rund 754.000 t im Jahr 2019. Allerdings ist es fraglich, ob hierdurch größere Mengen an FAME für die Nutzung als Brennstoff frei werden könnten, da die Selbstversorgung von Biodiesel in Österreich nur bei etwa 62 % liegt. Dieselkraftstoff ohne Bio-Anteil nahm 2019 rund 10,7 % vom gesamten Dieselkraftstoff-Markt ein. In den letzten fünf Jahren lagen die Wachstumsraten zum Vorjahr im Mittel bei 27 %.

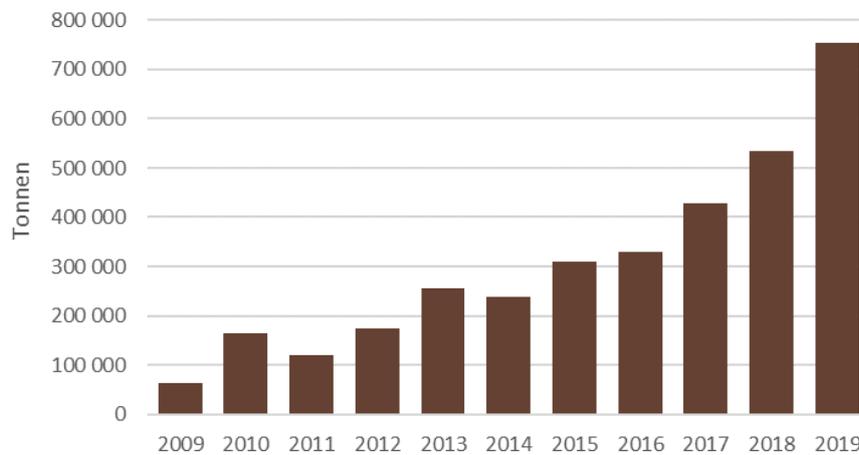


Abbildung 35: Entwicklung der Verkäufe von Dieselkraftstoff ohne Bioanteil (B0) in Österreich; **Quelle:** Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus dem Biokraftstoffbericht (BMK, 2020)

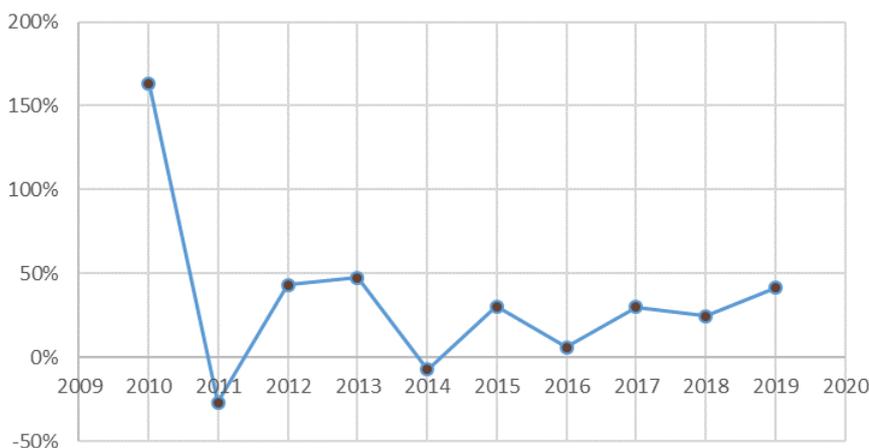


Abbildung 36: Prozentuelle Wachstumsraten im Vergleich zum Vorjahr bei Verkäufen von Dieseldieselkraftstoff ohne Bioanteil (B0) in Österreich; **Quelle:** Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus dem Biokraftstoffbericht (BMK, 2020)

6.1.2.2 HVO im Kraftstoffsektor

Laut aktuellem Biokraftstoffbericht (BMK, 2020) wurden im Jahr 2019 20.955 t an HVO im Kraftstoffsektor beigemischt und weitere 483 t HVO in purer Form auf den Markt gebracht. Sämtliches in Verkehr gebrachtes HVO wurde aus dem Rohstoff Palmöl erzeugt (61,8 % aus Malaysia, 38,2 % aus Indonesien). Der Biokraftstoffsektor dürfte derzeit den wesentlichsten Mitbewerber um HVO zum Einsatz in Ölkesseln darstellen. Langfristig ist auch ein Einsatz im Flugverkehrssektor möglich, da es hier kurzfristig kaum Alternativen zu flüssigen Kraftstoffen zu geben scheint. Hier gibt es z. B. die EU-Initiative „ReFuelEU Aviation“, welche neben „elektrofuels“ auch „advanced biofuels“ in der Europäischen Union forcieren möchte. HVO-Flugtreibstoff entspricht jetzt schon den Anforderungen der Luftfahrtindustrie und ist offiziell unter ASTM D7566-14 (Specification for Aviation Turbine Containing Synthesized Hydrocarbons) als Flugtreibstoff anerkannt. Es konnten leider keine Daten zum konkreten Einsatz von HVO im Raumwärmebereich gefunden werden.

6.1.2.3 Thermische Biomassevergasung

In AEA et al. (2021) wird abgeschätzt, dass im Jahr 2040 ein theoretisches Potential zur Erzeugung von ca. 70,7 TWh Methan aus Sägenebenprodukten, Brennholz und Hackgut besteht. Aufgrund der Konkurrenzen mit bereits derzeit etablierter stofflicher und energetischer Nutzung von fester Biomasse und der Sicherstellung der vielfältigen Funktionen des Waldes wird angenommen, dass zwischen 11 % und 23 % dieser Potentiale und damit ein Gesamtvolumen von ca. 9,6 TWh realisiert werden kann (**Abbildung 37**).

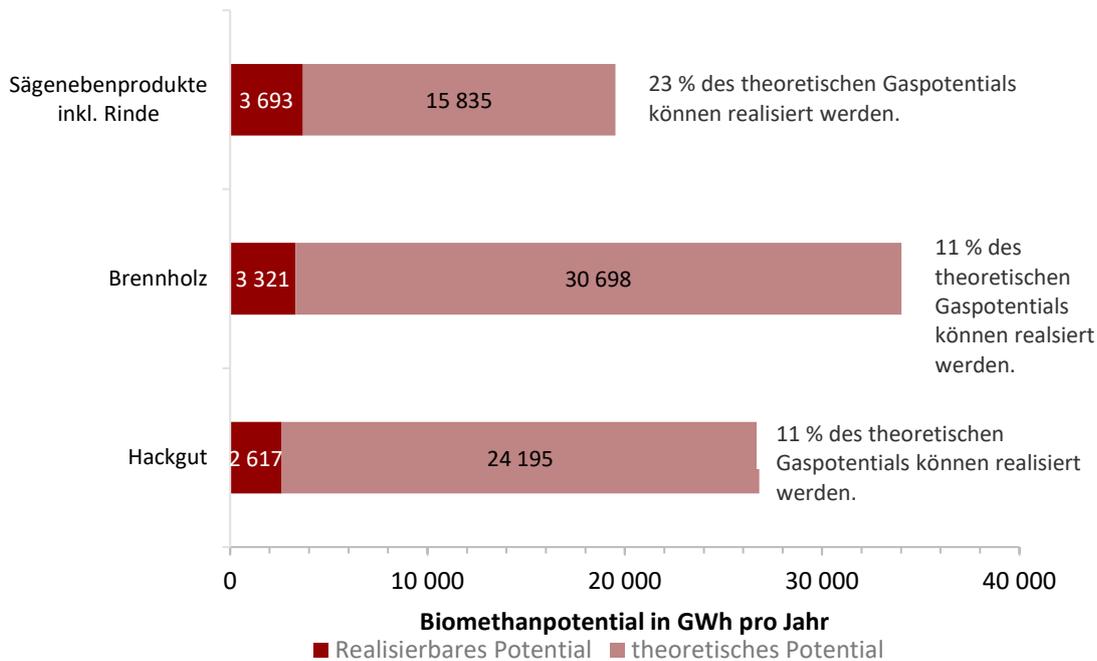


Abbildung 37: Theoretische und realisierbare Biomethanpotentiale aus "Gasification" für das Jahr 2040, aufgeteilt nach den verschiedenen Substratkategorien der thermochemischen Umwandlung; **Quellen:** Energieinstitut an der JKU basierend auf (Dißbauer, Rehling und Strasser 2019), aus AEA et al. (2021)

6.2 Strombasierte Produktionsketten

Die verfügbaren Potentiale zur Erzeugung von flüssigen alternativen Energieträgern aus Strom aus erneuerbaren Quellen werden in dieser Studie nicht berechnet. Eine solche Betrachtung erfordert ein konsistentes Bild der Stromaufbringung und –Verwendung des decarbonisierten Energiesystems im Jahr 2040, das aus den derzeitigen Teilbetrachtungen nicht hergeleitet werden kann. Effizienzverbesserungen durch den Einsatz neuer Technologien, Substitution fossiler Energieträger durch elektrische Energie, der Umbau der Stromerzeugungskapazitäten und eine veränderte Bedeutung von Technologien zur Speicherung von elektrischer Energie sind bedeutende Veränderungen, deren Gesamtauswirkungen nicht durch die einfache Fortschreibung der bisherigen Trends abgeschätzt werden können. Sehr wohl wird der Strombedarf für die Produktion von synthetischen Brennstoffen – exemplarisch für den Heizölbedarf des Jahres 2019 – dem Netto-Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung bis 2030 sowie der Gesamtstromerzeugung an Erneuerbaren in Österreich gegenüber gestellt (siehe dazu „GAP-Analyse“).

6.3 GAP-Analyse

Folgend werden Importe und die nationale Produktion von Pflanzenölen, FAME, Heizöl sowie deren Verwendung erläutert. Auch wird der Flächenbedarf für grünes Öl, die Effizienzketten strombasierter Energieträger sowie Auswirkungen auf den Bedarf an erneuerbarer Energien betrachtet.

6.3.1 Importe vs. nationale Aufbringung

Wie in **Kapitel 6.1** beschrieben, werden die Rohstoffe für die Produktion von Pflanzenöl und FAME größtenteils importiert. Die folgende Grafik zeigt die Rohstoffherkunft für die inländische Produktion, Importe werden als negative Werte dargestellt, nationale Aufbringung als positive Werte. Als Vergleichswert ist die Produktion von Heizöl (EL, leicht und schwer) angeführt. Für HVO gibt es keine Produktionsstätte in Österreich, daher wurde dieser Brennstoff in der Grafik nicht berücksichtigt. Um Doppelzählungen zu vermeiden, wurden die Mengen an Pflanzenöl, die in „industrielle Verwendung“ abgesehen von Margarine und Speisefetten gehen, zu 100 % dem Biodieselsektor zugerechnet.

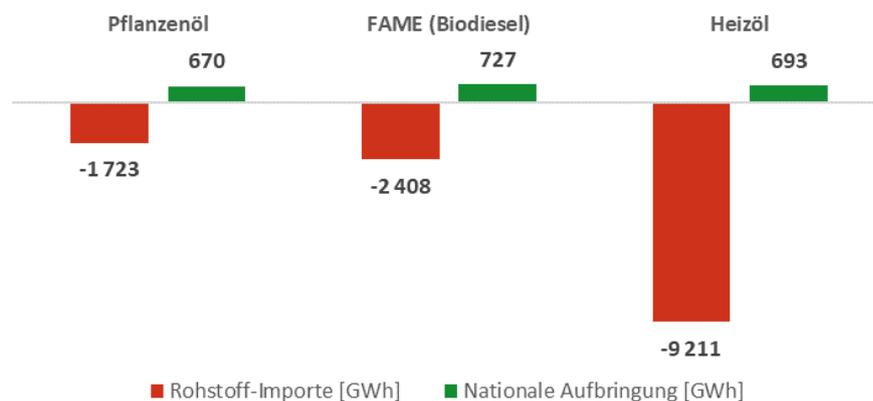


Abbildung 38: Rohstoffherkunft für die inländische Produktion von Pflanzenöl, FAME (Biodiesel) und Heizöl | Importe vs. Nationale Aufbringung in Österreich 2019; **Quellen:** Eigene Berechnungen basierend auf Daten der Statistik Austria (2021b), BMK (2020), Statistik Austria (2020c), ÖNORM C 1109, Plank et al. (2017)

Insgesamt zeigt sich, dass Pflanzenöl zu rund 72 % importiert wird, die Rohstoffe von FAME (Biodiesel) zu rund 77 % importiert werden, und dass die Rohstoffe der Heizölproduktion zu 97 % importiert werden.

6.3.2 Produktion vs. Verwendung

Stellt man die inländische Produktion und Verwendung von Pflanzenöl, FAME (Biodiesel), HVO und Heizöl gegenüber, wird deutlich dass die österreichische Produktion aller gelisteter Kategorien den Bedarf im Jahr 2019 in Österreich nicht vollständig decken konnte (**Abbildung 39**).

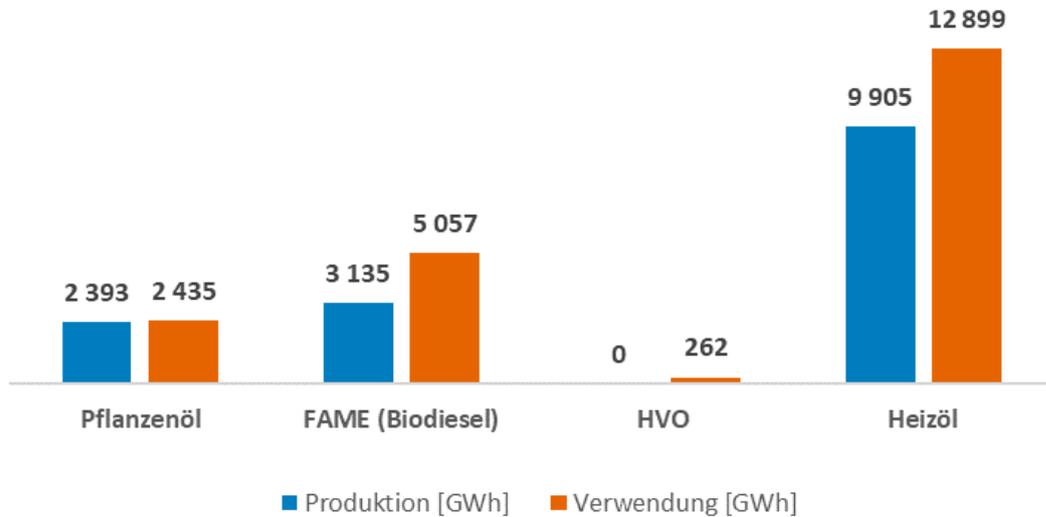


Abbildung 39: Produktion und Verwendung von Pflanzenöl, FAME (Biodiesel), HVO und Heizöl in Österreich 2019; **Quellen:** Eigene Berechnungen basierend auf Daten der Statistik Austria (2021b), BMK (2020), Statistik Austria (2020c), ÖNORM C 1109, Plank et al. (2017)

Analog zur **Abbildung 44** wurden Teile der Pflanzenölproduktion der FAME (Biodiesel)-Produktion zugerechnet, um Doppelzählungen zu vermeiden. Beim Pflanzenöl sind alle Verwendungen angeführt und in GWh umgerechnet, unabhängig davon ob sie stofflich oder energetisch genutzt wurden. Beim Biodiesel wurde die Vereinfachung getroffen, dass sämtliche Mengen dem Verkehrssektor zugerechnet werden. Die Heizölverwendung ist aus der Nutzenergieanalyse abgeleitet und umfasst Gasöl für Heizzwecke (d. h. Heizöl extra leicht sowie Heizöl leicht) und „Heizöl“ (schwer). Deutlich zu erkennen ist, dass die Verwendung die inländische Produktion bei allen betrachteten Produkten übersteigt, in Summe rund 4.900 GWh.

Setzt man die globale Produktionskapazität von HVO in Beziehung zur österreichischen Heizöl-Nachfrage, ergibt sich für das Jahr 2020 dass Österreich eine Heizöl-Nachfrage von 12,9 TWh besitzt und damit über dem Bedarf von Ostasien mit 3,7 TWh und zugleich unter dem Nordamerikas und Südost-Asiens mit 23,2 beziehungsweise 15,9 TWh liegt.

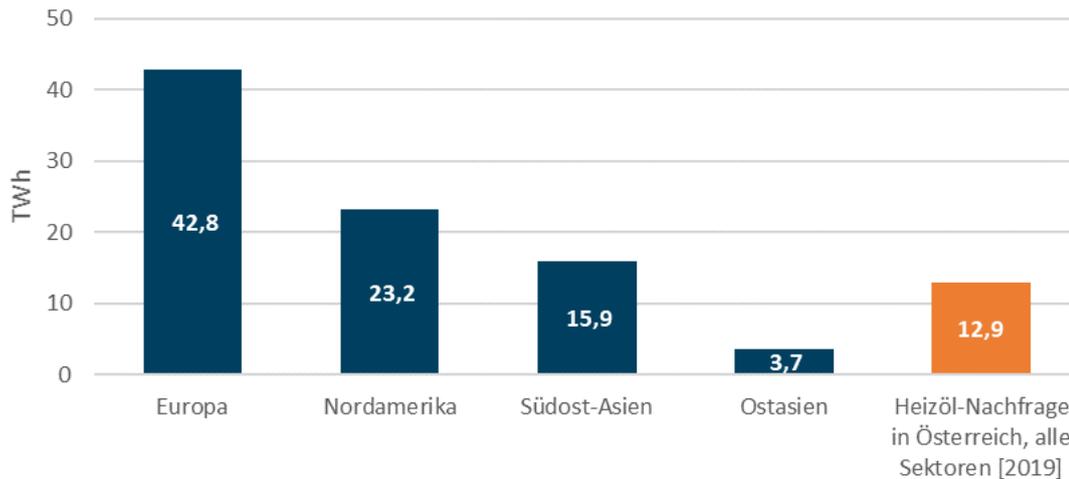


Abbildung 40: Globale Produktionskapazität von HVO im Vergleich zur österreichischen Heizöl-Nachfrage. Eigene Darstellung auf Basis von Daten von Greenea (2021b) und Statistik Austria (2020c)

Die heimische Nachfrage nach Heizöl (in allen Sektoren) entspricht etwa 30 % der europäischen und 15 % der weltweiten Produktionskapazität an Hydrierten Pflanzenölen.

6.3.3 Flächenbedarf von grünen Ölen

Bei biobasierten grünen Ölen, die aus Getreide oder Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt, Zuckerpflanzen, Ölpflanzen und aus als Hauptkultur vorrangig für die Energiegewinnung auf landwirtschaftlichen Flächen angebaute Pflanzen hergestellt werden (= erste Generation Biokraft- und Brennstoffe), kann auf den benötigten, landwirtschaftlichen Flächenbedarf geschlossen werden. Exemplarisch wurde dies für die Ölsaaten Raps und Sonnenblume abgeschätzt. Hierbei ist zu beachten, dass dies eine theoretische Betrachtung ist, die weder notwendige Fruchtfolgen noch die Eignung von Böden, oder die klimatischen Bedingungen berücksichtigt. Anbauflächen für Ölsaaten sind jedenfalls aufgrund genannter Faktoren nicht beliebig erweiterbar. Darüber hinaus besteht bei Nebenprodukten (Altspeiseöl) und Abfällen die Schwierigkeit, dass diese bilanziell gesehen eigentlich keinen direkten Flächenbedarf haben, weil dieser dem „Hauptprodukt“ (Speiseöl) zuzurechnen ist. FAME wird in Österreich z. B. überwiegend aus Altspeiseöl hergestellt (41 % pflanzliches Altspeiseöl, 13 % sonstiges Altspeiseöl). Lediglich 25 % der Rohstoffe für die FAME-Produktion waren 2019 Rapsfrischöl. 72 % der erzeugten FAME-Mengen wurden aus tierischen und pflanzlichen Nebenprodukten erzeugt, die wiederum zu großen Teilen importiert werden (BMK, 2020). Der Ort des Flächenbedarfs (Inland vs. Ausland) ist ein weiterer Unsicherheitsfaktor, insbesondere, wenn Öle unterschiedlicher Herkunft vermischt werden und nicht mehr eindeutig zuordenbar sind. Zudem müssten bei tierischen Fetten benötigte Vorketten (Futtermittelanbau) theoretisch mitberücksichtigt werden. Öle sind Commodities und werden weltweit gehandelt, daher ist der Bedarf an Fläche streng genommen auch global zu betrachten. Aus genannten Gründen ist eine genaue Berechnung der inländischen Flächenintensität sehr komplex und im Rahmen der zeitlichen Ressourcen für gegenständliches Projekt nicht in ausreichender Art und Weise möglich. Dennoch wurde versucht, eine vereinfachte Flächenabschätzung zu machen, welche oben genannte Faktoren aus Gründen der Vereinfachung bewusst außer Acht lässt. Hierfür wurden offizielle Daten zur Feldfruchtproduktion und zum Anbau auf dem Ackerland gemäß Statistik Austria (2020d) herangezogen. Des Weiteren wurde angenommen, dass 98 % des in der Saat enthaltenen Öls in industriellen Anlagen (durch eine optimierte Kombination aus mechanischen

Extraktionsschritten und Lösungsmittelextraktion) gewonnen werden kann. Typische Ölgehalte von Ölfrüchten zur Biodieselproduktion wurden aus Fachliteratur (DBFZ, 2015; bzw. Remmele, E., 2009) entnommen (Raps: 42 %, Sonnenblume: 39 %) und der Heizwert von FAME auf 37,5 MJ pro kg festgesetzt. Mit diesen Annahmen lässt sich grob abschätzen, dass pro GWh FAME-Brennstoff-Produkt etwa 84 Hektar (bei Raps) und 95 ha (bei Sonnenblume) benötigt werden. Würde man die gesamte heimische Rapsernte (100.284 t) des Jahres 2019 in FAME umrechnen, entspricht dies ca. 430 GWh Brennstoff. Die gesamte Sonnenblumenernte (56.200 t) entspricht in etwa 224 GWh Brennstoff. Zusammengerechnet hätte man mit diesen 654 GWh in etwa 5,2 % des Heizölverbrauchs des Jahres 2019 (12,6 TWh) ersetzen können. Würde man den gesamten Heizölverbrauch in Ackerfläche umrechnen, wären das 1,06 Mio. (Raps) bis 1,2 Mio. Hektar (Sonnenblume). Zum Vergleich: die gesamte Ackerfläche Österreichs betrug 2019 rund 1,33 Mio. Hektar. Um den derzeitigen Heizölverbrauch von 12.617 GWh mit FAME zu decken, bräuchte es 1,2 Mio. t FAME pro Jahr, also rund die 4-Fache Menge der derzeitigen inländischen (FAME)-Biodieselproduktion. Im Falle der Direktnutzung von Pflanzenöl (ohne Veresterung) kann von ähnlichen Werten ausgegangen werden, wenngleich es unwesentliche Unterschiede z. B. beim Heizwert (37,1 vs. 37,5 MJ pro kg) gibt.

HVO kann aus beliebigen tierischen und pflanzlichen Fetten und Ölen hergestellt werden. Die eingangs beschriebenen Unsicherheiten gelten daher auch für Abschätzung der Flächenintensität von HVO. Noch mehr als bei FAME wird bei der Produktion auf Abfälle und Reststoffe gesetzt, einerseits zur Sicherstellung einer vorteilhaften THG-Quote, andererseits aufgrund der Verfügbarkeit dieser Reststoffe (insbesondere aus der Palmölverarbeitung). Aufgrund der chemischen Struktur, des vergleichsweise günstigen Weltmarktpreises und der guten Verfügbarkeit setzen namhafte Hersteller in der Produktion von HVO primär auf Palmöl bzw. Palmöl-Nebenprodukte. Derzeit verfügbares HVO bedingt daher definitiv keinen Flächenverbrauch in Österreich. Dennoch sei an dieser Stelle eine grobe Abschätzung eines theoretischen Flächenbedarfs angeführt: Bei der HVO-Produktion kann in Stand-Alone-Produktionsanlagen und Co-Processing-Produktionsanlagen unterschieden werden. Für Erstere wird in der Literatur⁴⁰ ein Rohstoffbedarf („pretreated oil“) von 1.191 kg pro 1.000 kg HVO-Produkt angegeben.⁴¹ In wie weit sich prozessbedingt in anderen Anlagen abweichende Rohstoffbedarfe ergeben kann an dieser Stelle nicht beurteilt werden, da keine Informationen zu Raffinerieprozessen anderer Unternehmen zu finden waren. Unter der vereinfachten Annahme, dass dieses vorbehandelte Öl in seinen Eigenschaften Rapsöl gleichzusetzen ist und durch dieses ersetzt wird, würde man pro Tonne HVO ca. 2,98 t Rapssaat⁴², und entsprechend 1,1 Hektar Ackerfläche, benötigen. Für das Co-Processing ergeben sich ähnliche Werte: Laut European Alternative Fuels Observatory⁴³ könnten 3,5 Mio. t HVO erzeugt werden, wenn ein Drittel der europäischen Raffineriekapazität von derzeit 230 Mio. t pro Jahr auf 5 % „bio-feed“ umstellt. Daraus kann abgeleitet werden, dass pro Tonne HVO ca. 1,084 t „bio-feed“ benötigt werden. Pro Tonne HVO benötigt man beim Co-Processing theoretisch unter gegebenen Annahmen demnach rund 2,71 t Rapssaat bzw. rund 0,97 Hektar Fläche. Bei einem Heizwert von angenommenen 44 MJ pro kg könnte man den derzeitigen Heizölverbrauch von 12,6 TWh mit theoretisch mit 1,03 Mio. t HVO ersetzen. Dafür würde man theoretisch zwischen 2,8 Mio. t (Co-Processing) bis 3,1 Mio. t (Stand-Alone) Rapssaat, bzw. 1,0-1,1 Mio. Hektar, benötigen. Auch hier sei noch einmal erwähnt, dass dies lediglich eine theoretische Betrachtung ist, die wichtige Faktoren wie Fruchtfolgen, Konkurrenznutzungen etc. außer Acht lässt.

⁴⁰ https://www.neste.com/sites/default/files/attachments/case_study_of_nexbtl_ghg_and_energy_intensity.pdf

⁴¹ u.a. werden auch 42 kg H₂ pro Tonne HVO-Produkt benötigt

⁴² Annahme: Ölgehalt der Rapssaat 42 %, rund 98 % des Öls können genutzt werden (äquivalent zur industriellen Biodieselproduktion); Hektarerträge abgeleitet aus Statistik Austria (2020d)

⁴³ <https://www.eafo.eu/alternative-fuels/advanced-biofuels/hvo>

Auch die Berechnung von Flächenintensitäten bei der Holzverwendung gestaltet sich komplex. Die direkte Zurechenbarkeit von Holz z. B. für BtL-Nutzungen zu (Wald-)Flächen ist aus verschiedenen Gründen de facto nicht möglich. Erstens ist die Nutzung von Holz nicht direkt mit einem Verbrauch an Fläche verbunden: Wird Holz geerntet kann es sich z. B. um eine waldbauliche Pflegemaßnahme handeln (d. h. der Großteil der über dem Waldboden stockenden Holzmasse bleibt auch im Wald). Wird eine Fläche genutzt, verbleibt sie Wald im Sinne des Forstgesetzes und wird im Normalfall aufgeforstet bzw. wird durch Naturverjüngung wieder zu Wald. Zweitens gibt es neben den offiziellen wald- und holzbezogenen Statistiken aus der Holzeinschlagsmeldung HEM (BMLRT, 2020) bzw. Waldinventur ÖWI (BFW, 2019) noch weitere, „Sonstige“ Holzaufkommen (Kleinstwald, Flurgehölze usw.) die genutzt werden. Zudem wird ein nicht unerheblicher Teil der inländisch verarbeiteten Holzsortimente aus dem nahen Ausland importiert, allen voran Rundholz, um hier zu höherwertigeren Sortimenten und Produkten weiterverarbeitet zu werden. Die Zurechenbarkeit von dabei anfallenden Nebenströmen zu Herkünften und damit verbundenen Flächen ist im Rahmen der Möglichkeiten und zeitlichen Ressourcen des gegenständlichen Projekts nicht möglich. Um die Wichtigkeit der Ressourcen Wald und Holz einschätzen zu können, sei an dieser Stelle auf die HEM sowie ÖWI verwiesen: Die in Österreich geschlägerten Holzmengen werden im Rahmen der HEM erfasst. Grundlage hierfür ist das Österreichische Forstgesetz, welches die Forstbehörde zur periodischen Erhebung verpflichtet. Die HEM beschränkt sich jedoch nur auf Waldboden und erfasst den Einschlag in Erntefestmetern ohne Rinde (EFM o.R.), sonstige Holznutzung und Flächen werden nicht erfasst. 2019 lag der Gesamteinschlag bei 19,8 Mio. Efm o.R. (davon über 62 % Schadholz, v.a. verursacht durch Borkenkäferschäden und Stürme). Der Schadholzanteil 2019 lag damit 93 % über dem zehnjährigen Durchschnitt. Insgesamt wurden auf 552.111 Hektar Nutzungen vorgenommen. Die gesamte Waldfläche betrug 2016/18 laut ÖWI rund 4,02 Mio. Hektar (entspricht rund der Hälfte der Staatsfläche), davon 3,34 Mio. Hektar Ertragswald. Im Gegenzug zur HEM erfasst die ÖWI Vorratsfestmeter (Vfm), d. h. über dem Waldboden stockende Holzmasse inklusive Rinde. Der Gesamtvorrat betrug 1,173 Mrd. Vorratsfestmeter (Vfm), d. h. umgerechnet 351 Vfm/ha. Dem Gesamtwuchs von 29,72 Mio. Vfm (8,9 Vfm pro ha) stand eine Gesamtnutzung von 26,17 Mio. Vfm (7,8 Vfm pro ha) gegenüber.

Für die Holz-diesel-Prozessroute einer Anlage mit 15 MWth Brennstoffwärmeleistung kommen Hofbauer et al. (2020) zum Schluss, dass für 630 L Holz-diesel pro Stunde rund 5 t Holz (atro) benötigt werden. Weiters wird beschrieben, dass etwa 24 PJ Holz (entspricht rd. 3,34 Mio. Efm) notwendig sind, um zusammen 9,2 PJ fossilen Diesel sowie 0,9 PJ fossiles Erdgas in der Land- und Forstwirtschaft zu ersetzen. Demgegenüber stehen theoretisch verfügbare Rohstoffmengen von rund 50 PJ an Holz bzw. biogenen Reststoffen. Jedenfalls steht die Erzeugung von grünem Gas, grünem Öl oder Diesel aus Holz in direkter Konkurrenz um den Rohstoff.

6.3.4 Strombasierte Energieträger

- Eine Betrachtung der Effizienzketten unterschiedlicher, strombasierter Wärmeanwendungen ist die Grundlage für die Abschätzung notwendiger Energiemengen. Errechnet wurden drei Fälle:
- **Luftwärmepumpe**, die vollständig mit zwischengespeichertem „Sommerstrom“ betrieben wird: Grüner Strom (entspricht Strom auf Basis erneuerbarer Energiequellen) wird mittels PEM-Elektrolyse in Wasserstoff und schließlich in Methan umgewandelt, welches gespeichert und in einem GuD-Kraftwerk wieder verstromt wird. Die elektrische Energie wird in einer Wärmepumpe mit unterdurchschnittlicher Jahresarbeitszahl (JAZ) eingesetzt. Anmerkung: Dies ist ein Extremszenario zur Illustration. Die LWP wird in der Realität nicht ausschließlich mit gespeichertem Sommerstrom betrieben
- **Brennwert-Ölheizung**, die mit synthetischem grünem Öl („E-Fuel“, „PtL“) betrieben wird. Grüner Strom wird mittels SO-Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt und schließlich zu einem synthetischen Flüssiggas umgewandelt, welches in einer hocheffizienten Brennwert-Ölheizung eingesetzt wird

- **Brennwert-Gasheizung**, die mit synthetischem Methan („SynGas“, „PtG“) betrieben wird. Grüner Strom wird mittels SO-Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt und schließlich methanisiert. Das Methan wird in einer hocheffizienten Brennwert-Ölheizung eingesetzt

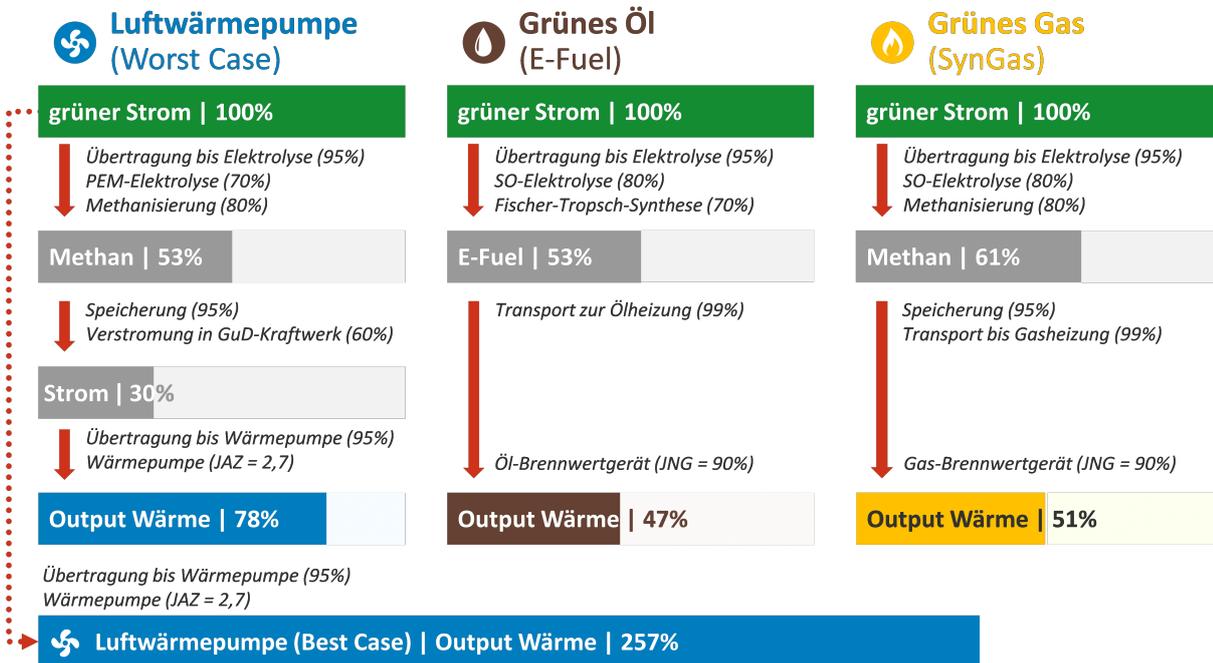


Abbildung 41: Effizienzketten strombasierter Heizsysteme im Vergleich; **Quellen:** Darstellung Österreichische Energieagentur auf Basis von Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe sowie Expert:innenschätzungen (Verstromung im GuD-Kraftwerk, JNG Öl und Gas) und Prognos/DBFZ/UMSICHT (2018): Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende (JAZ Wärmepumpe, teilsaniertes Gebäude 2030)

Das Ergebnis: Die Luftwärmepumpe nutzt die eingesetzte elektrische Energie selbst im "Worst Case" effizienter als die beiden Anwendungen, die grünen Strom zur Herstellung eines synthetischen Energieträgers nutzen. Während die Luftwärmepumpe 78 % des eingesetzten Stroms in Form von Wärme nutzen kann, sind es beim grünen Öl (E-Fuel) lediglich 47 % und beim grünen Gas 51 %. Die größten Umwandlungsverluste treten – trotz im Vergleich zur Wärmepumpe effizienterer Elektrolyse – bei der Herstellung der synthetischen Energieträger auf. Im "Best Case" (grüner Strom kann direkt in der Wärmepumpe genutzt werden) steigt die Effizienz der Luftwärmepumpe sogar auf 257 %.

Energieeffizienz ist bei der Abwendung der Klimakrise entscheidend. Die direkte Nutzung von elektrischer Energie ist ein wesentlicher Baustein dafür. Dies zeigt sich im skizzierten Beispiel der Wärmepumpe genauso wie im Verkehr: Das Umweltbundesamt hat in seiner Analyse „Pathways to a Zero Carbon Transport Sector“ den vollständigen Ausstieg aus fossiler Energie im Verkehr modelliert und einen starken Fokus auf Elektrifizierung gelegt: Pkw werden hauptsächlich batterieelektrisch betrieben, im Schwerverkehr spielen auch Oberleitungen und wasserstoffbasierte Brennstoffzellen-Antriebe eine große Rolle. Die Luftfahrt wird im Verhältnis 55:45 mit strombasierten und biobasierten synthetischen Kraftstoffen von Treibhausgasemissionen befreit (bilanziell). Die Primärenergieemenge reduziert sich im Szenario mit priorisierter Direktnutzung von elektrischer Energie von

heute 413 PJ auf 172 PJ im klimaneutralen Verkehrssystem, was auf enorme Effizienzsteigerungen durch den Wechsel von Verbrennungskraftmaschinen auf elektrische Antriebe hindeutet.

6.3.4.1 Auswirkungen auf den Bedarf an erneuerbarer Energie

Österreich hat im Jahr 2019 etwa 12.900 GWh Heizöl verbraucht (Energiebilanz 2019, Statistik Austria 2020a). Unter der Annahme, dass diese Energiemenge vollständig auf Basis von erneuerbarem Strom erzeugt werden soll und dass die beiden Energieträger (Heizöl und grünes Öl) über denselben Heizwert verfügen, würde man zur Produktion rund 24.250 GWh bzw. 24,25 TWh Strom aus erneuerbaren Quellen einsetzen müssen. Die Bereitstellung dieser zusätzlichen Mengen an elektrischer Energie in Österreich zur Produktion von strombasierten Heizölen auf Basis erneuerbarer Energie ist aus heutiger Perspektive nicht realistisch, zumal der Strombedarf in anderen Bereichen, in denen es keine oder kaum andere Alternativen zur Dekarbonisierung gibt, ebenfalls stark steigen wird.

Der Vergleich mit anderen Verbrauchsbereichen (rot), potenziellen zukünftigen Bedarfen (z. B. Stahlerzeugung, grün) und den gemäß EAG geplanten Netto-Ausbau an erneuerbarer Stromerzeugung von 27 TWh macht die Dimensionen deutlich. Der Ausbau bis 2030 dient einerseits dem Ersatz bisher fossiler Erzeugung (rund 25 % des Bruttostromverbrauchs) und andererseits der Abdeckung des primär durch die Elektrifizierung von Mobilität und Wärme hervorgerufenen zusätzlichen Stromverbrauchs.

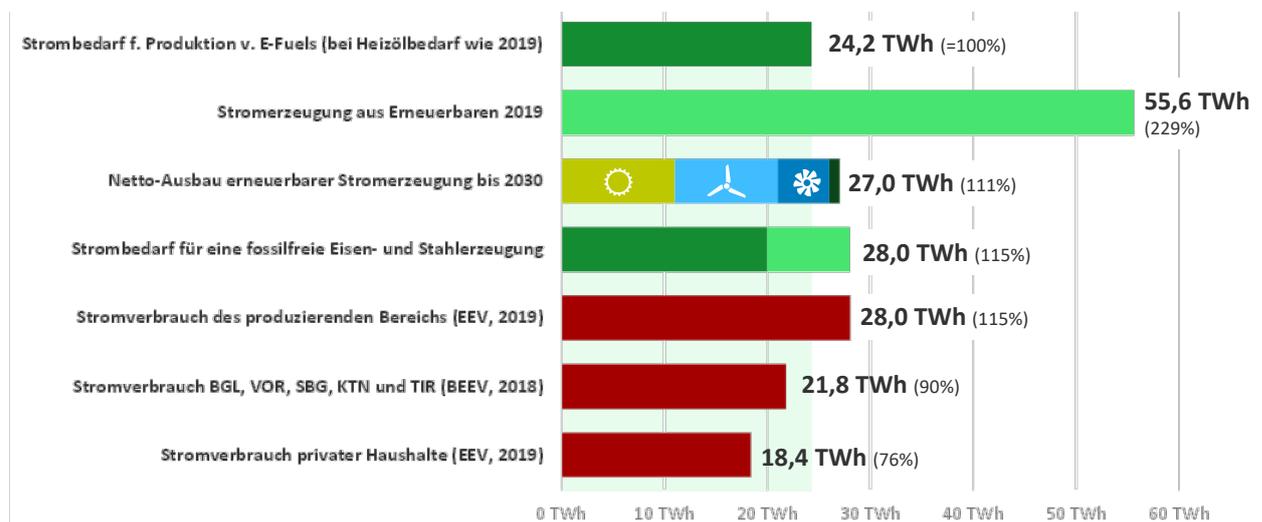


Abbildung 42: Theoretischer Strombedarf für die Produktion von grünem Öl im Vergleich; **Quelle:** Eigene Darstellung, Österreichische Energieagentur

Über dieses Maß hinaus ist auch in weiteren Bereichen mit einer gesteigerten Nachfrage nach elektrischer Energie (sowie dem damit erzeugten Wasserstoff bzw. anderen Derivaten) zu rechnen: in der chemischen Industrie zur Produktion von Grundstoffen wie Methanol und Olefinen, zur Unterstützung des jahreszeitlichen Ausgleichs im Stromsystem (Langzeit-Speicherung), in der Luftfahrt und im Schwerverkehr. Dies sind Bereiche, in denen es aus heutiger Perspektive keine Alternativen zur Dekarbonisierung auf Basis von Strom bzw. Wasserstoff (und Derivaten) gibt.

7 Literatur

- Abfallwirtschaftsgesetz (2002idgf): Bundesgesetz Über Eine Nachhaltige Abfallwirtschaft (Abfallwirtschaftsgesetz 2002 – Awg 2002)
- Aea, Evt, Eijku (2021): Erneuerbares Gas In Österreich 2040. Qunatitative Abschätzung Von Nachfrage Und Angebot. Studie Im Auftrag Des Bmk. Wien, 2021.
- Agcs (2021): Biomethan Register Austria. Online: <https://www.biomethanregister.at> [Abgefragt Am 31.03.2021]
- Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Frontier Economics (2018): Die Zukünftigen Kosten Strombasierter Synthetischer Brennstoffe.
- Albrecht, F.G., König, D. H., Baucks, N. Und Dietrich, R.-U. (2017): A Standardized Methodology For The Techno-Economic Evaluation Of Alternative Fuels - A Case Study. Fuel, Bd. 194, Pp. 511-526, 2017
- Awgustow, A., Kuchling T., Wollmerstädt H. (2017): Herstellung Thg-Reduzierter Flüssiger Kraft- Und Brennstoffe. Studie Erarbeitet Durch Die Tu Bergakademie Freiberg, Professur Für Reaktionstechnik, Im Auftrag Des Iwo E.V. Freiberg, September 2017.
- Bacovsky, D., Dißauer, C. Und Sonnleitner, A. (2018): Kurzbericht: Analyse Des Einsatzes Von Hydrierten Pflanzenölen Für Den Raumwärmesektor. Wieselburg, 22.08.2018
- Bfw (2019): Zwischenauswertung Der Österreichischen Waldinventur 2016/18 – Bundesergebnisse. Bundesforschungszentrum Für Wald, Wien, Mai 2019
- Bmk (2020): Biokraftstoffe Im Verkehrssektor 2020; "Biokraftstoffbericht", Stand 27. November 2020
- Bmk (2019): Integrierter Nationaler Energie- Und Klimaplan Für Österreich. Periode 2021-2030. Gemäß Verordnung (Eu) 2018/1999 Des Europäischen Parlaments Und Des Rates Über Das Governance-System Für Die Energieunion Und Den Klimaschutz. Wien, 18. Dezmeber 2019.
- Bmlrt (2020): Holzeinschlagsmeldung Über Das Kalenderjahr 2019 (In Erntefestmetern Ohne Rinde – Efm O. R.). Wien, April 2020
- Bmnt, Bmbwf, Bmvit (2019): Bioökonomie. Eine Strategie Für Österreich. Wien, 2019.
- Bundesregierung (2020): Aus Verantwortung Für Österreich. Regierungsprogramm 2020 – 2024. Wien. 2020
- Chalmers, Ivl 2017: Brynolf, S.; Taljegard, M.; Grahm, M.; Hansson, J. Electrofuels For The Transport Sector: A Review Of Production Costs. Chalmers University Of Technology; Swedish Environmental Rese- Arch Institute. Göteborg, 2017
- Dena 2018: Power To X: Technologien. Deutsche Energie-Agentur Gmbh. Online: https://www.dena.de/fileadmin/Dena/Dokumente/Pdf/607/9264_Power_To_X_Technologien.Pdf. [Abegefragt Am 01.4.2021]
- Dbfz (2015): Technische Und Methodische Grundlagen Der Thg-Bilanzierung Von Biodiesel. Deutsches Biomasse Forschungszentrum (Dbfz) Im Auftrag Von Bundesministerium Für Ernährung Und Landwirtschaft. Leipzig, Deutschland, 2015
- Eeg (2018): Wärmezukunft 2050: Anforderungen An Die Gebäudesanierung. Studie Der Energy Economics Group (Eeg) Der Technischen Universität Wien. Wien, Mai, 2018.
- Eu-Kom (2020): Commission Delegated Regulation (Eu) .../... Supplementing Regulation (Eu) 2020/852 Of The European Parliament And Of The Council By Establishing The Technical Screening Criteria For Determining The Conditions Under Which An Economic Activity Qualifies As Contributing Substantially To Climate Change Mitigation Or Climate Change Adaptation And For Determining Whether That Economic Activity Causes No Significant Harm To Any Of The Other Environmental Objectives. Draft, Ref. Ares(2020)06979284 – 20/11/2020
- Erneuerbare Energien Richtlinie Ii (2018): Rl 2018/2001/Eg Des Europäischen Parlaments Und Des Rates Vom 11. Dezmeber 2018 Zur Förderung Der Nutzung Von Energie Aus Erneuerbaren Quellen.

- Erneuerbare Energien Richtlinie I (2009): RI 2009/28/Eg Des Europäischen Parlaments Und Des Rates Vom 23. April 2009 Zur Förderung Der Nutzung Von Energie Aus Erneuerbaren Quellen.
- Feldhoff, S., Awgustow, A., Kureti, S. Und Kuchling, S. (2016): Hydriertes Pflanzenöl Als Substitut Für Heizöl El Schwefelarm. Dgmk Forschungsbericht Nr. 743, Hamburg, 2016
- Fhg Iwes 2017: Pfennig, M.; Gerhardt, N.; Pape, C.; Böttger, D. Mittel- Und Langfristige Potenziale Von Ptl Und H2-Importen Aus Internationalen Ee-Vorzugsregionen, Teilbericht Im Rahmen Des Projektes: Klimawirksamkeit Elektromobilität - Entwicklungsoptionen Des Straßenverkehrs Un-Ter Berücksichtigung Der Rückkopplung Des Energieversorgungssystems In Hinblick Auf Mittel- Und Langfristige Klimaziele. Kassel: Fraunhofer Institut, 2017
- Frank, E.D., Elgowainy, A., Han, J. Und Wang, Z. (2013): Life Cycle Comparison Of Hydrothermal Liquefaction And Lipid Extraction Pathways To Renewable Diesel From Algae. Mitigation And Adaptation Strategies For Global Change, Bd. 18, Nr. 1, Pp. 137-158, 2013.
- Greenea.Com (2021a): Biofuels Futures Prices And Market Analysis For For Waste-Derived Biodiesel Ucome And Tme And Used Cooking Oil. Online: <http://www.greenea.com/en/market-analysis/> [Abgefragt Am 18.03.2021]
- Greenea.Com (2021b): Greenea Horizon 2030 – They Year 2021. Which Investments Will See Th Light In The Biofuel Industry? Internetpublikation, Verfügbar Unter: <http://www.greenea.com/wp-content/uploads/2021/01/Greenea-Horizon-2030-Which-Investments-Will-See-The-Light-In-The-Biofuel-Industry-1.Pdf> [Abgefragt Am 18.03.2021]
- Hofbauer, H., Mauerhofer, A., Benedikt, F., Hammerschmid, M., Bartik, A., Veress, M., Haas, R., Siebenhofer, M. Und Resch, G. (2020): Reallabor Zur Herstellung Von Holzdiesel Und Holzgas Aus Biomasse Und Biogenen Reststoffen Für Die Land- Und Forstwirtschaft. Technische Universität Wien, Institut Für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik Und Technische Biowissenschaften Unter Mitarbeit Vom Institut Für Energiesysteme Und Elektrische Antriebe. Projekt Im Auftrag Des Bundesministeriums Für Landwirtschaft, Regionen Und Tourismus (Bmlrt), Dafne Projekt-Nr. 101471; Wien, 17.07.2020
- Iluc – Richtlinie (2015): RI 2015/1513/Eg Des Europäischen Parlaments Und Des Rates Vom 9. September 2015 Zur Änderung Der RI 98/70/Eg Über Die Qualität Von Otto- Und Dieselkraftstoffen Und Zur Änderung Der RI 2009/28/Eg Zur Förderung Der Nutzung Von Energie Aus Erneuerbaren Quellen
- Jong, S. De., Antonissen, K., Hoefnagels, R., Lonza, L., Wnag, M., Faaij, A. Und Jungiger, M. (2017): Life-Cycle Analysis Of Greenhouse Gas Emissions From Renewable Jet Fuel Production. Biotechnology For Biofuels, Bd. 10, Nr. 64, 2017
- Kaltschmitt, M., Hartmann, H. Und Hofbauer, H. (Hrsg.) (2009): Energie Aus Biomasse. Grundlagen, Techniken Und Verfahren. 2 Auflage, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009.
- Kraftstoffqualitätsrichtlinie (2009): RI 2009/30/Eg Des Europäischen Parlaments Und Des Rates Vom 23. April 2009 Zur Änderung Der RI 98/70/Eg Im Hinblick Auf Die Spezifikation Für Ottto-, Diesel- Und Gasölkraftstoffe Und Die Einführung Eines Systems Zur Überwachung Und Verringerung Der Treibhausgasemissionen Sowie Zur Änderung Der RI 1999/32/Eg Des Rates Im Hinblick Auf Die Spezifikationen Für Von Binnenschiffen Gebrauchte Kraftstoffe Und Zur Aufhebung Der RI 93/12/Ewg.
- Lan, E.I. Und Liao, C.J. (2013): Microbial Synthesis Of N-Butanol, Isobutanol, And Other Higher Alcohols From Diverse Resources. Bioresource Technology, Bd. 135, Pp. 339-349, 2013.
- Mineralölsteuergesetz 1995 (Idgf): Bundesgesetz, Mit Dem Die Mineralölsteuer An Das Gemeinschaftsrecht Angepasst Wird
- Mwv - Mineralölwirtschaftsverband; Iwo - Institut Für Wärme Und Öltechnik; Mew - Mittelständische Energiewirtschaft Deutschland; Uniti - Bundesverband Mittelständischer Mineralölunter-Nehmen (Hg.) (2018): Hobohm, J.; Maur, A. Auf Der; Dambeck, H.; Kemmler, A.; Koziel, S.; Kreidelmeyer, S.; Piégsa, A.; Wendring, P.; Meyer, B.; Apfelbacher, A.; Dotzauer, M.; Zech, K. Status Und Perspektiven Flüssiger Energieträger In Der Energiewende, Endbericht. Berlin, 2018

- Neste 2021: Biodiesel Prices (Sme + Fame). Online: <https://www.neste.com/investors/market-data/biodiesel-prices-sme-fame> [Abgefragt Am 18.03.2021]
- Önorm C 1109: Flüssige Brennstoffe – Heizöl Extra Leicht – Gasöl Für Heizzwecke. Anforderungen Und Prüfverfahren. Ausgabe: 2019-07-15
- Plank, M., Emberger, P., Thuneke, K. Und Remmele, E. (2017): Zünd- Und Verbrennungsverhalten Alternativer Kraftstoffe. Tfz-Bericht Nr. 49, Straubing, März 2017
- Remmele, Edgar (2005): Handbuch – Herstellung Von Rapsölkraftstoff In Dezentralen Ölgewinnungsanlagen. Technologie- Und Förderzentrum (Tfz) Im Kompetenzzentrum Für Nachwachsende Rohstoffe, Straubing. Herausgegeben Durch Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe E. V., Isbn 978-3-9803927-9-2
- Schmied Et Al. 2015: Postfossile Energieversorgungsoptionen Für Einen Treibhausgasneutralen Verkehr Im Jahr 2050: Eine Verkehrsträger-Übergreifende Bewertung. Texte 30/2015. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt Deutschland
- S&P Global Platts, 2020: Specifications Guide: Global Biofuels. Online: <https://www.spglobal.com/platts/plattscontent/assets/files/en/our-methodology/methodology-specifications/biofuelsglobal.pdf> [Abgefragt Am 31.03.2021]
- Statistik Austria (2021a): Versorgungsbilanz Für Ölsaaten Ab 1994/95. Statcube, Abgefragt Am 04.03.2021
- Statistik Austria (2021b): Versorgungsbilanz Für Pflanzliche Öle Ab 1994/95. Statcube, Abgefragt Am 04.03.2021
- Statistik Austria (2021c): Versorgungsbilanz Für Tierische Fette 2014 - 2019. Statcube, Abgefragt Am 09.03.2021
- Statistik Austria (2020a): Gesamtenergiebilanz Österreich 1970 Bis 2019 (Detailinformation)
- Statistik Austria (2020b): Jahresdurchschnittspreise Und -Steuern Für Die Wichtigsten Energieträger
- Statistik Austria (2020c): Nutzenergieanalyse 1993 - 2019 (Detailinformation)
- Statistik Austria (2020d): Anbau Auf Dem Ackerland, Stand 15.04.2020
- Trading Economics 2021: Naphta | 2005 – 2021 Data. Online: <https://tradingeconomics.com/commodity/naphtha> [Abgefragt Am 02.04.2021]
- Ufop (2020): Biodiesel & Co. 2019/2020. Sachstandsbericht Und Perspektive – Auszug Aus Dem Ufop Jahresbericht; Union Zur Förderung Von Öl- Und Proteinpflanzen E.V. (Ufop), Berlin, Oktober 2020
- Umweltbundesamt (2020a): Klimaschutzbericht 2020. Wien.
- Umweltbundesamt (2020b): Pathways To A Zero Carbon Transport Sector. Studie Im Auftrag Des Klima- Und Energiefonds, Wien, 2020
- Zeman, F. (2007): Energy And Material Balance Of CO₂ Capture From Ambient Air. Environmental Science & Technology, Bd 41, Nr. 21, Pp. 7558-7563, 2007

8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Öl- und Gasheizungen in österreichischen Haushalten (Hauptwohnsitze) in 2017/2018 nach Bundesländern. Zu sehen sind starke regionale Unterschiede in der Verteilung von Öl- und Gasheizungen. Quelle/Daten: Statistik Austria 2020	9
Abbildung 2: Jahresdurchschnittspreise für Gasöl (Haushalte) in €/1.000 L; Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten der Statistik Austria (2020b)	14
Abbildung 3: Vereinfachte Darstellung möglicher Prozessketten zur Herstellung "Grüner Öle" als Substitut für Heizöl EL (schwefelfrei); Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Awgustow et al. (2017) und Kaltschmitt et al. (2009).....	15
Abbildung 4: Energieaufwand in MJ / MJ Produkt bei biobasierten Erzeugungspfaden. Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von Awgustow et al. (2017), Albrecht F.G. et al. (2017), Frank E.D. et al. (2013), Zeman, F. (2007), Jong, S. de et al. (2017)	19
Abbildung 5: Energieausbeuten in MJ (Produkt) / je MJ Input bei biobasierten Erzeugungspfaden. Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von Awgustow et al. (2017), Albrecht F.G. et al. (2017), Frank E.D. et al. (2013), Zeman, F. (2007), Jong, S. de et al. (2017).....	20
Abbildung 6: Weltmarktpreise für Pflanzenöle, Februar 2011 - Februar 2021; Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von www.indexmundi.com (abgefragt am 09.03.2021)	20
Abbildung 7: Weltweite UCOME-Preisentwicklung, Preisentwicklung von UCOME am Weltmarkt; Quelle: Greenea, 2021a. (abgefragt am 14.2.2021)	21
Abbildung 8: Weltweite Preisentwicklung von FAME am Weltmarkt; Quelle: Neste, 2021. (abgefragt am 14.2.2021).....	22
Abbildung 9: FAME-Produktion Kosten und Erlöse von der FAME-Produktion; Quelle: DBFZ, 2019	22
Abbildung 10: Marktpreisentwicklung von HVO, Zeitlicher Verlauf mit wichtigen Marktentwicklungen im Vergleich zu anderen biogenen Energieträgern und Diesel; Quelle: Greenea, 2021b	23
Abbildung 11: Markt- und Energiepreis fossiler Diesel Holzdieselproduktionskosten LCOP für die Holzdieselproduktion im Vergleich mit fossilem Diesel; Quelle: Hofbauer et al., 2020	25
Abbildung 12: Marktpreisentwicklung von Naphtha, Entwicklung des Weltmarktpreises für in USD; Quelle: Trading economics, 2021.....	26
Abbildung 13: Mögliche Power-to-X Prozessketten für PtX-Energieträger; Quelle: dena, 2018	27
Abbildung 14: Energieaufwand strombasierter Erzeugungspfade in MJ / MJ Produkt; Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von Awgustow et al. (2017), Albrecht F.G. et al. (2017) und Zeman F. (2007).....	28
Abbildung 15: Energieausbeuten strombasierter Erzeugungspfade in MJ (Produkt) / je MJ Input; Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von Awgustow et al. (2017), Albrecht F.G. et al. (2017) und Zeman F. (2007)	28
Abbildung 16: Fischer-Tropsch-Kraftstoffe Spezifische Produktkosten, Abhängigkeit der spezifischen Produktionskosten von FT-Diesel aus dem PtL-Erzeugungspfad in Abhängigkeit zu den Vollaststunden, der Stromkosten, der entsprechenden Versorgung durch erneuerbare Energie (Wind & Photovoltaik) und den CAPEX; Quelle: DBFZ, 2019	29

Abbildung 17: Vergleich der Herstellungskosten für strombasierten Diesel in verschiedenen Studien; Quellen: Agora 2018, MWV et al. 2018, VDA 2017, Chalmers University 2017, FHG IWES 2017	30
Abbildung 18: Weltweite Produktionskapazität für Hydrierte Pflanzenöle (HVO) 2020-2025; Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten von Greenea (2021).....	36
Abbildung 19: Globale Produktion an FAME (Biodiesel); Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten der UFOP (2020)	36
Abbildung 20: FAME-Produktion in der EU-27; Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten der UFOP (2020)	37
Abbildung 21: Globale Produktion von Pflanzenölen (alle Verwendungen); Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten der FAO (www.fao.org/faostat)	37
Abbildung 22: Wesentliche Einflussparameter zur Bewertung der Gestehungskosten; Quelle: Eigene Angabe	45
Abbildung 23: Gestehungskosten verschiedener XtX-Energieträger aus ca. 70 Studien; Quelle: DBFZ (2019)	46
Abbildung 24: Saniertes Einfamilienhaus, ohne Förderungen Jährliche Vollkosten für Raumwärme und Warmwasser, Zeitraum: 20 Jahre, sortiert nach Vollkostenmaximum; Quelle: Österreichische Energieagentur.....	49
Abbildung 25: Saniertes Einfamilienhaus, inkl. Bundesförderung „Raus aus Öl und Gas“, exkl. Landesförderungen Jährliche Vollkosten für Raumwärme und Warmwasser, Zeitraum: 20 Jahre, sortiert nach Vollkostenmaximum; Quelle: Österreichische Energieagentur	50
Abbildung 26: Unsaniertes Einfamilienhaus, ohne Förderungen Jährliche Vollkosten für Raumwärme und Warmwasser, Zeitraum: 20 Jahre, sortiert nach Vollkostenmaximum; Quelle: Österreichische Energieagentur.....	51
Abbildung 27: Unsaniertes Einfamilienhaus, inkl. Bundesförderung „Raus aus Öl und Gas“, exkl. Landesförderungen Jährliche Vollkosten für Raumwärme und Warmwasser, Zeitraum: 20 Jahre, sortiert nach Vollkostenmaximum; Quelle: Österreichische Energieagentur	51
Abbildung 28: Saniertes Einfamilienhaus, monatliche Energiekosten; Quelle: Österreichische Energieagentur.....	52
Abbildung 29: Unsaniertes Einfamilienhaus, monatliche Energiekosten; Quelle: Österreichische Energieagentur.....	52
Abbildung 30: Energetischer Endverbrauch der Gebäude; Quelle: Eigene Darstellung, Österreichische Energieagentur.....	68
Abbildung 31: Anteil von Öl in den Szenarien WEM und WAM; Quelle: Eigene Darstellung, Österreichische Energieagentur.....	69
Abbildung 32: Entwicklungen der beheizten Brutto-Grundflächen im Wärmewende-Szenario; Quelle: EEG, 2018	69
Abbildung 33: Energetischer Endverbrauch des PKW-Verkehrs (MIV); Quelle: Eigene Darstellung, Österreichische Energieagentur.....	70
Abbildung 34: Anteil konventioneller Treibstoffe in den Szenarien WEM und WAM; Quelle: Eigene Darstellung, Österreichische Energieagentur	70
Abbildung 35: Entwicklung der Verkäufe von Dieselkraftstoff ohne Bioanteil (B0) in Österreich; Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus dem Biokraftstoffbericht (BMK, 2020).....	78

Abbildung 36: Prozentuelle Wachstumsraten im Vergleich zum Vorjahr bei Verkäufen von Dieselmotoren ohne Bioanteil (B0) in Österreich; **Quelle:** Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus dem Biokraftstoffbericht (BMK, 2020) 79

Abbildung 37: Theoretische und realisierbare Biomethanpotentiale aus "Gasification" für das Jahr 2040, aufgeteilt nach den verschiedenen Substratkategorien der thermochemischen Umwandlung; **Quellen:** Energieinstitut an der JKU basierend auf (Dißauer, Rehling und Strasser 2019), aus AEA et al. (2021)..... 80

Abbildung 38: Rohstoffherkunft für die inländische Produktion von Pflanzenöl, FAME (Biodiesel) und Heizöl | Importe vs. Nationale Aufbringung in Österreich 2019; **Quellen:** Eigene Berechnungen basierend auf Daten der Statistik Austria (2021b), BMK (2020), Statistik Austria (2020c), ÖNORM C 1109, Plank et al. (2017) 81

Abbildung 39: Produktion und Verwendung von Pflanzenöl, FAME (Biodiesel), HVO und Heizöl in Österreich 2019; **Quellen:** Eigene Berechnungen basierend auf Daten der Statistik Austria (2021b), BMK (2020), Statistik Austria (2020c), ÖNORM C 1109, Plank et al. (2017) 82

Abbildung 40: Globale Produktionskapazität von HVO im Vergleich zur österreichischen Heizöl-Nachfrage. Eigene Darstellung auf Basis von Daten von Greenea (2021b) und Statistik Austria (2020c) 83

Abbildung 41: Effizienzketten strombasierter Heizsysteme im Vergleich; **Quellen:** Darstellung Österreichische Energieagentur auf Basis von Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe sowie Expert:innenschätzungen (Verstromung im GuD-Kraftwerk, JNG Öl und Gas) und Prognos/DBFZ/UMSICHT (2018): Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende (JAZ Wärmepumpe, teilsaniertes Gebäude 2030) 86

Abbildung 42: Theoretischer Strombedarf für die Produktion von grünem Öl im Vergleich; **Quelle:** Eigene Darstellung, Österreichische Energieagentur 87

9 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Berechnung des Marktpreises für HVO entsprechend der S&P Guideline; Quelle: S&P Global Platts, 2020	23
Tabelle 2: Vergleich der Eigenschaften von Brennstoffen. Quellen: Kaltschmitt „Energie aus Biomasse“, ÖNORM C 1109 (Heizöl EL & EL schwefelarm) und Diesel (EN 590), bzw. Neste Corporation, Renewable Diesel Handbook, Seite 25-29, 05/2016, Werte für Flammpunkt und Cetanzahl laut https://www.tfz.bayern.de ; Heizwert lt. Plank et al (2017), http://www.auto-umwelt.at/_kraftstoffe/ks_altern.htm , https://www.poel-tec.com/science/umruestung_2.php und gemäß DIN 51605 für Rapsölkraftstoff	32
Tabelle 3: Ölbrenner für Haushalte - Exemplarischer Überblick diverser exemplarischer Herstellerfreigaben von alternativen Heizölen bzw. Beimischungen (Biobrennstoffe) gemäß länderspezifischer Normen: DIN SPEC (Deutschland), ÖNORM (Österreich), SNV (Schweiz) oder EU-Normen (EN). Kein Anspruch auf Vollständigkeit; Quellen: Bosch Thermotechnik GmbH Öl-Brennwertkessel Olio Condens 7000F Installationsanleitung, 02/2017, S. 50, August Brötje GmbH – Heizöl EL schwefelarm, Hinweise und Empfehlungen für den Einsatz in Ölheizungen, IWO, 07/2014, Hoval UltraÖl S. 16-80 Öl-Brennwertkessel Produktbeschreibung, 04/2018, S. 1-17, DIN EN 14213:2003-11 Heizöle - Fettsäure-Methylester (FAME) - Anforderungen und Prüfverfahren; EN 14213:2003, Vaillant GmbH - VKO 156/3-7; VKO 256/3-7 icoVIT exklusiv Installationsanleitung, 11/2013, S. 7-8	34
Tabelle 4: Motoren und Aggregate - Exemplarischer Überblick diverser exemplarischer Herstellerfreigaben von alternativen Heizölen bzw. Beimischungen (Biobrennstoffe) gemäß länderspezifischer Normen: DIN SPEC (Deutschland), ÖNORM (Österreich), SNV (Schweiz) oder EU-Normen (EN). Kein Anspruch auf Vollständigkeit; Quellen: DEUTZ Rundschreiben TR 0199-99-01126/5 (Notstromaggregate) und TR 0199-99-01218/2 (Kraftstoffe), Baurreihenbezogene Kraftstofffreigaben für MTU-Motoren, A001061/38D 2018-03, S. 58-62, FPT Product Info PI 002 PG 15 Heating Poil usage for FPT Power Generation engines with emission Norm up to Stage IIIA, VOLVO Penta Service Bulletin „Diesel Fuel Quality and Function for Industrial Engines“ 18-8-8 Version 3, 25.05.2014.....	35
Tabelle 5: Auswahl von nationalen und internationalen Projekten, Pilotanlagen und Vorhaben im Bereich E-Fuel und alternative Kraft- und Brennstoffe; Quellen: Projekt-Webseiten und Kraftstoffe der Zukunft, 14. Internationalen Fachkongress für erneuerbare Mobilität, bioenergy2020+, 05/2017, Climeworks betreibt 14 Anlagen weltweit - Island, Italien, Deutschland, UK, Belgien, Österreich und an 6 Standorten in der Schweiz, Endbericht, Einsatz von Multiblend JET A-1 in der Praxis, DBFZ, Bullerdiel et al. 2019	40
Tabelle 6: Darstellung einiger Initiativen und Strategien zur Forcierung von alternativen flüssigen Kraft- und Brennstoffen; Quellen: Webseiten s. u. und Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie – Bericht über die Umsetzung des Nationalen Strategierahmens, 2019, Umweltschonender Luftverkehr – Lokal, National, International, Umweltbundesamt, Texte 130/2019, S. 79-80, Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Einsatz von Multiblend JET A-1 in der Praxis, DBFZ, Bullerdiel et al. 2019	43

Tabelle 7: Annahmen zu Brutto-Preisen betreffend flüssiger und gasförmiger erneuerbarer Energieträger (in €/kWh).....	48
Tabelle 8: Ergebnisse des Heizkostenvergleichs (Bruttopreise aus der Perspektive der Endverbraucherinnen und Endverbraucher); Sämtliche Kosten sind jährliche Kosten, Investitionskosten inkl. Wartung und Instandhaltung wurden auf 20 Jahre verteilt; Quelle: Eigene Darstellung, Österreichische Energieagentur.....	53
Tabelle 9: Analyse möglicher Faktoren zu grünen Ölen; Quelle: Eigene Darstellung, Österreichische Energieagentur	58
Tabelle 10: Einsatzgebiete und mögliche Dekarbonisierungsoptionen im Verkehr; Quelle: Österreichische Energieagentur	59
Tabelle 11: Identifizierte Bereiche und mögliche Dekarbonisierungsoptionen in der Wärmeerzeugung und dem Energiesektor; Quelle: Österreichische Energieagentur.....	60
Tabelle 12: Erzeugung und Verwendung fossiler flüssiger Energieträger in Österreich 2019, Netto-Importe ergeben sich aus der Differenz zwischen den Importen und den Exporten fossiler flüssiger Energieträger, Umwandlungsverluste der Raffinerie ergeben sich aus der Differenz zwischen Umwandlungseinsatz und Umwandlungsausstoß; Quelle: Statistik Austria 2020a	61
Tabelle 13: Energetischer Endverbrauch im Jahr 2019 nach Sektor, Branche; Quelle: Statistik Austria, 2020c	62
Tabelle 14: Energetischer Endverbrauch im Jahr 2019 nach Sektor, Branche & Nutzenergiekategorie; Quelle: Statistik Austria, 2020c	63
Tabelle 15: Nachfrage nach flüssigen fossilen Energieträgern im Jahr 2019; Quelle: Eigene Darstellung, Österreichische Energieagentur.....	64
Tabelle 16: Methodischer Ansatz zur Abschätzung des Bedarfs 2040; Quelle: Eigene Darstellung, Österreichische Energieagentur	65
Tabelle 17: Nachfrage der betrachteten Bereiche für die Szenarien „Infrastrukturnutzung“ und „Exergieeffizienz“ nach Gasen; Quelle: Eigene Darstellung, Österreichische Energieagentur	66
Tabelle 18: Abgeleiteter Bedarf an flüssigen alternativen Energieträgern ausgewählter Sektoren im Jahr 2040, Nachfrage nach E-Fuels unterscheidet sich vom H ₂ -Bedarf für E-Fuels in Tabelle 16 durch die angenommene Umwandlungseffizienz von 72 %.; Quelle: Österreichische Energieagentur.....	67
Tabelle 19: Energetischer Endverbrauch des Verkehrs - Klimaneutralität 2050 [TJ]; Quelle: Umweltbundesamt, 2020b.....	71
Tabelle 20: Zusammenfassung der Nachfrage nach grünem Öl aller Sektoren im Jahr 2040; Quelle: Eigene Darstellung, Österreichische Energieagentur	73
Tabelle 21: Versorgungsbilanz für Ölsaaten 2014-2018; Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten der Statistik Austria, 2021a.....	74
Tabelle 22: Versorgungsbilanz für pflanzliche Öle; Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten der Statistik Austria, 2021b.....	75
Tabelle 23: Versorgungsbilanz für tierische Fette; Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten der Statistik Austria, 2021c	76

10 Abkürzungsverzeichnis

AFP	Ablative Fast Pyrolysis
AMM	atro-Tonne, mit Rinde geliefert, mit Rinde gemessen und verrechnet
ASTM	American Society for Testing and Materials
AWG	Abfallwirtschaftsgesetz
Atro	absolut trocken, d. h. Gewicht ohne Wasser
BtL	Biomass/Power to Liquid (biobasierte, synthetische Kraft- & Brennstoffe)
Blend	Mischung, Beimischung
DAC	Direct Air Capture
Efm	Erntefestmeter
EtOH	Ethanol
ETS	Emission Trading System (Emissionshandelssystem)
FAME	Fatty Acid Methyl Ester (Fettsäuremethylester)
FTS	Fischer-Tropsch-Synthese
HUCO	Hydrated Used Cooking Oil (Hydriertes Altspeiseöl)
HTE	High Temperature Electrolysis
TME	Tallow Methyl Ester (Tierfettmethylester)
TRL	Technology Readiness Level (Technologiereifegrad)
HVO	Hydrated Vegetable Oil (Hydriertes Pflanzenöl)
ICAO	International Civil Aviation Organisation
ILUC	Indirect Land-Use Change
LCOE	levelized cost of energy
LCOP	levelized cost of product

LOHC	liquid organic hydrogen carriers
LULUCF	Land-Use, Land-Use Change and Forestry
NALV	nachhaltige landwirtschaftliche Ausgangsstoffe-Verordnung
OME	Polyoxymethyldimethylether
PEM	Polymer Electrolyte Membrane
PME	Pflanzenöl-Methylester
PtL	Power to Liquid (strombasierte, synthetische Kraft- & Brennstoffe)
RED	Renewable Energy Directive (Erneuerbare Energien Richtlinie)

Über die Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency (AEA)

Die Österreichische Energieagentur liefert Antworten für die klimaneutrale Zukunft: Ziel ist es, unser Leben und Wirtschaften so auszurichten, dass kein Einfluss mehr auf unser Klima gegeben ist. Neue Technologien, Effizienz sowie die Nutzung von natürlichen Ressourcen wie Sonne, Wasser, Wind und Wald stehen im Mittelpunkt der Lösungen. Dadurch wird für uns und unsere Kinder das Leben in einer intakten Umwelt gesichert und die ökologische Vielfalt erhalten, ohne dabei von Kohle, Öl, Erdgas oder Atomkraft abhängig zu sein. Das ist die missionzero der Österreichischen Energieagentur.

Mehr als 85 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter aus vielfältigen Fachrichtungen beraten auf wissenschaftlicher Basis Politik, Wirtschaft, Verwaltung sowie internationale Organisationen. Sie unterstützen diese beim Umbau des Energiesystems sowie bei der Umsetzung von Maßnahmen zur Bewältigung der Klimakrise.

Die Österreichische Energieagentur setzt zudem im Auftrag des Bundes die Klimaschutzinitiative klima**aktiv** um.

Der Bund, alle Bundesländer, bedeutende Unternehmen der Energiewirtschaft und der Transportbranche, Interessenverbände sowie wissenschaftliche Organisationen sind Mitglieder dieser Agentur. Weitere Informationen für Interessenten unter www.energyagency.at.



AUSTRIAN ENERGY AGENCY