

Projektantrag zum Verbundvorhaben

Erneuerbare Kraftstoffe aus
Grünen Raffinerien der Zukunft
(Kurztitel: *REF4FU*)



im Rahmen der Richtlinie zur Förderung von Maßnahmen zur
Entwicklung regenerativer Kraftstoffe
des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr (BMDV)
vom 5. Mai/25. August 2021

Antragsteller und Koordinator: Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Institut für Katalyseforschung und -technologie
Prof. Dr. Nicolaus Dahmen (Koordinator)
Tel: 0721 608 22596, nicolaus.dahmen@kit.edu

Verbundpartner Forschung:

- DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Leipzig (DBFZ)
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Verbrennungstechnik, Stuttgart (DLR)
- Technische Universität Bergakademie Freiberg, Institut für Energieverfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen (TUBAF)
- Sondervermögen Großforschung beim Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
mit den Instituten
 - Institut für Katalyseforschung und -technologie (KIT-IKFT)
 - Institut für Mikroverfahrenstechnik (KIT-IMVT)
- Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
mit den Instituten
 - Institut für Kolbenmaschinen (KIT-IFKM)
 - Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (KIT-IIP)
 - Engler-Bunte-Institut (KIT-EBI)

Verbundpartner Industrie:

- ASG Analytik Service AG (ASG) (Assoziierter Partner)
- Chemieanlagenbau Chemnitz GmbH (CAC)
- EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH (EDL)
- INERATEC GmbH (INERATEC)
- Mineraloelraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG (MiRO) (Assoziierter Partner)
- Porsche AG (PAG) (Assoziierter Partner)

Karlsruhe, 28. April 2022

Inhaltsverzeichnis

I.	Ziele des Vorhabens	3
1.1.	Gesamtziel des Vorhabens	3
1.2.	Bezug des Vorhabens zu den förderpolitischen Zielen	4
1.3.	Wissenschaftliche und/oder technische Arbeitsziele des Vorhabens	4
1.4.	Chancen und Risiken des Vorhabens	6
II.	Stand der Wissenschaft und Technik	6
2.1.	Stand der Wissenschaft und Technik	6
2.1.1.	Raffinerien, Kraftstoffe und erneuerbare Ausgangsstoff	6
2.1.2.	Prozesse zur Erzeugung nachhaltiger Kraftstoffkomponente	8
2.1.2.1	Fischer-Tropsch-basierte Produkte	8
2.2.	Bisherige Arbeiten der Antragsteller	14
III.	Ausführliche Beschreibung des Arbeitsplans und der Arbeitspakete	29
3.1.	Vorhabenbezogene Ressourcenplanung	29
AP 1	Projektmanagement	29
AP 2	Entwicklung und Bereitstellung von Kraftstoffkomponenten	30
AP 3	Kraftstoffformulierung, -erprobung und -zulassung	37
AP 4	Aufstellung und Bewertung integrierter Raffineriekonzepte, Kostenanalyse, Synergie- und Optimierungspotenziale	41
AP 5	Implementierung ausgewählter Raffineriekonzepte	43
3.2.	Meilensteinplanung	46
3.3.	Gantt-Chart	47
IV.	Verwertungsplan (Zusammenfassung)	48
4.1.	Wirtschaftliche Erfolgsaussichten	48
4.2.	Wissenschaftliche Erfolgsaussichten	48
4.3.	Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit	48
V.	Arbeitsteilung/Zusammenarbeit mit Dritten	49
VI.	Anreizeffekt und Notwendigkeit der Zuwendung	51
VII.	Ressourcenplanung	52
	Referenzen	53
	Glossar	55

Annex I: Betrachtung des deutschen Kraftstoffmarktes

Annex II: Vorlage Risiko-Analyse

I. Ziele des Vorhabens

Kraftstoffe sind aus verschiedenen Komponenten zusammengesetzt, die in der Mischung den gesetzten Normen, Verbrennungs- und Emissionseigenschaften genügen und zukünftig mit einem zunehmenden Grad als erneuerbare Kraftstoffe angerechnet werden können. Trotz umfangreicher Anstrengungen in Forschung und Entwicklung gelingt es bei der Anwendung der bekannten Prozessrouten zur Herstellung synthetischer erneuerbarer Kraftstoffe bis heute nicht, die Kraftstoffe Benzin, Diesel, Kerosin, Schiffsdiesel selektiv über einen einzigen Prozessweg herzustellen. Es entstehen Nebenprodukte verschiedener Art, die in anderer Weise zu verarbeiten oder zu vermarkten sind. In *REF4FU* soll eine diesbezügliche Optimierung stattfinden. Komponenten aus einer Prozessroute, die nicht unmittelbar in normgerechten Kraftstoffen eingesetzt werden können, werden entweder zielgerichtet aufbereitet oder mit Komponenten aus anderen Prozessrouten gemischt und ggf. zusammen verarbeitet. Ein Beispiel ist der kürzlich im reFuels-Projekt hergestellte und erfolgreich getestete Blend mit >85 % erneuerbaren Anteilen, die sich aus Leichtfraktion und hydrierter Schwerfraktion der MtG-Route, Kohlenwasserstoffen aus der Fischer-Tropsch-Synthese sowie MTBE und ETBE zusammensetzen. Das Beispiel hat deutlich aufgezeigt, dass bei der Herstellung und Weiterverarbeitung der synthetisierten Rohprodukte noch umfangreicher FuE-Bedarf besteht, der in *REF4FU* adressiert wird. Ein weiteres Beispiel ist die Herstellung der für Flugtreibstoffe avisierten Optionen mit und ohne aromatischen Kohlenwasserstoffen. Es sind verschiedene Möglichkeiten denkbar, wie diese aus den Komponenten der in *REF4FU* betrachteten Prozessrouten erzeugt werden können.

1.1. Gesamtziel des Vorhabens

Daher ist im Vorhaben REF4FU im Hinblick auf die Kraftstoffentwicklung geplant i) das Portfolio der verschiedenen, erneuerbaren Kraftstoffkomponenten (Kohlenwasserstoffe unterschiedlicher Kettenlängen und Verzweigungsgrade, Aromaten, Oligomerisate, ...) herzustellen, (ii) zu charakterisieren und (iii) über die in Abb. 2 der Projektskizze gezeigte systematische Vorgehensweise geeignete Kraftstoff-Formulierungen zu finden, in Wechselbeziehung zu den vorgelagerten Prozessen herzustellen, sowie (iv) in der Anwendung zu testen und zu bewerten. Derzeit kann kein einzelner Technologiepfad das gesamte, absehbar benötigte Spektrum an nachhaltigen erneuerbaren Kraftstoffen abdecken. Zudem ist in der Mittel- bis Langfristperspektive sowohl das Produktspektrum als auch die dann erforderliche Produktspezifikation nicht definiert. Daher ist es wichtig, eine Vorstellung zu entwickeln, wie Raffinerien aussehen, wenn sie komplett auf erneuerbare Produkte und damit auch erneuerbare Rohstoffe umgestellt werden und wie die Implementierung auf der Basis der vorhandenen Infrastruktur (sog. Retrofitting, Brownfield) oder/und neu aufgebauten Produktionsstätten (sog. Greenfield) aussehen kann. Hier setzt das vorgeschlagene Vorhaben „Erneuerbare Kraftstoffe aus Grünen Raffinerien der Zukunft“ mit dem übergeordneten Ziel der Entwicklung, Validierung und Bewertung möglicher nachhaltiger Raffineriekonzepte an.

Das Projekt *REF4FU* stellt einen exemplarischen Showcase für den notwendigen Wandel in der Rohstoffversorgung, die dafür erforderliche Prozesstechnologie sowie für einen zukünftigen Versorgungsweg für nachhaltige, erneuerbare Flüssigkraftstoffe dar.

REF4FU ist ein Entwicklungsvorhaben, das auf die Darstellung der betrachteten Schlüsselprozesse und Prozessketten in Form von Prozessentwicklungsanlagen im Technikum (Miniplants) mindestens im TRL 5 abzielt und im Zusammenspiel mit bereits vorhandener Versuchsinfrastruktur am KIT, CAC und TUBAF realisiert werden soll. Ausgangspunkt sind die auf mittlere und lange Sicht nachhaltig verfügbaren Zwischenprodukte Methanol, Fischer-Tropsch-Kohlenwasserstoffe (FT), Pyrolyseölen und Wasserstoff. Diese Stoffe werden im Prozessverbund der bioliq-Anlage und des Energy Lab 2.0 am KIT erzeugt oder extern beschafft. Schwerpunkt in REF4FU ist deren Verarbeitung zu Kraftstoffkomponenten bis in den 100 kg-Maßstab. Die daraus formulierten Kraftstoffe werden auf ihre Konformität mit heutigen sowie potenziell zukünftigen Normen sowie ihre Anwendbarkeit als Kraftstoffe untersucht und bewertet. Industriepartner sind sowohl für die Entwicklung, die Maßstabsvergrößerung und das Prozessdesign der einzelnen Technologiepfade sowie zur Erprobung, Bewertung und Weiterentwicklung der Kraftstoffe

eingebunden. Es werden integrierte Raffineriekonzepte mit verschiedenen Prozesskonstellationen entwickelt, die mit Bezug auf deren Umsetzbarkeit in die Praxis im Kontext der aktuellen und absehbaren regulativen Randbedingungen vergleichend betrachtet werden. In Abb. 1 ist der geplante Prozessverbund schematisch aufgezeigt.

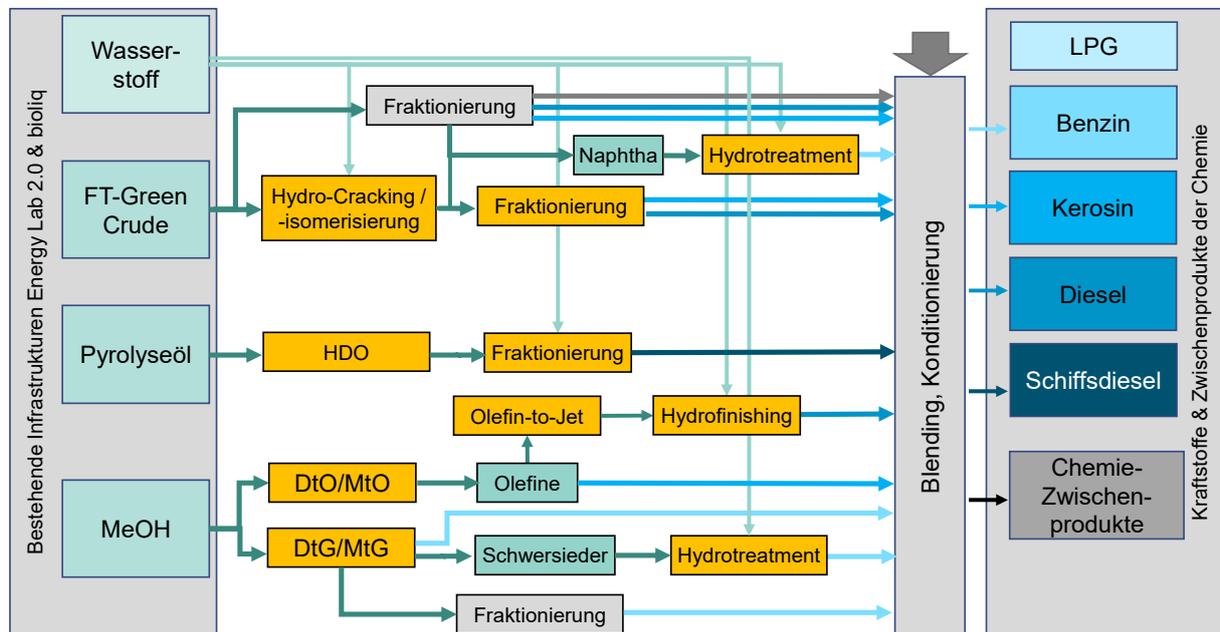


Abb. 1: Schema des geplanten Prozessverbundes. Aus den links dargestellten Ausgangsstoffen werden über die gelb dargestellten Prozessstufen Kraftstofffraktionen erzeugt, die zu den verschiedenen Kraftstoffen weiterverarbeitet werden.

1.2. Bezug des Vorhabens zu den förderpolitischen Zielen

REF4FU ist ein **anwendungsorientiertes Entwicklungsprojekt mit Demonstrationscharakter**, um die notwendige technologische Marktreife für einen baldigen und starken Markteintritt von nachhaltigen, erneuerbaren Kraftstoffen gemäß den Vorgaben der REDII zu erreichen. In dem Vorhaben werden verschiedene Prozesse zur Herstellung des für die verschiedenen Verkehrsbereiche auch absehbar notwendigen Kraftstoffmixes in Raffineriekonzepten integriert. Ziel ist es, unter **Weiterentwicklung** grundsätzlich bekannter Prozesse und deren **Kopplung** einerseits die Effizienz, aber auch die Produktflexibilität im Prozessverbund zu erhöhen. Durch die synergetische Verknüpfung zugängliche **Optimierungs- und Effizienzpotenziale** werden identifiziert. Diese können zu möglichen **Kostenreduktionen** bei der Herstellung und Bereitstellung nachhaltiger Kraftstoffe führen. In allen betrachtenden Produktionsrouten entstehen Koppelprodukte, die möglichst zu Kraftstoffkomponenten weiterverarbeitet oder, wo dies sinnvoll ist, als Nebenprodukte an die chemische Industrie abgegeben werden können und so in Summe die Wirtschaftlichkeit der Raffinerie erhöhen. Durch die frühzeitige Einbindung von Industriepartnern sowohl für die einzelnen Technologiepfade als auch für die Erprobung und Weiterentwicklung der Kraftstoffe wird nicht nur der Technologie- und Innovationstransfer gefördert, sondern auch die **Technologieführerschaft ausgebaut** und damit der Wirtschaftsstandort Deutschland gestärkt. Das Vorhaben wird durch den parallel gestellten Antrag zum **Innovationscluster InnoFuel** komplementär ergänzt, um die Vernetzung und Begleitung der Entwicklungstätigkeiten sowie die Zertifizierung neuartiger Verfahren und Produkte zu unterstützen.

1.3. Wissenschaftliche und/oder technische Arbeitsziele des Vorhabens

Im Vorhaben REF4FU werden solche Raffinerie-Konzepte entwickelt,

- die ausgewählte, erneuerbare Zwischenprodukte aus erneuerbaren Rohstoffen und Energien zur Weiterverarbeitung im Rahmen von Raffineriekonzepten verwenden,

- die die Palette der heute in den Verkehrsbereichen Straßen-, Luft- und Schiffsverkehr flottenüblichen und absehbar in Zukunft erforderlichen Kraftstoffe mit skalierbaren Technologien im repräsentativen Maßstab erzeugen,
- die Verknüpfungen zwischen verschiedenen Technologienpfaden herstellen und dadurch flexibel bzgl. eines sich ändernden Rohstoffspektrums und zukünftiger Kraftstoffanforderungen reagieren können,
- die innovative Technologien mindestens mit einem TRL 5 einsetzen,
- die in verschiedenen Gesamtkonzeptkonstellationen (Brown-/Greenfield an einem oder mehreren Standorten) im Hinblick auf ihre Implementierung betrachtet werden,
- dafür Synergie- und Optimierungspotenziale aufzeigen und
- für die Roadmaps für einen erfolgreichen Markteintritt erstellt werden.

Wesentliches Element des Projektes ist die Etablierung einer Methodik, mit deren Hilfe Kraftstoffformulierungen vorgeschlagen, charakterisiert und validiert werden. Die Phasen der dazu geplanten Vorgehensweise sind in Abb. 2 gezeigt und werden nachstehend erläutert.

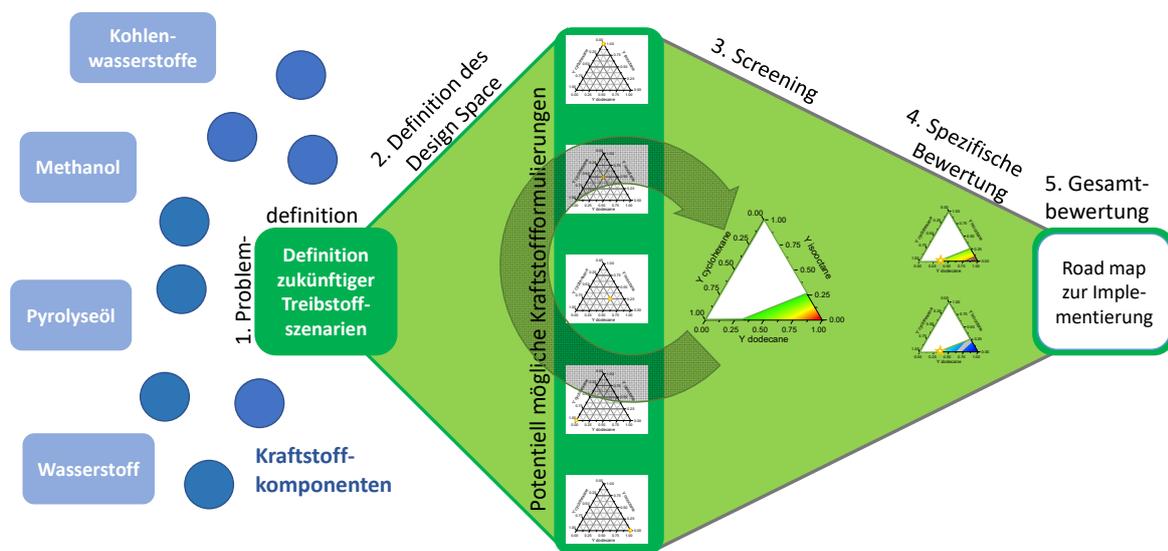


Abb. 2: Vorgehensweise zur Formulierung, Erprobung und Bewertung von Kraftstoffen in fünf Phasen

- In Phase 1 wird von den REF4FU-Partnern das Portfolio möglicher Kraftstoffkomponenten für die verschiedenen Anwendungssektoren definiert, für die in AP 4 Raffineriekonzepte entworfen werden.
- In Phase 2 wird in AP 2 und AP 3 der potentielle Kraftstoff Design Space für die verschiedenen Kraftstoffanwendungen definiert, welcher durch die Kombination der verschiedenen Kraftstoffkomponenten möglich ist.
- In Phase 3 werden in AP 3 für jeden Anwendungssektor systematische Screenings der in Phase 2 vorgeschlagenen Kraftstoffformulierungen des Design Space durchgeführt, um diejenigen Produkte zu identifizieren, die in heutigen und zukünftigen Kraftstoffszenarien einsetzbar sind.
- In Phase 4 werden in AP 2, 3 und 4 die in Phase 3 identifizierten Produktbereiche und die dazu führenden Prozesswege technisch, ökologisch und ökonomisch bewertet, sowie Synergien und Optimierungspotenziale ermittelt.
- In Phase 5 werden in AP 5 die verschiedenen Einzelbewertungen zusammengeführt, und vor dem Hintergrund des regulatorischen Rahmens im Hinblick auf eine möglichen Implementierung bewertet.

Die von den einzelnen Partnern angestrebten wissenschaftlichen und technischen Arbeitsziele finden sich in der jeweiligen Partnerdarstellung in Kapitel 2.

1.4. Chancen und Risiken des Vorhabens

Die Arbeiten des Vorhabens fallen in die Forschungskategorie 1. Es ist Ziel des Vorhabens, mittels planmäßigen Forschens neue Erkenntnisse und Verfahren zu entwickeln. Im Hinblick auf die Entwicklung künftiger grüner Raffinerien werden unterschiedliche Verfahren und die daraus hergestellten Produkte zu komplexen Systemen aus normgerechten Kraftstoffen und der für deren Herstellung notwendigen Infrastruktur zusammengeführt. Die verwendeten Technologien sollen im TRL 5 verifiziert werden, auf deren Datengrundlage die Verschaltung zu Raffineriekonzepten über Prozesssimulationen vollzogen wird.

Chancen und Risiken des Vorhabens können auf zwei Ebenen betrachtet werden: einmal auf der Projektebene bzgl. der Durchführung der geplanten Arbeiten und zum anderen im Hinblick auf die Umsetzung der zu entwickelnden Raffineriekonzepte, sprich der Ergebnisverwertung. Letztere findet vor dem Hintergrund volatiler Rahmenbedingungen, technischer, wirtschaftlicher und politischer Unsicherheiten statt. Diese werden in Arbeitspaket AP 5 adressiert und u.a. in der dort geplanten SWOT-Analyse betrachtet und bewertet.

Zur Gewährleistung der Projektarbeit wird in AP 1 eine Risikoanalyse zu allen im Projekt durchzuführenden Teilarbeiten im Rahmen des Projektmanagements durchgeführt. Sie wird folgender Vorgehensweise folgen:

1. Risiken identifizieren: Auflistung von Risiko-IDs mit Risikobeschreibung unter Bezug auf die jeweilige Tätigkeit, Arbeitspaket und Verantwortlicher/m.
2. Risiken bewerten: Feststellung der Auswirkung der Risiken, Eintrittswahrscheinlichkeit, Tragweite, Auswirkungen auf den Arbeits- und Zeitplan und Kosten
3. Maßnahmen definieren: Maßnahmen zur Verminderung des Risikos und Maßnahmen bei Eintritt des Risikos
4. Maßnahmen umsetzen: Teil der Risikoüberwachung; erfolgt durch Verantwortliche/n in Absprache mit der Verbundkoordination in *REF4FU*
5. Risiko überwachen: Risikoüberwachung, Dokumentation der umgesetzten Maßnahmen und Auswirkung auf das Risiko

Vorschlag zur tabellarischen Erfassung, Durchführung und Dokumentation zur Risikoanalyse findet sich im Annex II der Vorhabenbeschreibung. Das Ergebnis eines ersten Durchlaufs der Analyse wird als Meilenstein fest gehalten.

II. Stand der Wissenschaft und Technik

2.1. Stand der Wissenschaft und Technik

Im Folgenden wird der aktuelle Stand zu den Themen Raffinerien und Flüssigkraftstoffe sowie zu den in REF4FU eingesetzten Ausgangsstoffen und Zielprodukten kompakt zusammengefasst.

2.1.1. Raffinerien, Kraftstoffe und erneuerbare Ausgangsstoff

Raffinerien stellen im Zeitalter überwiegend fossiler Energieträger das Schlüsselement der Infrastruktur zur Bereitstellung der Energieträger für den Mobilitätssektor dar. Mineralölraffinerien stellten 2017 an 15 Standorten in Deutschland rund 100 Mio. t Mineralölprodukte her. Die Kraftstoffe für den Verkehrssektor (Diesel, Benzin, Kerosin, Schiffskraftstoffe) machen heute ca. 62 % des Mineralölabsatzes in Deutschland aus [MWV2020]. Über den Mobilitätssektor hinaus beliefern Raffinerien noch weitere Sektoren mit Energieträgern (Haushalte und Gewerbe, Handel, Industrie) und Rohstoffen (Industrie, insbesondere die chemische Industrie). Auf dem Weg zu einer klimaneutralen Gesellschaft werden sich die Mengen für Raffinerieprodukte drastisch ändern. Die Studie Klimapfade für Deutschland geht von einem Rückgang der Mineralölimporte nach Deutschland von 1250 TWh (104 Mio t/a) in 2015 auf 305 TWh (25 Mio.t/a) in 2050 aus, dies unter der Voraussetzung, dass die chemische Produktion weiterhin in Zukunft zu großen Teilen auf der Verarbeitung von Rohöl basiert [BDI2018]. Der Absatz von flüssigen Kraftstoffen in Deutschland geht nach dieser Studie von 586 TWh auf 244 TWh zurück, wobei diese in

dem Szenario „95 % Klimapfad“ vollständig auf Basis erneuerbarer Quellen erzeugt werden. Auch die Verteilung der Kraftstoffe wird sich deutlich verändern: während heute Kraftstoffe für den landgebundenen Verkehr 51 % des Mineralölabsatzes ausmachen wird dieser Anteil in 2050 nur noch ca. 30 % betragen und damit genauso groß sein wie der Anteil an Kerosin und der Rohstoffe für die chemische Industrie. Diese Prognosen für das Jahr 2050 sind mit großen Unsicherheiten behaftet, was dazu führt, dass sowohl die absoluten Produktionsmengen der zukünftigen grünen Raffinerien als auch ihr Produktmix sehr stark von heutigen Prognosen abweichen kann. Technische Konzepte für grüne Raffinerien müssen deshalb die Produzenten klimaneutraler Kraftstoffe in die Lage versetzen, vergleichsweise kurzfristig auf Veränderungen der Marktanforderungen reagieren zu können.

Flüssige Kraftstoffe haben dank ihrer spezifischen Eigenschaften auch langfristig in vielen Bereichen des Verkehrssektors eine große Bedeutung. Während Strom als Energiequelle vor allem für PKW und leichte LKW in Städten eine bevorzugte Alternative darstellt, werden THG-arme, flüssige Kraftstoffe insbesondere für den Schwerlastverkehr auf Langstrecken, die Luftfahrt und den Seeverkehr sowie für petrochemische Vorprodukte, Schmierstoffe und weitere Produkte benötigt. Daher können Raffinerien auch in der Zukunft eine wichtige Rolle in der Bereitstellung von Energieträgern und chemischen Rohstoffen einnehmen, wenn sie THG-reduzierte oder sogar THG-neutrale flüssige Kraft- und Brennstoffe als wichtige Ergänzung zu „grünem“ Strom, Gas und Wasserstoff herstellen. Die Integration erneuerbarer Rohstoffe in existierende Raffineriestandorte wird bereits an verschiedenen Stellen aufgegriffen. Dabei wird z.B. die Nutzung von Synergien bei der HVO-Herstellung auf Raffineriestandorten realisiert (Fa. Neste), die Herstellung und/oder Einspeisung von Pyrolyseölen an verschiedenen Stellen des Raffinerie-Prozessverbundes erprobt (OMV, BTG) [Dyc2019] oder in technisch tiefen Konzeptstudien die Integration strombasierter Kohlenwasserstoff-Synthesen in den Raffinerieverbund untersucht (EDL, CAC, MiRO). In diesen Ansätzen wird die synergetische Herstellung erneuerbarer Kraftstoffe parallel zur Verarbeitung fossiler Rohstoffe verfolgt, die letztendlich zu Kraftstoffen mit begrenzter Beimischung erneuerbarer Anteile führt.

Erneuerbare Ausgangsstoffe: Das hier geplante Vorhaben zielt auf die Darstellung von praktisch vollständig erneuerbaren Kraftstoffen ab. Alle dabei verwendeten Ausgangsstoffe werden bereits heute in kommerziellen Verfahren im industriellen Maßstab erzeugt, zum überwiegenden Teil aber aus fossilen Rohstoffen. Es wird davon ausgegangen, dass diese Stoffe in zunehmendem Maße auch vollständig aus erneuerbaren Rohstoffen im In- und Ausland hergestellt werden können. Es bestehen verschiedene Möglichkeiten, erneuerbares Synthesegas aus CO₂ und grünem Wasserstoff (PtL-Pfad), aber auch durch Biomassevergasung (BtL-Pfad) bereitzustellen. Nicht zuletzt besteht die Möglichkeit, aus der Biomassevergasung gewonnenes Synthesegas durch grünen Wasserstoff zu ergänzen, um praktisch den gesamten in der Biomasse enthaltenen Kohlenstoff in Produkte zu überführen (PBtL-Pfad). Neben der indirekten Verflüssigung von Biomasse über eine Vergasung lassen sich Pyrolyseöle auch direkt zu Kraftstoffkomponenten veredeln [Cor2021]. Biogene Reststoffe stellen ein beträchtliches Potenzial dar. Heute werden zwischen 66 % und 84 % davon genutzt, so dass allein in der Bundesrepublik Deutschland ein Potenzial von 14-48 Mt Trockenmasse für andere Anwendungen mobilisiert werden kann (Bro2019). EU-weit könnten Reststoffe nach REDII Annex IX von rund 1 Gt (ca. 250 Mtoe) für Bioenergie zur Verfügung stehen [ICL2021].

Luftfahrttreibstoffe: Derzeit sind sieben Herstellungsprozesse für synthetische Treibstoffe zugelassen (ASTM D7566). Maximale Beimischmengen sind für die meisten Herstellungsprozesse auf 50 % limitiert. Des Weiteren ist das Co-Processing von Lipiden und FT-Crude mit max. 5 % im normalen Raffineriebetrieb über ASTM D1655 zugelassen. Pyrolyseöl- und Methanol-basierte Treibstoffe, sowie solche, die aus einer Kopplung verschiedener Technologiepfade entstehen, sind momentan nicht zugelassen.

Heutige Analysen zeigen bereits, dass Beimischquoten >50 % benötigt werden, um eine nachhaltige Luftfahrt zu ermöglichen [CSK2021]. Die Entwicklung für eine solche Treibstoffspezifikation wurde durch ASTM als weltweit einzige Organisation zur Zulassung synthetischer Flugtreibstoffe im März 2020 gestartet. Erste Überlegungen zeigen zwei mögliche Entwicklungen: a) 100 % Drop-in-SAF und b) 100% Non-drop-in-SAF [CAAFI2021]. 100 % Drop-in-SAF zeichnen sich durch eine hohe Ähnlichkeit mit Jet

A-1 aus, da sie unter anderem Aromaten enthalten. Non-Drop-in-SAF sind aromatenfrei und können nicht in jedem Flugzeug betrieben werden. Für den Einsatz von 100% Non-Drop-in-SAF wird eine neue Spezifikation benötigt, 100% Drop-in-SAF können durch eine Erweiterung bestehender Spezifikationen schnell auf den Markt gebracht werden. Für die Herstellung von 100% Drop-in-SAF wäre die Kopplung aromatenfreier Produktströme (z.B. aus FTS) mit aromatenhaltigen Produktströmen (z.B. aus Pyrolyse- oder MtG-Prozessen) in einer integrierten grünen Raffinerie von großem Vorteil. Diese Verfahrensweise ist noch nicht zugelassen und bedarf der Ermittlung eines klar definierten Produktspektrums (und der dazugehörigen Prozessparameter und möglichen Rohstoffe) für welche eine sichere Verwendung in Luftfahrtssystemen garantiert werden kann. Des Weiteren können über die Optimierung der Produktsammensetzung klimaschädliche Emissionen gemindert (Nicht-CO₂ Effekte) [Voi2021] sowie Energieinhalt und thermische Stabilität erzielt werden.

Straßenkraftstoffe: Für heute gebräuchliche Otto- und Dieselmotoren gelten die Normen EN228 bzw. EN590 und EN15940 (paraffinische Dieselmotoren). Diese Normen schreiben wichtige physikalische und chemische Parameterbereiche vor, die diesen breiten Einsatz ermöglichen und gleichzeitig das Ausgleichen von Produktions- und Rohstofftoleranzen erlauben. Daneben bestehen eine Reihe motorisch relevanter Parameter (Oktanzahl, Cetanzahl, Dichte, Viskosität, Siedeverlauf), deren Auswirkungen auf die Fahrzeugleistung und -emissionen, aber auch die Robustheit der Motoren relevant ist. Synthetische Straßenkraftstoffe sind auf der Basis von FT-Produkten aus Kohle kommerziell im Einsatz (Südafrika), Kohlenwasserstoffe aus fortschrittlicheren GtL- und BtL-Prozessen wurden ebenfalls hergestellt und in Dieselmotoren getestet. Dimethylether wurde z.B. in Schweden als Dieselmotorenzusatz in LKW umfassend erprobt (zuletzt im EU-Projekt BioDME). Methanol und Methanolgemische wurden in C³-Mobility eingehend untersucht. Im reFuels-Projekt wurden Methanol-basierte Ottomotoren aus der bioliq-Anlage des KIT hergestellt und erprobt. Ziel dieser Untersuchungen war es, einen drop-in kompatiblen Kraftstoff unter verschiedenen Randbedingungen zu testen. Mit dem G40-Blend, einer Mischung aus 10 % EtOH, 30 % BtL und 60 % fossilen Bestandteilen, konnte die derzeit gültige Norm EN228 bei Real Driving Emission Tests in einem Serienfahrzeug problemlos eingehalten und bzgl. der Partikelemissionen sogar übertroffen werden. In den Vollmotortests wurde das Kaltstartverhalten genauer untersucht. G40 hat keine negativen Auswirkungen auf das Kaltstartverhalten und die Kaltstartemissionen. Im nächsten Schritt wurde der eingangs erwähnte Blend mit 85 % erneuerbaren Anteilen hergestellt und erfolgreich getestet. Hierfür waren unterschiedliche Kraftstoffkomponenten erforderlich, was die Notwendigkeit eines Raffinerieansatzes zur Herstellung vollständig erneuerbarer synthetischer Kraftstoffe unterstreicht.

Schiffskraftstoffe: Die Schifffahrt ist für rund 2-3 % der globalen THG-Emissionen verantwortlich und stellt gleichzeitig die größte Quelle für anthropogene Schwefelemissionen (rund 10 %) mit ihren negativen Auswirkungen auf Land- Wasserlebewesen dar. Die Internationale Seeschifffahrtsorganisation IMO hat Ziele formuliert, um die CO₂-Intensität des Schifffahrtssektors bis 2050 um 50 % zu senken und hat ab 2020 den maximal zulässigen Schwefelgehalt von Schiffskraftstoffen, die in internationalen Gewässern verwendet werden, auf 0,5-3,5 Gew.% beschränkt. Auch wenn rund 50% der CO₂-Emissionen von nur 5% sehr großer Seefahrzeuge verursacht werden, ist der Bedarf an nachhaltigen, umweltfreundlichen Kraftstoffen für den Betrieb in Häfen und die Küsten- und Binnenschifffahrt von Bedeutung. Diese machen rund 85 % aller Wasserfahrzeuge aus und umfassen knapp 20 % der Transportkapazität. Die in der Schifffahrt genutzten Motoren sind auf geringe Verbräuche und hohe Robustheit optimiert. Hierbei sind bezüglich der Motorentypen unterschiedliche Hubraumgrößen im Einsatz. In REF4FU werden vor allem Heavy fuel oils adressiert (HFO).

2.1.2. Prozesse zur Erzeugung nachhaltiger Kraftstoffkomponente

2.1.2.1 Fischer-Tropsch-basierte Produkte

Ein wichtiges Verfahren zur Herstellung synthetischer Kohlenwasserstoffe ist die Fischer-Tropsch Synthese (FTS). Hier wird Synthesegas (Wasserstoff- und Kohlenstoffmonoxid) in flüssige Kraftstoffe durch eine katalysierte Oberflächen-Polymerisation umgewandelt. Verschiedene Prozessvarianten sind auf

der Basis fossiler Brennstoffe etabliert, z.B. bei Sasol (Sasol Advanced Synthol, SAS-Prozess in Secunda, Südafrika) oder im Shell MDS-Prozess (Middle Distillate Synthesis) in der PEARL-Anlage in Katar) unter Verwendung von Kohle bzw. Erdgas. Besonders in Südafrika wurde die FTS aufgrund der großen Kohlevorkommen und damit einer günstigen Möglichkeit zur Synthesegasherstellung weiter vorangetrieben. FTS können in Slurry-, Festbett- und Fließbettreaktoren durchgeführt werden, hauptsächlich abhängig von den verwendeten Katalysatoren und Reaktionstemperaturen. Hinsichtlich der Reaktionstemperaturen kann zwischen Nieder- und Hochtemperatur-FT-Technologien (low temperature, LT-FTS und high temperature, HT-FTS) unterschieden werden. Die LT-FTS wird bei Temperaturen um 220 °C betrieben und ergibt hauptsächlich langkettige Kohlenwasserstoffe wie Paraffine und Wachse, während HT-FT-Verfahren bei Temperaturen um 340 °C hauptsächlich Naphtha und Olefine produzieren. Langkettige Produkte werden in einem weiteren Prozessschritt mit Wasserstoff gecrackt, um Dieselkraftstoff zu erhalten. Die Bildung von kettenförmigen Kohlenwasserstoffen findet an der Oberfläche von Katalysatorsystemen auf Kobalt- und/oder Eisenbasis statt, z. g. mit Fe-, Fe/Co-, Fe/Co-Spinell-, Co/Mn-Spinell- oder Cu-dotierten Co-Katalysatoren. Eisenkatalysatoren sind billiger als Kobaltkatalysatoren und flexibler sowie widerstandsfähiger in Bezug auf Synthesegaszusammensetzung und -qualität. Sie katalysieren auch die Wassergas-Shift-Reaktion zur Einstellung des optimalen CO/H₂-Verhältnisses und tolerieren daher niedrigere H₂/CO-Verhältnisse im Synthesegas. Diese führen allerdings zu höheren Olefin-Ausbeuten und erfordern eine entsprechende Aufarbeitung dieser Produkte. Co-Katalysatoren zeigen die besten Leistungen bei einem H₂:CO-Verhältnis von 2:1 und zeichnen sich durch längere Standzeiten sowie höhere Selektivitäten als Eisenkatalysatoren aus. Die Notwendigkeit einer Raffinerieartigen Verwertung der Produkte zeigt sich an einem Beispiel von Shell, nach dem abgesehen von Flüssiggas und einigen Spezialitäten ohne Hydrocracking rund 50 % Mitteldestillate, 18 % Naphtha, 30 % Schmierstoffe und 10 % Wachse, mit Hydrocracking jedoch über 70 % Mitteldestillate, 26 % Naphtha und jeweils unter 2 % langkettige Kohlenwasserstoff erhalten werden.

In der Energiewende gewinnt die FTS immer mehr Bedeutung für die Herstellung sogenannter e-Fuels. Damit klimaneutrale Kraftstoffe erzeugt werden können, benötigt es erneuerbare Energie aus einem Wind- oder Solarpark, um über eine Elektrolyse Wasserstoff erzeugen zu können. CO₂ aus der Luft oder aus Biomasse dient in einem zirkulären Ansatz als Kohlenstoffquelle. Zur Aktivierung des CO₂ ist eine Umwandlung in CO erforderlich. Diese erfolgt im besten Fall, d.h. am energieeffizientesten durch Reverse Wassergaskonvertierung. Hier besitzt die INERATEC GmbH, eine Ausgründung aus dem KIT, eine Reaktortechnologie, die diesen Umwandlungsschritt hocheffizient macht und die den wenigen bisher bekannten Konkurrenzkonzepten z.B. der Haldor Topsoe („eRWGS“) mindestens ebenbürtig ist. Im Konzept wird eine Umwandlung des H₂/CO₂-Gemischs unter Druck bei 750 °C durchgeführt. Dabei wird ein Teil des Wasserstoffs zur Reduktion des CO₂ genutzt, so dass Synthesegas entsteht. Nicht umgesetztes CO₂ und in der FT Synthese nicht umgesetztes Synthesegas wird fast vollständig rezykliert, so dass mehr als 95 % CO₂-Nutzungsgrad, abhängig vom Reinheitsgrad des CO₂ erreicht werden kann.

Bei der Synthese entstehen im Falle einer heterogen katalysierten Reaktion an Kobalt primär Paraffine, sowie in geringen Mengen Olefine und verzweigte Paraffine. Oxygenate entstehen dabei kaum. Da ein breites Spektrum von verschiedenen Kettenlängen bei der Reaktion entsteht und die Kettenwachstumswahrscheinlichkeit mit zunehmender Temperatur abnimmt, ist die isotherme Fahrweise der hoch-exothermen Reaktion von starker Bedeutung, was ebenfalls durch die Reaktortechnologie der INERATEC GmbH möglich ist. Dennoch wird eine Auftrennung der Produkte benötigt, denn nur ein Teil des Produktes kann direkt als paraffinischer Diesel entsprechend der Norm DIN EN 15940 Verwendung finden. Entsprechende Verfahrensweisen hat die INERATEC GmbH hier bereits entwickelt. Längerkettige Produkte, auch in ihrer Reinform interessant für die Industrie, können zudem gespalten und zu Zielfraktionen von e-Fuels umgewandelt werden. Die kurzkettigen Produkte in der Kettenlänge von Naphtha bedürfen demgegenüber einiger Anstrengungen, um aus diesen beispielsweise Benzin oder Kerosinzuschlagsstoffe zu erzeugen. Auch die direkte Erzeugung von Kerosin, wie beispielsweise in den Projekten PowerFuel und Kopernikus P2X (Förderphase II) von den Partnern KIT und INERATEC gezeigt, ist durchaus möglich, bedarf aber aufgrund der ASTM Normung ebenfalls einiger Verfahrensschritte. Abhängig von der Anwendung, dezentrale oder zentrale Aufarbeitung, können die Verfahren

mehr oder weniger komplex aufgebaut und dementsprechend mit unterschiedlich hoher Ausbeute verbunden sein. Ziel des Projektes ist an dieser Stelle die verschiedenen Optionen abzuwägen, zu erproben und für den jeweiligen Anwendungsfall entsprechende Businessmodelle im Rahmen einer Grünen Raffinerie zu erarbeiten, damit eine Marktdurchdringung mit den e-Fuels vorangetrieben werden kann.

2.1.2.2 Methanol-basierte Produkte

Methanolsynthese: Konventionell wird Methanol aus Synthesegas hergestellt. Das Synthesegas, bestehend aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid, wird großtechnisch noch hauptsächlich durch Steam-Reforming von Erdgas (65%) oder über Kohle- bzw. Schwerölvergasung (35%) erzeugt. Methanol aus erneuerbaren Quellen stellt gegenwärtig nur 0.2% der jährlichen Produktion dar. Im Jahr 2019 wurden knapp 100 Mt Methanol produziert, bis 2025 wird ein jährlicher Bedarf von 120 Mt, bis 2050 sogar 500 Mt pro Jahr erwartet [Ire2021]. Methanol dient als Ausgangsstoff für die Herstellung von Basischemikalien wie Formaldehyd, DME und Essigsäure, sowie Olefinen und Blendingkomponenten für Benzin wie beispielsweise MTBE.

In den 1960er Jahren wurde das Niederdruckverfahren zur Herstellung von Methanol von Imperial Chemical Industries (ICI) entwickelt und löste damit das 1923 von der BASF entwickelte Hochdruckverfahren ab. Heutzutage werden über 60% des produzierten Methanols in Niederdruckverfahren hergestellt. Als Katalysator wird dabei eine Kombination aus Kupferoxid (aktive Komponente für die Methanolsynthese), Zinkoxid (erhöht die Aktivität des Katalysators) und, als struktureller Promotor, Aluminiumoxid eingesetzt. Lurgi hat dafür das ICI-Konzept weiterentwickelt und deren MegaMethanol-Prozess etabliert. Dieser trägt mit 30 % zur weltweiten Produktion bei. Neben den genannten Verfahren haben auch Haldor Topsøe und Methanol Casale S.A. industrielle Prozesse zur Herstellung von Methanol entwickelt [Kun2013, Alm2014].

Die Herstellung von erneuerbarem Methanol aus regenerativen Quellen ist über die gleichen Prozesse wie im Fall von fossilem Methanol möglich, jedoch müssen, sofern von Biomasse ausgegangen wird, die Rohstoffe zunächst vorbehandelt und zu Synthesegas umgewandelt werden. Dafür ist ein Vergasungsschritt notwendig, wobei z.B. Biomasse aus der Agrar- und Forstwirtschaft, Biogas oder auch Black Liquor aus der Papierherstellung als Einsatzstoffe in Frage kommen. Das Synthesegas muss anschließend aufbereitet werden, auch um biomassestämmige Spurenstoffe abzutrennen und den Katalysator für die Methanolsynthese zu schützen. Die Synthesegaserzeugung aus Biomethan, das nach Abtrennung von CO₂ aus Biogas erhalten werden kann, erfolgt analog zum Steam-Reforming von Erdgas. Seit 2018 nutzt beispielsweise die BASF Biomethan als Co-Feed in einer Methanol-Anlage, wodurch die Treibhausgasemissionen im Vergleich zu konventionell hergestelltem Methanol um 50 % reduziert werden konnten. Eine weitere Option ist strombasiertes e-Methanol, das aus CO₂ und grünem Wasserstoff katalytisch herstellbar ist. Das dafür notwendige CO₂ kann aus konzentrierten industriellen Abgasen effizient abgetrennt oder mittels „Direct Air Capture“ aus der Umgebungsluft gewonnen werden. Biogas mit einem Anteil von ca. 50 % CO₂ stellt ebenfalls eine nutzbare CO₂-Quelle dar. Der benötigte Wasserstoff kann mittels Wasserelektrolyse bereitgestellt werden, welche mit erneuerbarem Strom betrieben wird [Ire2021]. Aktuell wird im Rahmen des Projekts „Haru Oni“ eine Pilotanlage zur Produktion eines solchen e-Methanols in Chile gebaut. In diesem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz geförderten Projekt kooperieren die Firmen Siemens Energy, MAN und Porsche [Bmw2022]. Ziel ist eine Jahresproduktion von 1 Mio. t grünem Methanol ab 2026 [Har2022].

Kraftstoffe aus Methanol: Zur Gewinnung alternativer Kraftstoffe aus erneuerbaren Ressourcen spielt Methanol eine Schlüsselrolle [Asi1986, Ola2006]. Seit langem etablierte Anwendungen sind z.B. die Herstellung von Biodiesel (Fatty Acid Methyl Esters, FAME) durch Umesterung von Fettsäuren mit Methanol und die Gewinnung von Methyl-tert-butylether (MTBE) durch Reaktion von Methanol mit Isobuten. Darüber hinaus stehen Verfahren zur Verfügung, in denen Methanol zu Benzin (Methanol-to-Gasoline, MtG), Olefinen (Methanol-to-Olefins) oder in einer Koppelproduktion zu Benzin und Dieselkraftstoff umgesetzt werden kann (Mobil-Olefin-to-Gasoline, MOGD bzw. Methanol-to-Synfuels, MtS) [cha1983, stö1999, kei1999, rad2006, ols2012]. Die beiden letzteren Verfahren können als eine Kombination von

MtO-Verfahren mit anschließender Oligomerisierung der erzeugten Olefine aufgefasst werden. Alternativ zu Methanol kann der mit Methanol eng verwandte Dimethylether (DME) eingesetzt werden und in analogen Verfahren (DME-to-Gasoline, DtG bzw. DME-to-Olefins, DtO) zu kraftstofftauglichen Kohlenwasserstoffen oder deren Vorstufen umgesetzt werden.

Problematisch bei solchen Verfahren ist der häufig beobachtete Trade-off zwischen Selektivität und Qualität des resultierenden Kraftstoffs, d.h. bei einer hohen Ausbeute an der gewünschten Kraftstoffkomponente kann die Qualität nicht zufriedenstellend sein und umgekehrt kann bei einer hohen Qualität die Ausbeute gering sein. Ein wesentliches Ziel der Arbeiten in AP2.2 ist es deshalb, beide Kriterien in synergistischer Weise zu vereinen.

MtG- und DtG-Verfahren: Als klassisches Verfahren zur Gewinnung von Benzin aus Methanol kann das MtG-Verfahren gelten. Dieses wurde in den 1970er Jahren als Folge der damaligen Ölkrisen ausführlich erforscht und liefert normgerechtes Benzin. Das Verfahren wurde im Wesentlichen von Exxon-Mobil vorangetrieben, insbesondere durch die Entwicklung leistungsfähiger Zeolith-Katalysatoren, und in verschiedenen Varianten, z.B. mit Katalysator-Festbett bzw. -Fließbett erprobt [Cha1983, Stö1999, Kei1999]. Eine Weiterentwicklung ist das DtG-Verfahren, bei welchem auf das Zwischenprodukt Methanol verzichtet wird.

Im Hinblick auf DtG-Verfahren ist das am KIT betriebene bioliq[®]-Verfahren zu nennen. Dieses bildet die gesamte Prozesskette vom Rohstoff bis zum Kraftstoff ab und schließt die Synthese von DME sowie die sich anschließende Umsetzung von DME zu Benzin ein [dah2017]. Problematisch ist hierbei, wie auch im Fall anderer DtG- bzw. der oben genannten MtG-Prozesse, der hohe Anteil an aromatischen Kohlenwasserstoffen im resultierenden Benzin (bis zu 35 Gew.%) [Mic2020]. Diese führen zwar zu hohen Oktanzahlen und einer effizienten Verbrennung, bringen aber auch Nachteile mit sich. Besonders problematisch sind schwere Aromaten wie 1,2,4,5-Tetramethylbenzol (Durol). Aufgrund der hohen Schmelztemperatur von 79 °C kann Durol unter kalten Bedingungen kristallisieren und folglich zum Verblocken von Kraftstoffinjektionssystemen führen. Das Durol muss deshalb abgetrennt oder chemisch umgewandelt werden. Haldor Topsøe isomerisieren in ihrem Ansatz das Durol und umgehen darüber die Problematik der Kristallisation [Hid2018]. Schwere Aromaten neigen generell aber auch zur Bildung schädlicher Partikel [Ena2007, Do2007]. Dieses Problem bleibt durch einen reinen Isomerisierungsansatz bestehen. Eine Lösung ist die chemische Umwandlung des Schwerbenzins und damit des darin enthaltenen Durols zu aromatenfreien Fraktionen. Die große Herausforderung besteht in der selektiven Synthese von hochverzweigten Naphthenen und Paraffinen aus den Aromaten, um so eine möglichst hohe Oktanzahl zu erzielen. Die Aufarbeitung solcher Schwerbenzine ist daher wesentlicher Bestandteil der geplanten Arbeiten.

Parallel dazu soll ein neues Verfahren erprobt werden, in dem DME zu aromatenarmen Kohlenwasserstoffgemischen umgesetzt wird. Dies kann durch zusätzliche Komponenten im Feed-System und einen eigens dafür entwickelten Katalysator erreicht werden. Ein solches Verfahren wurde im Rahmen des vom Land Baden-Württemberg geförderten Projekts „Profilregion Mobilitätssysteme Karlsruhe“ entwickelt [pro2022] und von KIT-IKFT zum Patent angemeldet. Die bislang im Labormaßstab erhaltenen Ergebnisse sollen im Rahmen des Projekts für die Maßstabvergrößerung dieser Synthesvariante herangezogen werden. Dies impliziert vor allem Arbeiten zur Formgebung des Katalysators, Untersuchungen zur Katalysatorstabilität und zusätzliche Scale-up-relevante Parameterstudien.

MtO- und DtO-Verfahren: In Anlehnung an das oben erwähnte DtG-Verfahren zur Synthese aromatenarmer Kraftstoffe, insbesondere Benzine, wird eine Verfahrensvariante weiterentwickelt, die einem DtO-Prozess entspricht und überwiegend zu C₅₋₈-Olefinen führt. Diese sollen in einem anschließenden Verfahrensschritt, wie im nächsten Kapitel beschrieben, co-oligomerisiert werden.

Nach dem heutigen Stand der Technik erfolgt der MTO-Prozess an sauren Katalysatoren bei Temperaturen deutlich oberhalb 350 °C, wobei Prozessbedingungen sowie Reaktordesign im Wesentlichen durch die eingesetzte Katalysatorstechnologie definiert werden. Die MTO-Umwandlung zu kurzkettigen Olefinen erfolgt zumeist an Zeolith-Katalysatoren des Typs H-ZSM-5 (z.B. MTO-Prozess von Mobil, MTP-

Prozess von Lurgi). Der H-ZSM-5-Zeolith wird diskontinuierlich nach dem allmählichen Verlust der Katalysatoraktivität durch das Abbrennen des auf der aktiven Oberfläche abgelagerten Kokes regeneriert. Möglich ist auch die Anwendung eines Silizium-Aluminium-Phosphat- Molekularsiebes (SAPO) mit sehr kleinen Poren im Bereich von ca. 3,8 Å (MTO-Prozess von UOP/Norsk Hydro). Die Verwendung eines SAPO-Molekularsiebes als Katalysator hat allerdings den Nachteil, dass eine kontinuierliche Regenerierung des Katalysators notwendig ist; dieser Prozess wurde deshalb großtechnisch als Wirbelschichtverfahren mit ständigem Katalysatoraustrag in den Regenerator ausgeführt.

Oligomerisierung von Olefinen: Die Umsetzung von C₂₋₄-Olefinen durch Oligomerisierung zu länger-kettigen Kohlenwasserstoffen wurde bereits in den 1930er Jahren von Ipatieff et. al entwickelt [Ipa1935] und an Katalysatoren wie beispielsweise fester Phosphorsäure oder später auch Zeolithen [Tab1985] realisiert [O'co2008, San2007]. Die Zielprodukte der Oligomerisierung sind neben Kraftstoffen auch Lösungsmittel, Schmierstoffe, Reinigungsmittel, Farbstoffe und weitere Additive [San2007]. Die erzeugten Kraftstoffe sind frei von Aromaten, welche als Vorläufer der Partikelbildung in Verbrennungsmotoren gelten. Andererseits liefern Aromaten hohe Oktanzahlen für Otto-Kraftstoffe, welche durch hohe Verzweigungsgrade der paraffinischen Kohlenwasserstoffe kompensiert werden müssen.

Die Synthese von Kraftstoffen durch die Oligomerisierung eines Methanol-to-Olefin-Produktspektrums wurde ab den 1980ern von ExxonMobil [Tab1985], Axens IFP [Lep2001] sowie Honeywell UOP [Yor1997] in großtechnischen Prozessen beschrieben, jedoch nie kommerziell umgesetzt und seitdem aus wirtschaftlichen Gründen auch nicht mehr weiterentwickelt. Als Katalysatoren wurden dazu, wie bereits oben erwähnt, entweder Zeolithe oder Silicaalumina bei Temperaturen zwischen 150 und 300 °C eingesetzt, jedoch ohne Metalldotierungen wie z.B. mit Nickel. Die Qualität der damit erzeugten Kraftstoffe ist bei Benzin aufgrund zu geringer Klopfestigkeiten/Oktanzahlen nicht normkonform und bedarf somit weiterer Forschungsarbeiten hinsichtlich des eingesetzten Katalysators.

Im Rahmen des von FNR geförderten Verbundvorhabens „Bio-Gerätebenzin für Kleinmotoren – Herstellung biogener Kraftstoffe“ (FKZ 22020214) wurde am IKFT die heterogen katalysierte Oligomerisierung von Ethylen zu Benzin an Nickelkatalysatoren untersucht. Das Nickel ermöglicht dabei eine Umsetzung bei milden Reaktionstemperaturen (T < 150 °C). Die Arbeiten wurden im Rahmen des Projekts reFuels („reFuels – Kraftstoffe neu denken“, mit Unterstützung des Landes Baden-Württemberg) fortgeführt [Ref2022].

Um den Verzweigungsgrad und damit die Qualität des Benzins zu erhöhen, wird in diesem Projekt die Nickel-katalysierte Co-Oligomerisierung von C₂₋₄-Olefinen untersucht, welche die Hauptprodukte eines kommerziellen MtO-/DtO-Prozesses darstellen. Die heterogen katalysierte Oligomerisierung dieser Olefine stand bisher weniger im Fokus der Benzin-Kraftstoffsynthese, ist aber bezüglich des Verzweigungsgrades und damit auch der Oktanzahl vielversprechend. Des Weiteren lässt sich durch Anpassung des Katalysators und der Reaktionsbedingungen das Produktspektrum beeinflussen, wodurch die Produktion auf Kerosin oder Diesel angepasst werden kann [Fuc2021].

Alternativ zur Nickel-katalysierten Co-Oligomerisierung leichter Olefine soll die Umsetzung von Olefinen aus einem abgewandelten DtO-Prozess erforscht werden. Dessen Hauptprodukte sind C₅₋₈-Olefine, die ebenfalls an Nickel-Katalysatoren bei milden Temperaturen co-oligomerisiert, d.h. dimerisiert bzw. trimerisiert, werden sollen. Das Verfahren ist in der Literatur bislang nicht beschrieben und soll zu Kohlenwasserstoffen im Bereich von Kerosin führen.

Die Synthese aromatenfreier Kraftstoffe mittels Oligomerisierung auf Basis von regenerativ erzeugtem Methanol/DME ist auf dem Markt konkurrenzlos und stellt einen großen Schritt in Richtung CO₂-neutraler, emissionsarmer Verbrennungsantriebe und verbesserter Luftqualität in Ballungszentren dar. Durch Methanol bzw. DME lassen sich somit über diesen Herstellungspfad fossile Kraftstoffe in allen Verkehrsbereichen vollständig durch klimaneutrale, emissionsärmere Kraftstoffe substituieren.

2.1.2.3 Pyrolyseöl-basierte Produkte

Pyrolyse: Durch Pyrolyseprozesse wird lignocellulose Biomasse in feste, flüssige und gasförmige Produkte abgebaut, deren Anteil hauptsächlich von der Reaktionstemperatur- und -zeit abhängen. Besonders hohe Ausbeuten werden als Hauptprodukt der Schnellpyrolyse erhalten, bei der die in Millimetergröße zerkleinerte Biomasse mit einem Überschuss eines Wärmeübertragers bei rund 500 °C kontaktiert wird. Aufheizen, Reaktion und Brüdenkondensation erfolgen in nur ein bis zwei Sekunden, was bei Asche-armen Biomassen wie Holz zu einer Kondensatausbeute von bis zu 75 % führt. Dieses Bioöl zeichnet sich durch eine hohe Dichte von ca. 1.200 kg/m³ und einen LHV von bis zu 24 MJ/kg aus. Holzbioöle sind stabil und homogen genug, um zumindest für stationäre Verbrennungsmaschinen als Ersatz für das übliche Heizöl verwendet zu werden, wozu entsprechende ASTM- und CEN-Standards existieren. Die Kondensate bestehen typischerweise aus einer Vielzahl von Komponenten und neigen zur Phasentrennung, insbesondere bei Verwendung Asche-reicher Brennstoffe. Hier besteht eine nahezu lineare Abhängigkeit von Ausbeute und Aschegehalt [Nie2021]. Bei der Verwendung von Restbiomassen muss also davon ausgegangen werden, dass die Pyrolyseprodukte in mehreren Fraktionen aufgefangen werden müssen, wie dies im PyRefinery-Konzept der Iowa State University oder beim bioliq-Prozess des KIT getan wird. Die Verwendung der organischen Produkte für Kraftstoffanwendungen erfordert eine Aufarbeitung nicht nur zur Reduktion des Sauerstoffgehalts, sondern auch zur Einstellung weiterer wünschenswerter Eigenschaften. Die aktuellen F+E-Arbeiten zielen vor allem auf die Gewinnung von Intermediaten, die in Erdölraffinerien mitverarbeitet (Co-processing) oder als Blendkomponenten eingesetzt werden können [Man2018, Bou2022, Dim2022]. Ein Vorhaben im Hinblick auf Schiffskraftstoffe, die auch in diesem Projekt bei der Verwendung von Pyrolyseöl im Vordergrund steht, ist das PyroMar-Projekt, in dem Biomasse-basiertes Pyrolyseöl mit länger-kettigen Alkoholen zur Herstellung von Blendkomponenten für verestert wird [Pyr2022]. In diese Richtungen gehen auch andere Arbeiten [Cor2021]. Das hier vorgeschlagene Vorhaben geht darüber hinaus, indem aus Pyrolyseöl Blendkomponenten nicht für fossile, sondern für synthetische Kraftstoffe entwickelt werden sollen.

Hydrierende Aufarbeitung: Aufgrund der beschriebenen Eigenschaften von Pyrolyseöl ist eine Veredelung zielführend, wenn eine Verwendung als Kraftstoff angestrebt wird. Eine wichtige Strategie ist die Behandlung mit Wasserstoff (Hydrotreatment) mit dem Ziel der (partiellen) Hydrierung und Deoxygenierung. Die Reaktion findet unter hohem Druck und unter Anwendung von wasserstoffübertragenden Katalysatoren (Edelmetall- oder Nickel-basiert) statt. Je nach Randbedingungen und Zielen können eher milde Bedingungen (ab 150 °C) bis hin zu scharfen Bedingungen gewählt werden (350 °C). Die Polymerisation ist eine unerwünschte Nebenreaktion, da Reaktoren verstopft, Katalysatoroberflächen belegt und die Ausbeute an Flüssigkeit verringert werden. Durch Hydrodeoxygenierung kann das FPBO praktisch vollständig zu Kohlenwasserstoffen und/oder Kraftstoff-Zwischenprodukten verarbeitet werden [Eil2015] [Dab2018], die dann in einer konventionellen Raffinerie weiterverarbeitet werden können. Versuche, solche Produkte oder einzelne Fraktionen für Schiffsdiesel zu verwenden, sind bisher nicht beschrieben. Eine zentrale Rolle bei den Hydrotreatment-Reaktionen spielt die Auswahl und Entwicklung von prozesstauglichen Katalysatoren. Hier haben sich insbesondere Katalysatoren auf Nickelbasis als aktiv und stabil für die Umwandlung von Schnellpyrolyse-Bioöl aus verschiedenen Rohstoffen erwiesen. Zusätzlich zu den niedrigen Kosten und dem hohen Grad der Desoxygenierung bieten diese Katalysatoren vielfältige Möglichkeiten, Promotoren in die Katalysatorformulierung einzubeziehen, um die Selektivitäten, Ausbeuten und die Resistenz gegen Katalysatorgifte und Deaktivierung günstig zu beeinflussen.

Aufgrund der Vielzahl an chemischen Bestandteilen im Pyrolyseöl ist nicht damit zu rechnen, einen einzigen optimalen Katalysator und die dazu passenden Reaktionsbedingungen zu finden, da die Anforderungen unterschiedlich sind: Bei oligomeren Pyrolyseligninen sind z.B. neben der Hydrierung auch Cracking-Reaktionen notwendig, um auf geeignete Molekülgrößen für die Nutzung in Kraftstoffen zu kommen. Bei C₂-C₅ Verbindungen sind hingegen Additionsreaktionen von Vorteil, die die Molekülgröße erhöhen. Im Projekt wird daher die spontane Phasentrennung von Pyrolyseölen genutzt, die bevorzugt bei Alterung auftritt und die zu einer Schwerfraktion mit Hauptbestandteil Pyrolyselignin und eine Leichtfraktion mit Hauptbestandteil Wasser (50 Gew.%) und C₂-C₆ Verbindungen führt. Das Hydrotreatment

wird für beide Phasen getrennt optimiert und dann verglichen mit dem Versuchsprodukt aus der originalen Mischfraktion.

2.2. Bisherige Arbeiten der Antragsteller

Im Folgenden werden die Partner des Vorhabens in alphabetischer Reihenfolge vorgestellt. Neben Art und Aufgabe des Unternehmens bzw. Forschungspartners werden deren Kompetenz und Versuchsinfrastruktur im Hinblick auf das beantragte Vorhaben, die Beteiligung an laufenden oder abgeschlossenen Vorhaben mit vergleichbarer Thematik sowie die eigene Erwartung zu den Erkenntnissen und Nutzung aus dem Vorhaben aufgeführt.

	ASG
Allgemein	<p>Die im Jahr 1992 gegründete Analytik-Service AG (kurz ASG) ist ein durch die Deutsche Akkreditierungsstelle (DAkkS) zertifiziertes Prüflabor mit Sitz in Neu- säß bei Augsburg. Die ASG ist mit 45 Mitarbeitenden und einem Jahresumsatz von ca. 5 Mio. Euro ein KMU, das sich als kommerzieller Dienstleister hauptsächlich mit der Analytik von Kraftstoffen aller Art beschäftigt.</p> <p>Seit Anbeginn stehen sowohl fossile als auch regenerative Kraftstoffe im Mittelpunkt. Neben Standard- und Spezialanalytik für flüssige, feste und gasförmige Kraft- und Brennstoffe gehören auch die Herstellung von Testkraftstoffen und Qualitätssicherungsmaterialien, die Durchführung REACH-relevanter Untersuchungen (Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals) von Chemikalien zur Vorlage bei der Europäischen Chemikalienagentur (ECHA) und der Bau von Analysegeräten zum Leistungsspektrum des Unternehmens.</p>
Im Hinblick auf das beantragte Vorhaben wichtige Kompetenzen Vorarbeiten, Infrastruktur	<p>In den vergangenen Jahren konnten im Hause ASG die unterschiedlichsten Master- und Promotionsarbeiten erfolgreich zum Abschluss gebracht werden. Dadurch war es möglich, Verfahren wie die zweidimensionale Gaschromatographie (GCxGC-TOFMS, GCxGC-FID) für die Analyse von Kraftstoffen zu adaptieren. Ergänzend zu den gaschromatographischen Methoden stehen außerdem eine Vielzahl weiterer Analysegeräte wie zum Beispiel ICP-MS, ICP-OES, Voltammetrie, RFA etc. zur Verfügung. Dadurch ist die vollständige Charakterisierung komplexer Stoffgemische inklusive vorhandener Spurenbestandteile möglich. Zudem führt die ASG sämtliche Analyseverfahren durch, die in den gängigen Normen für Kerosin, Diesel, Biodiesel, Ottokraftstoff und anderer Matrices festgelegt sind. Dazu zählen unter anderen Parameter wie Cetanzahl, Dichte, kinematische Viskosität, Säurezahl, Schwefelgehalt, Flammpunkt, Gefrierpunkt, Thermische Stabilität, Rauchpunkt, Abdampfdruckstand, elektrische Leitfähigkeit, Siedeverhalten, Schmierfähigkeit, Wassergehalt, Spuren von Metallen und Halogenen. Schließlich bringt die ASG ihre Expertise in nationalen und internationalen Normungsgremien zur Standardisierung von Prüfverfahren und Anforderungsnormen ein.</p>
Beteiligungen an laufenden oder abgeschlossenen Projekten	<p>Neben den analytischen Fragestellungen widmet sich die ASG außerdem der Optimierung chemischer Prozesse in einem eigens dafür vorhandenen Technikum. Unter anderem werden dort auch Projekte mit Partnern aus Forschung und Industrie zur Umwandlung von Methanol in Kraftstoff bearbeitet. Der Umgang mit und die Analyse von methanolhaltigen Produktströmen gehört zu unserer arbeitstäglichen Praxis. Die ASG ist Partner bei Projekten wie DMEplusX, NAMOSYN, SynLink und C³-Mobility.</p>
Erwartung zum Fortschritt durch das Vorhaben	<p>Die ASG erwartet sich von der Teilnahme an diesem Projekt einen Erkenntnisgewinn, wie die Kraftstoffe aus regenerativen Quellen beschaffen sein werden und mit welchen analytischen Verfahren deren Qualität gesichert werden kann.</p>

Darüber hinaus nimmt die ASG an, dadurch Kontakte neue Kunden zu gewinnen, die dann wiederum auch Umsätze mit gängigen Analysenverfahren generieren.

Publikationen und Patente:

Dissertation Max Jennerwein: Application of comprehensive two-dimensional gas chromatography time-of-flight mass spectrometry and visual basic script for detailed analysis of bio-genic and fossil fuels

ASG Infobrief 01/2019: ASG 2253 & 2502 (<https://www.asg-analytik.de/news-events-4/publikationen/publikationen-2020/quantifizierung>)

ASG Infobrief 01/2021: ASTM D8267 (www.asg-analytik.de/analytik/diesel-03/jetfuel)

ASTM Standard ASTM D8267

<https://vuvanalytics.com/verified-hydrocarbon-analyzer/>



CAC

Allgemein

Die Chemieanlagenbau Chemnitz GmbH (CAC) ist ein international etabliertes Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft für Anlagenbau und Verfahrenstechnik für umfassende Engineering-Leistungen (Großunternehmen im Sinne der Förderbedingungen). Die Anlagen werden für mittlere und große Chemieunternehmen in den Bereichen der Erdgasaufbereitung, Raffinerietechnik, Petrochemie, Erdgasspeicherung, Kraftstoffherstellung sowie in der anorganischen Chemie, speziell für die Bereiche Chlor-Alkali-Elektrolyse und Schwefelsäure gebaut.

Im Hinblick auf das beantragte Vorhaben wichtige Kompetenzen Vorarbeiten, Infrastruktur

CAC hat im Rahmen seiner Forschungstätigkeit ein Verfahren zur Synthese von hochoktanigem Benzin aus Synthesegas (Syngas-to-Fuel) bzw. aus Methanol entwickelt. Demonstrationsanlagen wurden in Karlsruhe (bioliq-Anlage, Kapazität: Verarbeitung von 700 Nm³/h Synthesegas) und Freiberg (Demonstrationsanlage zur Synthese von Benzin aus Synthesegas aus Erdgas, Kapazität: Verarbeitung von 700 Nm³/h Synthesegas) errichtet. Das Verfahren der Synthese von Benzin aus Synthesegas wurde patentiert (deutsches Patent Nr. 10 2009 046 790, PCT WO 2011/061198 A1, Patenterteilungen in Eurasien, China, Indien, Kanada und Australien) und das erzeugte synthetische Benzin als Produktpatent angemeldet (PCT/EP 2015/067433). Im Rahmen dieser Arbeiten entwickelt die CAC ein Verfahren zur Aufbereitung der Schwersieder-Fraktion der Benzin-Synthese mittels Hydrocracking. Besonders hervorzuheben im Kontext des vorliegenden Projektes ist die Ausstattung der CAC-eigenen Laborversuchsanlage. In einem Reaktionsrohr (entspricht den realen Abmessungen eines industriellen Reaktorrohres, dort ist dann die Anzahl an Rohren ein Vielfaches) mit allen erforderlichen vor- und nachgeschalteten Teilanlagen kann der komplette Benzinsyntheseprozess, von der Einspeisung des Methanols über die Rückführung nicht umgesetzter Bestandteile bis zur destillativen Aufbereitung des Produktbenzins, abgebildet werden.

Beteiligungen an laufenden oder abgeschlossenen Projekten

Daneben wurde im aktuell laufenden KEROSyN100 Projekt (gefördert durch das BMWK, FKZ 03EIV051D) ein Verfahren zur Herstellung von Kerosin aus Methanol mit den Prozessschritten der Olefinsynthese, Olefine-to-Jetfuel-Umwandlung und Hydrofinishing entwickelt. Im Fokus vom o.g. KEROSyN100 Projekt (Phase 1) steht dabei die Erarbeitung eines Basic Engineering für eine Demonstrationsanlage am Standort der Raffinerie Heide, welche in der Phase 2 errichtet und betrieben werden soll. Das entwickelte Verfahren steht kurz vor der Patentanmeldung. Die Erfahrungen zur gezielten Oligomerisierung von Olefinen sowie

	die notwendige Produktaufbereitung können im Rahmen des hier beantragten Vorhabens in die Prozessroute ausgehend von Methanol eingebracht werden.
Erwartung zum Fortschritt durch das Vorhaben	Erweiterung des Wissensstands im Bereich Katalysatorentwicklung für MtG / MtO-Oligomerisierung Gezielte Analyse der physikalisch-chemischen Eigenschaften der synthetisch erzeugten Kraftstoffkomponenten sowie resultierend deren Einsatz-/Passfähigkeit als Blendkomponenten im Raffinerieverbund
Ausgewählte Publikationen/ Patente:	
Patent Nr. 10 2009 046 790, PCT WO 2011/061198 A1	
Stahlschmidt et al. (2021) – Notwendigkeit synthetischer Kraftstoffe und E-Fuels zur Erreichung der Klimaziele, EKK-04/2021	



DBFZ

Allgemein

Im 2008 als gemeinnützige GmbH gegründeten DBFZ mit Sitz in Leipzig werden praxisnahe Lösungen entlang der Wertschöpfungsketten und -kreisläufe von Biomasse auf Basis des „Smart-Bioenergy-Ansatzes“ erarbeitet. Durch unsere angewandte Forschung und Entwicklung (FuE) von Technologien der energetischen und integrierten stofflichen Nutzung von Biomasse leisten wir unseren Beitrag zur Realisierung der klimaneutralen Gesellschaft, die nach unserer Vision bis spätestens 2050 Realität werden soll. Das DBFZ verfügt über eine umfangreiche und modernste Infrastruktur inkl. Laboren und Technika und arbeitet mit mehr als 250 Mitarbeitenden zu verschiedenen Forschungsschwerpunkten. Die Qualität der theoretischen und praktischen Arbeiten wird regelmäßig gemäß DIN EN ISO 9001 zertifiziert.

Für das Vorhaben wichtige Kompetenzen Vorarbeiten, Infrastruktur

Für die technischen Entwicklungen im Bereich der biobasierten Produkte und Kraftstoffe wird eine moderne Ausstattung im Bioraffinerietechnikum und Analytiklabor einschließlich verstärkt automatisierter Messwerterfassung und einem automatisierten Anlagenbetrieb etabliert. Das DBFZ wird in AP 2.3 neben der Ausstattung und Expertise des Analytiklabors konkret den derzeit in Beschaffung befindlichen Hydrotreater (Rührkessel, ~500 ml, semi-batch, begast) für Untersuchungen nutzen und Produktmuster herstellen. In AP 3 wird das DBFZ die Expertise aus den Arbeiten in Normungsgremien und weiteren Vorhaben zu Kraftstoffqualitäten einbringen.

Zudem kann auf eine langjährige Expertise zur umfassenden multikriteriellen Technologiebewertung (u.a. simulationsgestützte Bilanzierung, Kostenbetrachtungen, Ressourcen und Umwelteffekte) für Biokraftstoffe und Bioraffineriekonzepte sowie das damit verbundene Monitoring zur Entwicklung von Technologien vor dem Hintergrund sich entwickelnder Rand-/Rahmenbedingungen verwiesen werden. Das DBFZ verfügt zu den in AP 4 und 5 adressierten Fragestellungen in weiten Teilen über langjährige Expertise. Mit diesen Erfahrungen aus verschiedenen nationalen und internationalen Verbundvorhaben weiß man um den erforderlichen Aufwand (hier: 56 Personenmonate für 36 Projektmonate) der Einzelarbeiten und für die notwendige, enge Abstimmung im Konsortium, z.B. um in AP 4 entsprechende Technologieanforderungen im Kontext sich ändernder Rand- und Rahmenbedingungen abzuleiten, im Detail Raffineriekonzepte zu bilanzieren, hinsichtlich der Kosten (nach VDI) und Umwelteffekte (nach RED/ISO) zu analysieren respektive die in AP 5 vorgesehenen Inhalte, welche teils die Erarbeitung valider methodischer Ansätze erfordern, die bisher so nicht vorliegen und um auf dieses konkrete Vorhaben angewendet werden zu können.

Beteiligungen an laufenden oder abgeschlossenen Projekten	<p>PTG-HEFA Machbarkeitsanalyse für eine PTG-HEFA Hybridraffinerie in Deutschland BMVI 11/2015 bis 02/2017</p> <p>DEMO-SPK Forschungs- und Demonstrationsvorhaben zum Einsatz von erneuerbarem Kerosin am Flughafen Leipzig/Halle BMVI im Rahmen MKS 11/2016 bis 06/2020</p> <p>PILOT-SBG Bioressourcen und Wasserstoff zu Methan als Kraftstoff Konzeptionierung und Realisierung einer Anlage im Pilotmaßstab BMDV 09/2018 bis 12/2022 (Phase 1a)</p> <p>BIOFIT Nach- und Umrüstungsmaßnahmen zur vermehrten Einbindung von Bioenergie in fünf beispielhaften Industriesektoren Europäische Kommission (H2020 Förderprogramm) 10/2018 bis 03/2022</p> <p>NormAKraft Normung alternativer Kraftstoffe BMWi 10/2020 bis 12/2022</p> <p>Methanol as Motor Fuel IEA AMF FNR 11/2018 – 06/2020</p> <p>Neben der Arbeit in nationalen und internationalen Vorhaben engagiert sich DBFZ auch in einer Vielzahl von Gremien (u.a. IEA TCP Bioenergy, ETIP Bioenergy, DECHEMA ProcessNet, FVEE, CEN/DIN/VDI).</p>
Erwartung zum Fortschritt durch das Vorhaben	Erweiterungen der Methoden sowie Wissenstransfer in die Praxis, insbes. mit Bezug auf multikriterielle Technikbewertung und Austausch aus Gremienaktivitäten. Erfahrungen Versuche Hydrotreater mit ausgewählten Stoffströmen.
Ausgewählte Publikationen/ Patente:	
Schröder, J.; Naumann, K. (Hrsg.) (2022): Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr. Leipzig: DBFZ. 340 S. ISBN: 978-3-946629-82-5. DOI: 10.48480/19nz-0322	
Müller-Langer, Dögnitz, Zschocke, Schripp, Oehmichen, Majer, Bullerdiek, Halling (2020): Multiblend JET A1 in practice - results of the DEMO-SPK project; Chemical engineering Technology; https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/ceat.202000024	
Müller-Langer, Franziska; Oehmichen, Katja; Dietrich, Sebastian; Zech, Konstantin; Reichmuth, Matthias; Weindorf, Werner (2019): PTG-HEFA Hybrid Refinery as Example of a SynBioPTx Concept. Results of a Feasibility Analysis. In: Applied Sciences 9 (19). DOI: 10.3390/app9194047.	

DLR



Allgemein

Das Institut für Verbrennungstechnik (DLR-VT) ist aktiv im Bereich der Bewertung synthetischer Luftfahrttreibstoffe seit 2006 und hat hierbei ein weites Spektrum und Erfahrungen, Methoden und internationalen Netzwerken entwickelt. Eine Besonderheit des Institutes ist die skalenübergreifende Betrachtung und Bewertung von Treibstoffeffekten auf die Verbrennung: Beginnend bei einer detaillierten Treibstoff-Analytik mit besonderem Fokus auf der Charakterisierung der Zusammensetzung der Treibstoffe, der Spezifikationseigenschaften und insbesondere des Tieftemperaturverhaltens, der Charakterisierung und Modellierung der chemisch kinetischen Verbrennungsvorgänge sowie der Treibstoffaufbereitung, des Treibstoffeinflusses auf kritische Parameter der Brennkammer Performance (z.B. Wiederzündfähigkeit, sowie mageres Verlöschen) und des Emissionsverhalten in atmosphärischen sowie in Hochdruckprüfständen und fortschrittlichen numerischen CFD Tools.

Für das Vorhaben wichtige Kompetenzen Vorarbeiten, Infrastruktur	Die über die Jahre gesammelten Daten und Erkenntnisse der am Institut gelaufenen Aktivitäten, sowie auch aus den internationalen Zulassungsaktivitäten wurden systematisch in einer Datenbank gesammelt und werden aktiv über Daten-gestützte Modelle sowie als Referenzdaten für die Bewertung und Optimierung neuer Herstellungsverfahren eingesetzt.
Beteiligungen an laufenden oder abgeschlossenen Projekten	Das DLR ist in enger Zusammenarbeit mit amerikanischen Partnern (University of Dayton) bei der Weiterentwicklung und Anwendung des Treibstoff Prescreening Prozess zur Unterstützung der Qualifizierung zukünftiger Luftfahrttreibstoffe aktiv. Das DLR ist außerdem Mitglied im Emerging Fuels Committee bei ASTM, JETSCREEN Koordinator, ECLIF, Future Fuels, Demo-SPK, PowerFuel und Kopernikus P2X.
Erwartung zum Fortschritt durch das beantragte Vorhaben	Tiefgehendes Verständnis zum möglichen Produktspektrum an Flugkraftstoffen aus einer grünen Raffinerie der Zukunft. Tiefgehendes Verständnis über Zusammenhang Kraftstoffzusammensetzung und technische Einsatzfähigkeit für potentielle Flugkraftstoffprodukte aus einer zukünftigen Grünen Raffinerie. Weitreichende Erkenntnisse zum Zusammenhang zwischen potentiellen zukünftigen Spezifikationsgrenzen in der Luftfahrt und deren Auswirkung auf Raffinerieprodukte (Mengen, Wirtschaftlichkeit)

Ausgewählte Publikationen/ Patente

Heyne, Joshua; Rauch, Bastian; Le Clercq, Patrick; Colket, Meredith (2021): Sustainable aviation fuel prescreening tools and procedures. In: *Fuel* 290, S. 120004. DOI: 10.1016/j.fuel.2020.120004.

Voigt, Christiane; Kleine, Jonas; Sauer, Daniel; Moore, Richard H.; Bräuer, Tiziana; Le Clercq, Patrick et al. (2021): Cleaner burning aviation fuels can reduce contrail cloudiness. In: *Commun Earth Environ* 2 (1). DOI: 10.1038/s43247-021-00174-y.

Blakey, Simon; Rauch, Bastian; Oldani, Anna; Lee, Tonghun (2022): Advanced Fuel Property Data Platform: Overview and Potential Applications. In: *Front. Energy Res.* 10. DOI: 10.3389/fenrg.2022.771325

Braun-Unkhoff, Marina; Kathrotia, Trupti; Rauch, Bastian; Riedel, Uwe (2016): About the interaction between composition and performance of alternative jet fuels. In: *CEAS Aeronaut J* 7 (1), S. 83–94. DOI: 10.1007/s13272-015-0178-8.

Jürgens, Sophie; Oßwald, Patrick; Selinsek, Manuel; Piermartini, Paolo; Schwab, Johannes; Pfeifer, Peter et al. (2019): Assessment of combustion properties of non-hydroprocessed Fischer-Tropsch fuels for aviation. In: *Fuel Processing Technology* 193, S. 232–243. DOI: 10.1016/j.fuproc.2019.05.015.



EDL

Allgemein	EDL ist eines der führenden technologieorientierten Anlagenbauunternehmen Deutschlands und verfügt über mehrere Jahrzehnte Erfahrung in der Planung und Errichtung verfahrenstechnischer Anlagen. Neben klassischen Engineering- und Anlagenbauleistungen steht EDL auch für die Entwicklung und Umsetzung innovativer Technologien und Lösungen u.a für strom- und biomassebasierte Kraftstoffe, für die umweltfreundliche Herstellung von Schmierstoffen und Wachsen sowie für eine effizientere Nutzung von Energie und Rohstoffen. Einer der Hauptschwerpunkte der Technologieentwicklung liegt auf der Herstellung klimaneutraler Kraftstoffe und chemischer Grundstoffe auf der Basis ressourcenschonender Prozesse wie Power-to-X (PtX). Dabei spielt die Nutzung von kli-
-----------	--

	<p>mafreundlich erzeugtem Wasserstoff und die intelligente Kombination elektrochemischer Prozesse mit konventionellen Technologien eine wesentliche Rolle. In ihrer Funktion als Systemintegrator hat EDL industrielle Lösungen zur Erzeugung von strombasiertem SAF, auch als e-SAF oder PtL-Kerosin bezeichnet, entwickelt. Qualitätsmerkmale wie industrielle Betriebssicherheit, eine überlegene CO₂-Effizienz, volle Skalierbarkeit und standardgerechte, qualitativ hochwertige SAF-Produkte werden nicht zuletzt durch die Integration von Verfahren weltweit führender Systempartner erreicht – und zeichnen die EDL-Technologielösungen aus.</p>
<p>Für das Vorhaben wichtige Kompetenzen Vorarbeiten, Infrastruktur</p>	<p>Die EDL Anlagenbau GmbH kann auf vielfältige Erfahrungen aus Projekten zur Erzeugung von Pyrolyseölen zurückgreifen. Das betrifft im Detail sowohl die Herstellung über verschiedenste Pyrolyseverfahren mit den unterschiedlichsten Einsatzstoffen (Altreifen, Plaste etc.) als auch die Aufbereitung und Weiterverarbeitung von Pyrolyseölen bzw. Altölen mit unterschiedlichsten Verfahren und der Zielstellung umweltfreundliche Wertprodukte der chemischen Industrie bereitzustellen. Für das Recycling von Kunststofffraktionen wurde von EDL ein Verfahren der Depolymerisation (Thermische Pyrolyse) entwickelt und zur Herstellung von Wachsfraktionen für den Einsatz in der chemischen Industrie umgesetzt. EDL hat zur Aufbereitung von Altölen (Thermisches Zersetzungsprodukt der Schmieröle) bei zahlreichen Kunden nach den unterschiedlichsten Technologien und Verfahren (Hylub II etc.) Hydrieranlagen zur Herstellung von hochwertigen Schmierstoffen umgesetzt.</p> <p>Darüber hinaus verfügt EDL über eigene Technologien und Verfahren zur Aromaten-Abtrennung bei der Schmierstoffherstellung zur Erzeugung von hochwertigen Schmierstoffen und Aromatenfraktionen, als umweltfreundliches Tenderöl (TDAE) für die Reifenproduktion.</p>
<p>Beteiligungen an laufenden oder abgeschlossenen Projekten</p>	<p>Im Rahmen einer umfassenden Studie konnte EDL die wirtschaftliche und technische Machbarkeit für die Herstellung von erneuerbarem synthetischen e-Flugkraftstoff aus Luft (Projekt „Jet Fuel from Air“) für den Standort Flughafen Rotterdam Den Haag nachweisen und die technische Planung erfolgreich abschließen. Darüber hinaus wirkte EDL am Projekt „reFuels – rethink fuels“ unter Federführung des KIT zur Erzeugung erneuerbarer Treibstoffe mit CO₂ aus Rauchgasen und erneuerbarem Strom mit. Dabei wurden u.a. der Herstellungsprozess sowie die Eigenschaften von e-Treibstoffen und deren Anwendung beurteilt.</p>
<hr/>	
<hr/>	
<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="margin-right: 20px;">  </div> <div> <h2 style="margin: 0;">INERATEC</h2> </div> </div>	
<p>Allgemein</p>	<p>Seit ihrer Gründung im Jahr 2016 war die INERATEC GmbH in zahlreichen nationalen und internationalen Projekten tätig, in denen es um die Entwicklung und Markteinführung der Herstellung von flüssigen Kraftstoffen ging.</p>
<p>Für das Vorhaben wichtige Kompetenzen Vorarbeiten, Infrastruktur</p>	<p>Das Unternehmen besitzt weitreichende Erfahrung zur Integration von dezentral betriebenen und modularen Anlagen in größere Verbund-Standorte. Kern der INERATEC-Technologien sind dabei innovative chemische Reaktorkonzepte auf Basis einer Mikrostrukturtechnologie, durch die kostengünstige und effiziente chemische Anlagen im dezentralen Maßstab realisiert werden können.</p>
<p>Beteiligungen an laufenden oder abgeschlossenen Projekten</p>	<p>INERATEC arbeitet bereits in verschiedenen Initiativen mit, um die modulare PtL-Technologie marktreif zu machen. In dem seit 2016 und nun bereits in der zweiten Förderphase laufenden Kopernikus-Projekt P2X hat die Firma gemeinsam mit Partnern ein stofflich und thermisch integriertes Anlagenkonzept entwickelt, bei dem CO₂ aus der Luft entnommen und mit Wasserstoff mittels FTS in Diesel, Kerosin und Benzin umgewandelt wird. Untersucht wird unter anderem bis zu wel-</p>

	<p>chen Grenzen die Mengenanteile an Diesel, Kerosin und Benzin verschoben werden können. In der aktuellen zweiten Förderphase erfolgt eine Skalierung und Validierung des Konzepts im Rahmen des Energy Lab 2.0. Dabei soll auch ein, im Baden-Württembergischen Landesprojekt reFuels entwickeltes, Aufarbeitungsmodul für die FT-Produkte mit den Reaktionsstufen Hydrocracken und Hydrierung/Isomerisierung sowie mehreren Abscheidern und optionaler Wachsrückführung erprobt werden. Ergebnisse erster Studien werden hierzu auch im Rahmen der Beteiligung am BMWK-Projekt PowerFuel im Rahmen eines Aufstockungsantrags erwartet.</p>
Erwartung zum Fortschritt durch das Vorhaben	<p>Im Rahmen des Projektes soll weitere Expertise in der Aufarbeitung der FT Produkte gewonnen werden. INERATEC GmbH versteht sich primär als Erzeuger eines Synthese-Crude und arbeitet mit Abnehmern und Verwertern des Crude, z.B. in Raffinerien zusammen. Neben der Bewertung der vom KIT erarbeiteten Umwandlungsprozesse für das FT-Crude und ggf. der Aufnahme dieser Stufen in das Portfolio als Standardmodule der Anlagen ist es der INERATEC GmbH ein Anliegen möglichst eine hohe Crude-Qualität zu erreichen und gleichzeitig eine möglichst große Bandbreite an Abnehmern bedienen zu können. Dies bedeutet, dass nicht nur besonders begehrte Produkte wie z.B. e-Kerosin sondern auch die Koppelprodukte eine sinnvolle Anwendung finden. Dabei ist die Blendfähigkeit bzw. deren Einsatz als 100% Ersatzstoff für fossile Produkte im Fokus.</p>
Ausgewählte Publikationen/ Patente	
<p>Pfeifer, Peter & Schmidt, Sebastian & Betzner, Florian & Kollmann, Max & Loewert, Marcel & Böltken, Tim & Piermartini, Paolo. (2022). Scale-up of mi-crostructured Fischer–Tropsch reactors – status and perspectives. <i>Current Opinion in Chemical Engineering</i>. 36. 100776. 10.1016/j.coche.2021.100776.</p> <p>Stadler, Tabea & Bertin-Mente, Barbara & Dittmeyer, Roland & Brübach, Lucas & Böltken, Tim & Pfeifer, Peter. (2022). Influence of CO₂-Rich Syngas on the Selectivity to C₁₀–C₁₄ in a Coupled Fischer-Tropsch/Hydrocracking Process. <i>Chemie Ingenieur Technik</i>. 94. 10.1002/cite.202100172.</p>	
 KIT-EBI	
Allgemein	<p>Das Teilinstitut Chemische Energieträger – Brennstofftechnologie des Engler-Bunte-Instituts (KIT-EBI) fokussiert einen großen Teil der Lehre und Forschung auf die Konversion von Synthesegas zu Kohlenwasserstoffen und deren Aufbereitung zu normgerechten Kraftstoffen. Ein Schwerpunkt liegt auf dem Hydroprocessing sowie der Charakterisierung von FT- und MtG/DtG-Rohprodukten in eigenen Laboranlagen als auch Technikumsanlagen bei Industriepartnern.</p>
Für das Vorhaben wichtige Kompetenzen Vorarbeiten, Infrastruktur	<p>Prozesse zur Synthese erneuerbarer Kraftstoffe erzeugen bedingt durch den zugrunde liegenden Mechanismus immer einen nicht zu vernachlässigenden Anteil an hochmolekularen Nebenprodukten. Neben qualitativ hochwertigem Diesel und Kerosin fällt beim FT-Prozess eine Wachsfraktion an. Analog entsteht bei der Synthese von hochoktanigem MtG- und DtG-Benzin eine aromatenreiche Schwerbenzinfraction, welche bei der motorischen Verbrennung starke Rußbildungstendenzen aufweist. Diese Nebenprodukte mindern die Kraftstoffausbeuten und folglich die Wirtschaftlichkeit dieser Prozesse. Das EBI untersuchte in diesem Zusammenhang eine Vielzahl von katalytischen Routen zur Aufbereitung dieser Fraktionen mittels Hydroprocessing. Es konnte gezeigt werden, dass mit formselektiven Katalysatoren mit hoher Hydrieraktivität aromatenfreie und gleichzeitig hochoktanige Kraftstoffkomponenten aus dem Schwerbenzin erzeugt werden können. Durch das gezielte Einstellen der petrochemischen Parameter können die synthetischen Kraftstoffe so an die jeweils gültige Norm angepasst werden.</p>
Beteiligungen an laufenden oder	<p>Mit der Integration eines selektiven Wachs-Crackings wurde ein erstes Raffineriekonzept zur Bereitstellung eines erneuerbaren Ottokraftstoffs im Rahmen des Projekts reFuels entwickelt. Der zu 85 % erneuerbare POSYN-LF11 konnte bei Projektpartnern mit 500 Litern zur Verfügung gestellt werden, wo er bei Motortests</p>

abgeschlossenen Projekten	die Leistungskennwerte gängiger Super-Kraftstoffe erreichte. Derartige Konzepte werden am EBI in enger Kooperation mit der Industrie ausgearbeitet. In gemeinsam betreuten Abschlussarbeiten mit z. B. der MiRO konnte die Integration der FT-, MtG- und DtG-Synthesen nach der PtL- sowie BtL-Route betrachtet werden.
Erwartung zum Fortschritt durch das Vorhaben	Im Projekt „Grüne Raffinerie der Zukunft“ soll der Aufbereitungsprozess weiter optimiert werden, um so den Partnern aus der Automobilindustrie einen zu 100 % erneuerbaren und normgerechten Kraftstoff zur Verfügung zu stellen. In diesem Zusammenhang wird eine weitere Verknüpfung der Prozesse angestrebt, mit dem Ziel, die Ausbeuten und Qualitäten der Kraftstoffe weiter zu steigern. Die Prozesse sollen zudem flexibler gestaltet werden, um neben Benzin auch Diesel und Kerosin erneuerbar und normgerecht zur Verfügung zu stellen.
Ausgewählte Publikationen/ Patente	Graf, D., Korovishi, X., Kolb, T., Rauch, R (2022) Konzepte zur Integration erneuerbarer synthetischer Kraftstoffe in einen bestehenden Raffinerieverbund; Chem. Ing. Tech. 94, 267-280. DOI: 10:1002/cite.202100154



KIT-IIP

Allgemein	Das Institut für Industrielle Produktion (IIP) verfügt über umfangreiche Erfahrungen in der technisch-wirtschaftlichen und ökologischen Bewertung innovativer Technologien. Kennzeichnend ist insbesondere die interdisziplinäre und internationale Ausrichtung, insbesondere die Verknüpfung ingenieur- und naturwissenschaftlicher Ansätze mit Methoden der BWL und der Informatik. Dies umfasst thematisch vielfältige techno-ökonomische Fragestellungen entlang der gesamten energetischen Wertschöpfungskette.
Für das Vorhaben wichtige Kompetenzen Vorarbeiten, Infrastruktur	Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler des IIP tragen regelmäßig zu internationalen Forschungsprojekten mit technisch-ökonomischen Evaluationen bei. In diesem Zusammenhang waren Power-to-X (PtX)-Lösungen für das zukünftige Energiesystem und insbesondere die Herstellung synthetischer Kraftstoffe Gegenstand neuerer Forschungsaktivitäten.
Beteiligungen an laufenden oder abgeschlossenen Projekten	Abgeschlossene und laufende Projekte mit besonderem Forschungsschwerpunkt auf erneuerbare Kraftstoffe und Grundchemikalien sind u.a. "reFuels" (Bewertung alternativer Kraftstoffpotenziale in Deutschland mit besonderem Schwerpunkt auf E-Fuels), "bioliq" (techno-ökonomische Bewertung alternativer Prozesswege zur Herstellung von Verkehrskraftstoffen aus Biomasse), "EthaNa" (Pilotierung der ethanolischen nativen Extraktion geschälter Rapssaat), "REFLEX" (H2020-Projekt zur europäischen Energiesystemanalyse), sowie die wissenschaftliche Beratungsstudie über das „Potential flüssiger und gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (RFNBO) und wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe (RCF)“ für die Generaldirektion ENER der EU-Kommission.
Erwartung zum Fortschritt durch das Vorhaben	Erweiterung der bereits vorhandenen Prozessketten zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe. Systemanalytische Bewertung von Raffineriekonzepten (inkl. Biorraffinerie-Konzepte). Gesamtkonzept-Betrachtung auf Basis repräsentativer, validierter Technik (min TRL 5) und erprobter Produkte.
Ausgewählte Publikationen/ Patente	
Heinzmann, P., Glöser-Chahoud, S., Dahmen, N., Langenmayr, U. and Schultmann, F., 2021. Techno-ökonomische Bewertung der Produktion regenerativer synthetischer Kraftstoffe (No. 63). Working Paper Series in Production and Energy .	
Zimmer, T., Rudi, A., Glöser-Chahoud, S. and Schultmann, F., 2022. Techno-Economic Analysis of Intermediate Pyrolysis with Solar Drying: A Chilean Case Study . <i>Energies</i> , 15(6), p.2272.	

Diehlmann, F., Zimmer, T., Glöser-Chahoud, S., Wiens, M. and Schultmann, F., 2019. Techno-economic assessment of utilization pathways for rice straw: a simulation-optimization approach. [Journal of Cleaner Production, 230, pp.1329-1343.](#)

Trippe, F., Fröhling, M., Schultmann, F., Stahl, R., Henrich, E. and Dalai, A., 2013. Comprehensive techno-economic assessment of dimethyl ether (DME) synthesis and Fischer–Tropsch synthesis as alternative process steps within biomass-to-liquid production. [Fuel processing technology, 106, pp.577-586.](#)



KIT-IKFT

Allgemein

Das Institut für Katalyseforschung und -technologie (IKFT) des KIT beschäftigt sich in vielfältiger Art und Weise mit der Entwicklung alternativer Kraftstoffe, wobei katalytische Verfahren und der Einsatz erneuerbarer Ressourcen eine zentrale Rolle spielen [Nie2018]. Hierfür steht eine leistungsfähige Infrastruktur zur Verfügung, die vom Betrieb kleinerer Laboranlagen bis hin zu Pilotanlagen, wie die weiter oben erwähnte bioliq[®]-Anlage, reicht. In dieser können benzinartige Kohlenwasserstoffe in der Größenordnung von ca. 1 t/Tag erzeugt werden [Mic2020]. Darüber hinaus seien an dieser Stelle die enge Verknüpfung mit dem Energy Lab 2.0 des KIT genannt, das sich auf PtX-Prozesse konzentriert, sowie die enge Zusammenarbeit mit einer ganzen Reihe externer Partner.

Am KIT-IKFT wird außerdem die Schnellpyrolyse zur Nutzung aschereicher Biomassen entwickelt. Die Herausforderung dabei ist, aus unterschiedliche Einsatzstoffen Produkte zu erhalten, die eine genügend enge Spezifikation für eine industrielle Nutzung erfüllen. Dies wurde in den letzten 15 Jahren an einer Prozessentwicklungsanlage (10 kg/h) und für ausgewählte Biomassen (Weizenstroh, Miscanthus) im Pilotmaßstab (500 kg/h) untersucht und validiert [Nie2021]. Für die mehrstufige, hydrierende Aufarbeitung wird dabei auf nicht-Edelmetall-Katalysatoren gesetzt, die kostengünstiger, aber ebenso leistungsfähig sind [Car2020].

Für das Vorhaben wichtige Kompetenzen Vorarbeiten, Infrastruktur

Herstellung von Pyrolyseölen aus verschiedensten Biomassen im kg-Maßstab. Hydrierende Aufarbeitung verschiedener Pyrolyseölfractionen (phasengetrennt und von verschiedenen Biomassen) Katalysatorentwicklung und –erprobung in kontinuierlicher Prozessführung im kg-Maßstab. Betrieb Prozessentwicklungs- und Pilotanlage zur Pyrolyse im 10 bzw. 500 kg/h-Maßstab.

Im geplanten Vorhaben wird sich KIT-IKFT auf die Umsetzung von DME zu Olefinen und Benzin mit einem stark reduzierten Aromatengehalt konzentrieren. Darüber hinaus wird die Oligomerisierung von Olefinen zu kraftstofftauglichen Kohlenwasserstoffen untersucht. Zur Umsetzung von DME gab es bereits Vorarbeiten, im Rahmen derer ein vielversprechendes Verfahren und effiziente Katalysatoren entwickelt wurden. Die erhaltenen Produktspektren konnten optimiert werden, so dass die Herstellung normgerechter Blends möglich sein sollte. Im Hinblick auf die Oligomerisierung von Olefinen wurde eine umfangreiche Studie zur Oligomerisierung von Ethylen durchgeführt, in der geträgerte Nickel-Katalysatoren eingesetzt wurden. Diese Arbeiten werden gegenwärtig erweitert und es werden leichte Olefine im Bereich von C₂ bis C₄ mit Hilfe der gleichen Katalysatoren (co)oligomerisiert.

Sowohl für die Umsetzung von DME als auch für die Oligomerisierung von Olefinen stehen leistungsfähige Laboranlagen zur Verfügung, die direkt oder nach geringfügiger Modifizierung für die geplanten Arbeiten eingesetzt werden können. Diese können chargenweise oder kontinuierlich betrieben werden. Im Hinblick auf die benötigte Analytik sind zahlreiche Methoden zur Charakterisierung der Katalysatoren vorhanden, z.B. spektroskopische Methoden, Elektronenmikroskopie, Physi- und Chemisorptionsmessungen zur Charakterisierung von Oberflächen und die Thermische Analyse, insbesondere die Thermogravimetrie. Zur Analyse der Produktgemische stehen mehrere Methoden zur Trennung der Gemische zur Verfügung, wobei insbesondere die (online-)Gaschromatographie zu nennen ist.

	<p>Darüber hinaus ist eine Vielzahl an Methoden zur Ermittlung von physikalisch-chemischen und Verbrennungseigenschaften der Kraftstoffe vorhanden.</p>
Beteiligungen an laufenden oder abgeschlossenen Projekten	<p>Einen direkten Bezug zu den hier vorgeschlagenen Aktivitäten hat das vom Land Baden-Württemberg geförderte Projekt „Profilregion Mobilitätssysteme Karlsruhe“ (www.profilregion-ka.de). Ein wichtiger Teilaspekt der mittlerweile abgeschlossenen Projektarbeiten war die nachhaltige Erzeugung hochoktaniger Benzine mit reduziertem Aromatengehalt. Hierzu wurde ein modifiziertes DtG-Verfahren zur Umsetzung von DME entwickelt, in dem ein eigens hierfür entwickelter Katalysator zum Einsatz kam und das zum gewünschten Produktspektrum führte.</p> <p>Hinsichtlich der Oligomerisierung von Olefinen sind zwei Verbundprojekte zu nennen: Im Rahmen des von FNR/BMEL geförderten Verbundvorhabens „Bio-Gerätbenzin für Kleinmotoren – Herstellung biogener Kraftstoffe“ (FKZ 22020214) wurde die heterogen katalysierte Oligomerisierung von Ethylen zu Benzin an Nickelkatalysatoren untersucht. Dieser Ansatz wird gegenwärtig im Rahmen des vom Land Baden-Württemberg geförderten Projekts „reFuels – Kraftstoffe neu denken“ (www.refuels.de) weiterbearbeitet.</p> <p>Weitere Projekte im Bereich alternativer Kraftstoffe widmeten bzw. widmen sich überwiegend der Herstellung von Dieselmotoren, insbesondere der Gewinnung von Oxymethylenethern. Solche Arbeiten waren Gegenstand des von FNR/BMEL geförderten Vorhabens „Oxymethylenether (OME): Umweltfreundliche Dieselmotorenadditive aus nachwachsenden Rohstoffen“ (FKZ 22403814) sowie eines Teilprojekts der Kopernikus-Initiative „P2X: Erforschung, Validierung und Implementierung von „Power-to-X“ Konzepten“ (www.kopernikus-projekte.de). Sie werden gegenwärtig im NAMOSYN-Projekt („Nachhaltige Mobilität durch synthetische Kraftstoffe“, www.namosyn.de) unter Federführung von KIT-IFFT fortgeführt.</p> <p>Das bioliq-Projekt (www.bioliq.de) dient der Erzeugung synthetischer Kraftstoffe aus lignozellulöser Biomasse. Der seit 2017 über die gesamte Prozesskette laufende Betrieb der dazu errichteten Pilotanlage lieferte den im reFuels-Projekt verwendeten und getesteten Methanol-basierten Kraftstoff. In den EU-Projekten GreenFuels, Next Generation Road Fuels und Black liquor to Fuels werden Pyrolyseöle, Biocrude aus der hydrothermalen Verflüssigung und Schwarzlauge zur Herstellung von Kraftstoffen verwendet.</p>
Erwartung zum Fortschritt durch das Vorhaben	<p>Technisch validierte Konzepte zur Nutzung verschiedener biogener Reststoffe gem. REDII/IX zur Bereitstellung spezifizierter Zwischenprodukte und Weiterverarbeitung zu Kraftstoffkomponenten für synthetische Kraftstoffe.</p> <p>Da die geplanten Aktivitäten direkt an vielversprechende Vorarbeiten anknüpfen, ist eine deutliche Optimierung der ausgewählten Verfahren zu erwarten. Die damit einhergehenden Betrachtungen zu Scale-up und Wirtschaftlichkeit sollen eine fundierte Bewertung der Prozesse, ermöglichen. Zusätzlich zu den wissenschaftlich-technischen Fortschritten wird eine intensivere Zusammenarbeit mit den Partnern, ggf. auch über das Projekt hinaus, erwartet.</p>
Ausgewählte Publikationen/ Patente:	
<p>A. Niebel, A. Funke, C. Pfitzer, N. Dahmen, N. Weih, D. Richter, B. Zimmerlin (2021) , Fast pyrolysis of wheat straw – Improvements of operational stability in 10 years of bioliq pilot plant operation. <i>Energy Fuels</i> 2021, 35, 11333–11345</p> <p>N. Dahmen, J. Sauer (2021) Evaluation of techno-economic studies on the bioliq process. <i>Processes</i> 9, 484.</p> <p>U. Arnold, P. Haltenort, K. Herrera-Delgado, B. Niethammer, J. Sauer, Die Rolle von Dimethylether (DME) als Schlüsselbaustein synthetischer Kraftstoffe aus erneuerbaren Rohstoffen, in: <i>Zukünftige Kraftstoffe</i>, ATZ/MTZ-Fachbuch (Ed.: Wolfgang Maus), Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, 2019, pp. 532-561. ISBN 978-3-662-58005-9; https://doi.org/10.1007/978-3-662-58006-6_22</p> <p>C. Fuchs, M. Betz, U. Arnold, J. Sauer, Production of sustainable fuels by heterogeneously catalyzed oligomerization of C₂-C₄ olefins, 13th International Colloquium Fuels – Conventional and Future Energy for Automobiles, TAE Esslingen, Ostfildern, Germany, Conference Proceedings 2021 (Ed.: Nikolai</p>	

Schubert), expert verlag GmbH, 2021, pp. 83-91. ISBN: 978-3-8169-3539-1 (Print); ISBN: 978-3-8169-8539-6 (ePDF)

B. Niethammer, S. Wodarz, M. Betz, P. Haltenort, D. Oestreich, K. Hackbarth, U. Arnold, T. Otto, J. Sauer, Alternative liquid fuels from renewable resources, *Chem. Ing. Tech.* 2018, 90(1-2), 99-112.
<https://doi.org/10.1002/cite.201700117>



KIT-IMVT

Allgemein

Das Institut für Mikroverfahrenstechnik des KIT (KIT-IMVT) ist eine der weltweit führenden Forschungseinrichtungen auf dem Gebiet der Prozessintensivierung durch Miniaturisierung, interne Strukturierung, Prozessintegration und Modularisierung verfahrenstechnischer Apparate für Anwendungen in der chemischen, pharmazeutischen und Lebensmittelindustrie und zur Herstellung synthetischer chemischer Energieträger über Power-to-X-Verfahren und die Photokatalyse. Das Institut verfügt über herausragende Expertise im Entwurf, der Fertigung und der Erprobung von Prototypen für kompakte strukturierte multifunktionale Apparate vom Labor- bis zum Pilotmaßstab. Neben der klassischen Mikrofertigung durch mikromechanische Strukturierung und Diffusions- bzw. Laserschweißen wird zunehmend auch der Pulverbett-Metall-3D-Druck eingesetzt. KIT-IMVT beschäftigt sich seit vielen Jahren auch mit der Anwendung von Katalysatoren in mikrostrukturierten Reaktoren, was die Präparation katalytisch aktiver Materialien und die Entwicklung von Beschichtungen mit einschließt. Die Arbeiten des Instituts umfassen experimentelle Untersuchungen ebenso wie Modellierungen und Simulationen auf verschiedensten Größenskalen, von der mikroskopischen Ebene bis hin zur Prozesssimulation integrierter Verfahren.

Im Hinblick auf das beantragte Vorhaben wichtige Kompetenzen Vorarbeiten, Infrastruktur

KIT-IMVT beschäftigt sich seit einigen Jahren im Schwerpunkt mit der dezentralen Erzeugung von PtX-Produkten in modularen lastflexiblen Anlagen. Die einzelnen Prozessschritte zur Herstellung von FT-Produkten (DAC, Synthesegasbereitstellung, Niedertemperatur FTS, Aufbereitung der FT-Produkte zu drop-in-fähigen Kraftstoffen) wurden gemeinsam mit Partnern (hier insbesondere INERATEC) im Rahmen verschiedener Projekte, wie beispielsweise Kopernikus P2X, PowerFuel und reFuels, im Labor- und Technikumsmaßstab und teilweise auch bereits in der PtL-Pilotanlage im Energy Lab 2.0 durchgeführt. In den Projekten PowerFuel, Kopernikus P2X und reFuels wird die gesamte Prozesskette inklusive der Aufarbeitung des synthetisierten FT-Rohprodukts über hydrierende Verfahren, wie das Hydrocracking und die Isomerisierung untersucht. Ziel sind bislang aromatenfreie Produkte, allen voran synthetisches paraffinisches Kerosin gemäß ASTM D7566 und paraffinischer Diesel gemäß DIN EN 15940. Darüber hinaus wird die Verwendbarkeit der FT-Naphtha-Fraktion als Ottokraftstoffen untersucht.

Neben der PtL-Pilotanlage im Energy Lab 2.0, die den Gesamtprozess der Herstellung von erneuerbaren Kraftstoffen von der CO₂-Gewinnung aus der Umgebungsluft bis zur FTS im Maßstab von 1-2 bpd abbildet, stehen am KIT-IMVT Versuchsanlagen im Labor- und Technikumsmaßstab für die FTS und die anschließenden Aufarbeitungsschritte wie Hydroisomerisierung, Hydrocracken und Hydrierung zur Verfügung. Von besonderer Bedeutung ist hier die Technikumsanlage für die Aufarbeitung von FT-Crude, die eine Kapazität von einigen Litern pro Tag besitzt. Für die destillative Aufarbeitung der FT-Produkte steht am KIT eine geeignete diskontinuierliche Destillationsanlage im Technikumsmaßstab zur Verfügung, mit der die erwarteten Produktchargen von 10-50 Liter fraktioniert werden können.

Beteiligungen an laufenden oder

BMBF Kopernikus Projekt P2X, BMWK Projekt PowerFuel, Landesprojekt Baden-Württemberg reFuels, BMBF-Projekt H₂Mare/PtX-Wind. In diesen Projekten

abgeschlossenen Projekten	beschäftigt sich KIT-IMVT mit der Aufarbeitung von FT-Crude zu SPK gemäß ASTM D7566 zur Beimischung zu Jet A1.
Erwartung zum Fortschritt durch das Vorhaben	Im Rahmen des Projekts soll darüber hinaus ausgearbeitet werden wie aus FT-Crude in einem vereinfachten Aufarbeitungsprozess dezentral ein 100% drop-in SAF auf Basis des entwickelten SPK und einer aus den Nebenprodukten erzeugten aromatenhaltigen Fraktion hergestellt werden kann.
Ausgewählte Publikationen/ Patente	
T.J. Stadler, B. Bertin-Mente, R. Dittmeyer, L.T. Brübach, T. Böltken, P. Pfeifer, Influence of CO ₂ -Rich Syngas on the Selectivity to C10–C14 in a Coupled Fischer-Tropsch/Hydrocracking Process, Chem. Ing. Tech. 94 (2022), doi: 10.1002/cite.202100172	
H. Kirsch, U. Sommer, P. Pfeifer, R. Dittmeyer, Power-to-fuel conversion based on reverse water-gas-shift, Fischer-Tropsch Synthesis and Hydrocracking: Mathematical modeling and simulation in Matlab/Simulink, Chem. Eng. Sci. 227 (2020) 115930 doi: 10.1016/j.ces.2020.115930	
H. Kirsch, N. Lochmahr, C. Staudt, P. Pfeifer, R. Dittmeyer , Production of CO ₂ -neutral Liquid Fuels by Integrating Fischer-Tropsch Synthesis and Hydrocracking in a Single Micro-structured Reactor: Performance Evaluation of Different Configurations by Factorial Design Experiments, Chem. Eng. J. 393 (2020) 124553, doi: 10.1016/j.cej.2020.124553	
H. Kirsch, L. Brübach, M. Loewert, M. Riedinger, A. Gräfenhahn, T. Böltken, M. Klumpp, P. Pfeifer, R. Dittmeyer, CO ₂ -Neutral Fischer-Tropsch Fuels from Decentralized Modular Plants: Status and Perspectives, Chem. Ing. Tech. 92 (2020) 91-99, doi: 10.1002/cite.201900120	
R. Dittmeyer, P. Pfeifer, Umwandlung von CO ₂ in chemische Energieträger, DE 10 2020 128868.9 (03.11.2020)	



KIT-IFKM

Allgemein

Seit den Betrachtungen von Biokraftstoffen der ersten Generation sind die Fragestellungen im Bereich der Rohemissionen, des Zusammenspiels mit der Abgasnachbehandlung, aber auch des Einsatzes in unterschiedlichsten Anwendungen ein Forschungsschwerpunkt des KIT-IFKM. Das Emissions- und Betriebsverhalten von Ottokraftstoffen ist in den vergangenen Jahrzehnten detailliert erforscht worden und zahlreiche Lösungen in die Umsetzung überführt worden. Die Partikelbildung war besonders im Fokus wissenschaftlicher Betrachtungen und wird seit 2010 im Rahmen von AiF-geförderten Forschungsvorhaben am IFKM analysiert. In der Folge sind in zahlreichen AiF-, BMWK- und DFG-geförderten Forschungsvorhaben zahlreiche Aspekte hinsichtlich stationärer und transients Gemischbildung, dem Einfluss der Einspritzparameter wie auch der Abgasrückführung mit einem Blick auf Realfahremissionen und betriebsrelevante Parameter wie Partikelgrößenverteilung und Rußreaktivität analysiert worden. Hierbei wurden zahlreiche Messtechniken entwickelt und eingesetzt, die beispielsweise Besonderheiten der Kaltstartemissionen oder des Regenerationsverhaltens der Ottopartikelfilter darstellen konnten. Mit der Leitung des und Partizipation am Projekt reFuels – Kraftstoffe neu denken sind die Erfahrungen in Zusammenarbeit mit den beteiligten Industrieunternehmen ausgebaut und Kraftstoffe auch in unterschiedlichsten Anwendungen (Straße, Schiene, Motoren der Binnenschifffahrt) evaluiert worden. Die Kompetenzen in der Erfassung von Realfahr-Emissionen führten u.a. zur Übernahme der Leitung des Arbeitskreises „Bewertung der Leistung von portablen Messsystemen für Emissionen (PEMS)“ im DIN-Normenausschuss Automobiltechnik sowie entsprechende Teilnahme im korrespondierenden europäischen CEN-Ausschuss für die Kalibration von portablen Emissionsmesssystemen.

Im Hinblick auf das beantragte Vorhaben wichtige Kompetenzen Vorarbeiten, Infrastruktur	Die Messkette zur Kraftstoffkomponentenanalyse und -Testung von der Kraftstoffkomponente bis hin zur Kraftstoffevaluation kurz umrissen plus eigene Vorarbeiten und vorhandene, relevante Versuchseinrichtungen auf diesem Gebiet wird dabei über einzelne spezielle Aufbauten (Druckkammer, Brennkammer, Einhubtriebwerk, Einzylinder-Forschungsmotoren mit optischen Zugängen bis zu Vollmotoren) abgebildet. Die Tests in Schiffsdiesel-relevanten Druckkammern und einem Kreuzfahrt-Schiff-Antrieb entsprechendem Forschungseinzylinder sind nicht Teil der Forschungsinfrastruktur und werden deswegen im Unterauftrag an der Universität Rostock durchgeführt, die über eine entsprechende Infrastruktur und Erfahrungen verfügen.
Beteiligungen an laufenden oder abgeschlossenen Projekten	Im Projekt des Landes Baden-Württemberg reFuels – Kraftstoffe neu denken wurden Otto- und Dieselmotoren mit mindestens 25% regenerativem Anteil innerhalb dieser Kraftstoffnormen entwickelt, im Tonnenmaßstab erzeugt, ihr Verhalten analysiert und in Zusammenarbeit mit Fahrzeugherstellern aber auch Komponentenlieferanten hinsichtlich ihrer Einsetzbarkeit in Forschungsmotoren, Serienmotoren und Fahrzeugen (laufende Serie – Oldtimer und Bahn-Motoren) erfolgreich überprüft. Die hier durchgeführten Untersuchungen zeigten sogar Sekundärvorteile im Real-Fahrt-Emissionsverhalten, z.B. einer reduzierten Partikelemission bei kalten Temperaturen [Weyhing2021].
Erwartung zum Fortschritt durch das Vorhaben	Die Defossilisierung existierender Anwendungen und von Bestandssystemen kann über eine möglichst variable Nutzung unterschiedlicher grüner Feedstocks anwendungsoptimiert zu einer deutlichen und raschen Treibhausgasreduktion führen und gleichzeitig Immissionsthemen wie Partikelbelastungen im städtischen Umfeld verbessern.

Ausgewählte Publikationen/ Patente:

reFuels – rethinking fuels : Performance of regenerative Fuels

Weyhing, T.; Zabihigivi, M.; Moradi, M.; Michler, T.; Ziegler, J.; Wagner, U.; Toedter, O.; Koch, T., 2021, Februar 28. 8. Internationaler Motorenkongress (2021), Baden-Baden, Deutschland, 23.–24. Februar 2021

Dahmen, N.; Koch, T.; Rauch, R.; Sauer, J.; Toedter, O., Advanced fuels for the existing fleet – Results from the reFuels project, 2021, Januar 18. 18th International Conference on Renewable Mobility "Fuels of the Future" (2021), Online, 18.–22. Januar 2021

Michler, T.; Wippermann, N.; Toedter, O.; Niethammer, B.; Otto, T.; Arnold, U.; Pitter, S.; Koch, T.; Sauer, J. (2020) Gasoline from the bioliq® process: Production, characterization and performance. Fuel processing technology, 206, Article no: 106476. doi:10.1016/j.fuproc.2020.106476



MiRO

Allgemein	Die Mineraloelraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG in Karlsruhe ist Deutschlands größte Raffinerie und eine der modernsten und leistungsfähigsten Raffinerien in Europa. Rund 1.100 Mitarbeitende veredeln den Rohstoff Rohöl zu hochwertigen Mineralölprodukten wie Benzin, Diesel, Heizöl, Propylen und Bitumen - rund 14 Millionen Tonnen im Jahr. Für den Südwesten Deutschlands ist MiRO die wichtigste Versorgungsquelle für Mineralölprodukte.
Im Hinblick auf das beantragte Vorhaben wichtige Kompetenzen Vorarbeiten, Infrastruktur	Um die MiRO zu einem nachhaltigen Raffineriestandort zu etablieren, wurden in den letzten Jahren verschiedene Studien zu erneuerbaren Kraftstoffen durchgeführt. So wurde im Rahmen des Projektes „reFuels – Kraftstoffe neu denken“ ein Konzept für eine Demonstrationsanlage zur Erzeugung erneuerbarer Kraftstoffe auf dem Raffineriegelände der MiRO erarbeitet. Hierfür wurde die PtL-Technologie der FTS ausgewählt. Es wurde betrachtet, wie anfallendes CO ₂ -haltiges Rauchgas aus bestehenden Raffinerieprozessen in Kombination mit erneuerba-

	<p>rem Strom zu erneuerbaren Kraftstoffen umgewandelt werden kann. Des Weiteren wurde untersucht, wie die anfallenden PtL-Rohprodukte in der vorhandenen Raffineriestruktur weiterverarbeitet bzw. beigemischt werden können. In weiteren Studien wird derzeit auch der Einsatz und die Weiterverarbeitung von erneuerbarem Methanol in der vorhandenen Raffineriestruktur untersucht.</p>
<p>Beteiligungen an laufenden oder abgeschlossenen Projekten</p>	<p>Im Rahmen des Projektes „reFuels – rethink fuels“ unter Federführung des KIT wirkte MiRO an einer Studie zur Erzeugung erneuerbarer Kraftstoffe aus lokalem Elektrolyse-Wasserstoff und CO₂ aus Rauchgasströmen mit. In weiteren Studien im Rahmen dieses Projektes wurden die Weiterverarbeitung importierter synthetischer Energieträger in normgerechte Kraftstoffe in der Raffinerie konzipiert. Fokus dieser Studien ist u.a. die Integration der neuen Verarbeitungsprozesse in die bestehende Raffineriestruktur, sowie die Eigenschaften von e-Treibstoffen und deren Anwendung.</p>
<p>Erwartung zum Fortschritt durch das Vorhaben</p>	<p>In <i>REF4FU</i> sollen verschiedenen Verarbeitungsprozesse erneuerbarer Energierohstoffe weiter optimiert und die Potentiale der Integration in einen Raffinerieverbund dargestellt werden, um so 100 % erneuerbaren und normgerechten Kraftstoff in erforderlichen Mengen verfügbar machen zu können. Die Prozesse sollen zudem flexibler gestaltet werden, um die sich im Laufe der Zeit sich ändernden Bedarfen an Benzin, Diesel und Kerosin wirtschaftlich abdecken zu können. Mit diesem Projekt werden Raffineriekonzepte erarbeitet unter Berücksichtigung der Nachhaltigkeit, des regulatorischen Rahmens, der Marktfähigkeit und der Wettbewerbsfähigkeit, die dann die Basis für die nachfolgende technische Realisierung sein werden.</p>



PAG

Allgemein

Im Hinblick auf das beantragte Vorhaben wichtige Kompetenzen Vorarbeiten, Infrastruktur

Die Porsche AG hat in den vergangenen Jahren ein umfangreiches Know-How bei der Entwicklung von Kraftstoffen auf erneuerbarer Basis aufgebaut. Dieses umfasst sowohl die relevanten Stoffströme, deren Weiterverarbeitung, Prozesstechnik zur Herstellung von Rohbenzin v.a. auf der MTG Route und dessen Veredlung / Blending zu fahrzeugfertigen Kraftstoffen mit, je nach Verwendungszweck unterschiedlichen Eigenschaften.

Vor diesem Hintergrund unterstützt PAG das *REF4FU* Projekt als assoziierter Partner bei folgenden Themen.

- Definition der Anforderungen an Ausgangsstoffe wie e-Methanol und weiterer Komponenten.
- Beratung bei der Definition von Kraftstoffen und deren Qualität in Abhängigkeit der jeweiligen Zielstellung wie z.B. max. THG-Minderung / max. Wirkungsgrad / max. Emissionspotenzial.
- Mitarbeit bei der Interpretation von Ergebnissen aus Motorversuchen (Bewertungsmethodik).
- Unterstützung bei der Bewertung des CO₂-Minderungspotenzials von Kraftstoffen.
- Beratung bei Marktperspektiven, Zertifizierung/Anrechnung und Verwertungskonzepten.

Aufwand: 0,5 MJ über die gesamte Projektlaufzeit



TUBAF

Allgemein

Im Hinblick auf das beantragte Vorhaben wichtige Kompetenzen Vorarbeiten, Infrastruktur

TUBAF hat sich in den Vorhaben Kopernikus und C³-Mobility mit dem MtG-Prozess zur Synthese von nachhaltigem Ottokraftstoff befasst. Dabei wurden zum einen neuartige Zeolith-Katalysatoren auf der Grundlage eines wissensbasierten Ansatzes entwickelt. Zum anderen wurden reaktionstechnische Auslegungsparameter im Rahmen eines DoE-Modells untersucht und in Hinblick auf eine hohe Ausbeute an iso-Paraffinen bei gleichzeitiger Aromaten-Minderung optimiert. Im Projekt KeroSyn100 beschäftigt sich TUBAF mit der rationalen Entwicklung von Zeolith-Katalysatoren sowohl für den MTO-Prozess als auch für die nachfolgende Olefin-Oligomerisierung zu Kerosinkomponenten. Ein weiterer Schwerpunkt besteht im Hydrofinishing, in dem ungesättigte Kerosin-Komponenten an Hydrierkatalysatoren veredelt werden. Weiterhin werden reaktionstechnische Untersuchungen auf Labor- und Technikumsebene zu den MtO-, Oligomerisierungs- und Hydrofinishing-Umsetzungen durchgeführt, um optimale Betriebsparameter für den Prozess „Methanol to Jet Fuel“ zu evaluieren. Weiterhin verfügt TUBAF durch die Miniplant Anlage (STFplus) und die Benzinsynthese-Demonstrationsanlage (STF) ein umfangreiches Know-How bei der Planung und dem Aufbau oder der Optimierung von Versuchsanlagen wie auch bei der Organisation und der Durchführung von Versuchen mit der entsprechenden Beprobungstechnik und der sich anschließenden Analytik und Auswertung. Hierfür kann TUBAF auf eine gut geschulte, erfahrene und flexibel einsetzbare Betriebsmannschaft zurückgreifen.

Beteiligungen an laufenden oder abgeschlossenen Projekten

Kopernikus P2X, KEROSyN100, C³-Mobility

Erwartung zum Fortschritt durch das beantragte Vorhaben

TUBAF beabsichtigt die wissensbasierte Verbesserung von MtO-, MtG- und Olefin-Oligomerisierungs-Katalysatoren sowie die daraus folgende Anpassung der Prozessparameter zur effizienten Erzeugung von CO₂-neutralem Benzin, Kerosin und Diesel/Heizöl. Ein weiterer Schwerpunkt liegt in der Aufskalierung der Katalysatoren und der Erzeugung von hydriertem und fraktioniertem Oligomerisat (Benzin, Kerosin, Diesel) auf der 100 L-Skala. Weiterhin sollen die verfolgten Prozesse konzeptionell in das Umfeld einer zukünftigen Raffinerie integriert werden.

Ausgewählte Publikationen/ Patente:

J. Zuber, H. Wollmerstädt, T. Kuchling, S. Kureti, P. Rathsack, Analysis of hydrogenation products of biocrude obtained from hydrothermally liquefied algal biomass by fourier transform ion cyclotron resonance mass spectrometry, *Energy & Fuels* 34 (2020) 3199-3209

C. Jung, P. Seifert, C. Hahn, D. Schröder, F. Mehlhose, C. Wolfersdorf, S. Kureti, B. Meyer, Ottokraftstoffe aus erneuerbarem Methanol, *Chemie Ingenieur Technik* 92 (2020) 100-115

M. Endisch, T. Kuchling, J. Schneider, S. Kureti, W. Hübner, M. Preis, C. Schmidt, Potential of on-board gasoline upgrading for enhancement of engine efficiency, *Chemical Engineering & Technology* 40 (2017) 1644-1651

III. Ausführliche Beschreibung des Arbeitsplans und der Arbeitspakete

3.1. Vorhabenbezogene Ressourcenplanung

Die fünf Arbeitspakete des REF4FU-Projektes werden in der folgenden Darstellung vorgestellt. Das Zusammenwirken zwischen den Arbeitspaketen wird in Abschnitt IV dargestellt.

AP 1 | Projektmanagement

Leitung	KIT-IKFT	Laufzeit	M 1-36
Ziele	Koordination, Außendarstellung und Ergebnisverwertung		
Teilarbeiten			
<p>AP 1.1 Projektkoordination (KIT-IKFT)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Projekttreffen (ALLE) <ul style="list-style-type: none"> Zweimal jährlich im Wechsel von Präsenz- und Videoveranstaltungen. Kick-off-Meeting am KIT: Juli 2022, 2. Meeting (online): November 2022 3. Meeting in Freiberg/Chemnitz: April 2023, 4. Meeting (online): Sept. 2023 5. Meeting in Stuttgart: April 2024, 6. Meeting (online): Sept. 2024 7. Meeting in Leipzig: April 2025, Schlussveranstaltung (z.B. in Berlin): Sept. 2025 ○ Erstellung eines Schnittstellen, Daten- und Materialaustauschplans zu Kraftstoffkomponenten, Proben, Analyseergebnissen, Prozess- und andere Daten, Simulationsdateien, die zwischen den Partnern ausgetauscht werden sowie die dazu notwendigen Schnittstellen. ○ Jour-Fix (Videoformat), monatlich mit fester Agenda ○ Erstellung eines Risiko-Management-Plans für das Vorhaben ○ Berichtspflichten gegenüber dem Fördermittelgeber <p>AP 1.3 Außendarstellung</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Einrichtung und Pflege Internetauftritt ○ Festlegung und Pflege sozialer Medien (Linkedin, ...) ○ Gemeinsame Presseinformationen ○ Beiträge für Newsletter (IEA, ...) ○ Webinars (3 x zu ausgewählten Themen) ○ Internationaler Workshop (z.B. Brüssel) mit Partnern aus Politik & Industrie <p>AP 1.3 Ergebnisverwertung</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Fortschreibung der Verwertungspläne ○ Vernetzung anderen Partnern aus Forschung, Wirtschaft und Gesellschaft über andere Vorhaben, Fachgremien und Arbeitskreise. Für eine koordinierte Kommunikation dorthin wird ein entsprechender Vernetzungsplan aufgesetzt. <p>AP 1.4 Datenmanagement im Vorhaben (DLR)</p> <p>Um eine effektive Zusammenarbeit zwischen den Partnern im Projekt zu ermöglichen, wird die im DLR entwickelte Simulation and Fuel Assessment Plattform (SimFuel) als Datenmanagement und Data Science Plattform eingesetzt. In SimFuel werden alle im Projekt anfallenden für die Bewertung relevanten Daten einheitlich erfasst, auf Konsistenz bewertet und den REF4FU-Partnern zur Verfügung gestellt. Des Weiteren werden in Abstimmung mit allen Projektpartnern Dashboards für die Zusammenarbeit mit externen Stakeholdern bzw. für den öffentlichen Zugang zu Projektergebnissen erstellt.</p>			

Personaleinsatz	KIT	ALLE	DLR	
PM	12	Jeweils 3	9	
Meilensteine				
MS 1.1: SimFuel für Projekt nutzbar (M3)				
MS 1.2: Ergebnis Risikoanalyse (M4)				
MS 1.3: Einrichtung Internet-Auftritt (M6)				
MS 1.4: Datenmanagement und Datenformat mit Partnern abgestimmt (M6)				

AP 2 | Entwicklung und Bereitstellung von Kraftstoffkomponenten

Leitung	KIT- <u>IKFT</u>	Laufzeit	M 1-36
Ziele	Übergeordnetes Ziel von AP 2 ist es, die verschiedenen Prozessrouten zu optimieren und in den Kontext einer flexibel arbeitenden Raffinerie zu integrieren, so dass je nach Route und Prozessbedingungen gezielt Kerosin-, Diesel-, und Benzin-Komponenten gewonnen und weiter prozessiert werden können.		
Teilarbeitspakete	AP 2.1 FT-basierte Produkte (INERATEC, <u>KIT-IMVT</u>) AP 2.2 Methanol-basierte Produkte (CAC, KIT-EBI, <u>KIT-IKFT</u> , TUBAF) AP 2.3 Pyrolyseöl-basierte Produkte (DBFZ, EDL, <u>KIT-IKFT</u>)		

AP 2.1	Fischer-Tropsch-basierte Produkte		
Leitung	KIT- <u>IMVT</u>	Laufzeit	M 1-36
Ziele			
<ul style="list-style-type: none"> ○ Validierung des vereinfachten Aufarbeitungsprozesses für FT-Crude zur Herstellung von paraffinischem Kerosin (SPK) gemäß ASTM D7566 Spezifikation aus den Vorarbeiten unter Maximierung der Kerosinausbeute ○ Entwicklung und experimentelle Erprobung einer Strategie zur Erzeugung geeigneter Aromaten und Cycloalkane aus dem FT-Produktspektrum mit dem Ziel durch Zumischung dieser Komponenten zum SPK ein 100% Drop-in-SAF zu erhalten ○ Erarbeitung von Prozesskonfigurationen zur Aufbereitung verschiedener FT-Rohprodukte zu Drop-in-Kerosinqualitäten zur effizienten Integration einer modularen FT-Anlage in eine Raffinerie ○ Erarbeitung von Prozesskonfigurationen zur Aufbereitung von FT-Crude zu 100% Drop-in-SAF als Voraussetzung für eine dezentrale SAF-Herstellung ○ Bereitstellung von Mustermengen von Drop-in-Kerosinqualitäten im Miniplant-Maßstab 			
Teilarbeiten			
<p>AP 2.1.1 Umbau der bestehenden Technikumsanlagen zur hydrierenden Aufarbeitung von FT-Crude. Es wird auf zwei Anlagen zurückgegriffen, die jeweils Produktmengen im Bereich von 4-5 L/d handhaben können. Die eine dient bisher zur Untersuchung der hydrierenden Spaltung. Hier soll alternativ zum eingebauten FT-Reaktor als Quelle für das FT-Crude nun Standard-FT-Öl und FT-Wachs aus Vorlagen in variablen Mengen gemischt und im Aufarbeitungsprozess umgesetzt werden können. Die Anlage soll außerdem auf die im Rahmen des reFuels-Projekts erarbeitete Verfahrenskonfiguration aktualisiert werden, die derzeit auch in der PtL-Anlage des Energy Lab 2.0 implementiert wird. Diese ermöglicht die gemeinsame oder getrennte Behandlung von FT-Öl und FT-Wachs, wobei zwei katalytische Stufen eingesetzt werden. In der ersten Stufe werden die langkettigen Kohlenwasserstoffe unter Zugabe von Wasserstoff gespalten. Im nachgelagerten Heißabscheider trennt man die verbleibenden langkettigen Produkte ab und führt sie in den Hydrocracker zurück oder schleust sie aus. Das gasförmige Produkt wird bei getrennter Behandlung von FT-Öl und FT-Wachs mit der gewünschten Menge FT-Öl aus der Vorlage vereinigt und durchläuft gemeinsam die Hydrierungsstufe. Danach folgen ein Mitteltemperaturabscheider und ein Kaltabscheider. Hierdurch besteht die Möglichkeit der Ausschleusung von zwei getrennten FT-Öl-Fractionen mit unterschiedlichem Siedebereich. Eine dieser beiden behandelten Fractionen oder ein Teil des ursprünglichen FT-Öls oder FT-Wachses wird als Einsatzstoff für die Erzeugung von Aromaten und Cycloalkane als Zumischkomponente für das SPK genutzt um 100% SAF zu erhalten. Dies geschieht in der zweiten Technikumsanlage, die bislang für die Hydrierung von FT-Öl verwendet wurde und im Rahmen des Projekts ebenfalls entsprechend erweitert werden soll. Hierzu müssen weitere Vorlagen für Edukte und, entsprechend den Projektergebnissen, möglicherweise zusätzliche Reaktorstufen integriert werden. Beide Technikumsanlagen sollen außerdem konsequent für einen 24/7-Betrieb ertüchtigt werden, wofür u.a. eine automatische Ausschleusung der kondensierten Produkte aus den verschiedenen Abscheidern in die jeweilige Anlagensteuerung integriert werden muss (MS 2.1.1, KIT-IMVT).</p> <p>AP 2.1.2 Basierend auf den bisherigen Vorarbeiten werden geeignete Katalysatoren für das Hydrocracken der Wachsfraktion, die Hydrierung der FT-Ölfraktion und die Erzeugung von Aromaten und Cycloalkanen aus den verschiedenen FT-Produktfraktionen ausgewählt. Die Katalysatoren müssen reproduzierbar und zumindest im kg-Maßstab verfügbar sein sowie eine ausreichende Langzeitstabilität aufweisen (KIT-IMVT).</p> <p>AP 2.1.3 Auf Basis von experimentellen und theoretischen Untersuchungen zur Stabilität der primären FT-Produkte FT-Öl und FT-Wachs sollen Standards erarbeitet werden, die festlegen welche reaktiven</p>			

Komponenten (Korrosivität, Oxidationsbeständigkeit, Polymerisationsneigung, etc.) ggf. entfernt werden müssen, um einen internationalen Handel unter Nutzung der vorhandenen Infrastrukturen zu ermöglichen. Hieraus soll abgeleitet werden ob und ggf. welche Behandlungsschritte im Nachgang der FT-Synthese mindestens erforderlich sind, wenn die FT-Produkte nicht vor Ort zu Endprodukten veredelt werden (KIT-IMVT, INERTEC).

AP 2.1.4 | Der im Rahmen der Projekte Kopernikus P2X, PowerFuel und reFuels erarbeitete zweistufige Hydrotreatment-Prozess mit nachfolgender destillativer Auftrennung zur Herstellung eines ASTM-konformem Drop-in-SPK aus dem FT-Crude soll in der umgebauten Technikumsanlage validiert werden. Das hierfür benötigte FT-Crude (bzw. die Fraktionen FT-Öl und FT-Wachs) wird von IC bereitgestellt (bevorzugt) oder stammt aus der PtL-Anlage im Energy Lab 2.0. Dabei soll die Erfüllung aller Zielparameter gemäß ASTM D7566 ausgehend von dem standardisierten FT-Crude gezeigt und außerdem abgesteckt werden, welche Toleranzfenster hinsichtlich Katalysatoren und Prozessbedingungen bestehen, um die Zielparameter sicher einhalten zu können. Weiterhin soll die Ausbeute an Drop-in-SKP der gesamten Prozesskette FTS-Hydrotreatment-Rektifikation anhand experimenteller Daten und Prozesssimulationen quantitativ ermittelt werden und im Rahmen einer Optimierung der Einzelschritte möglichst weit erhöht werden. Die Ergebnisse sollen eine Grundlage für die Zertifizierung des Herstellverfahrens von Drop-In SPK bilden (KIT-IMVT, INERATEC).

AP 2.1.5 | Anknüpfend an die Ergebnisse aus den Projekten Kopernikus P2X, PowerFuel und reFuels zur Herstellung von drop-in SPK bzw. AP 2.1.4 soll eine Prozessverschaltung mit geeigneten Prozessbedingungen und Katalysatoren zur Erzeugung von Aromaten und Cycloalkanen mit geringem Rußbildungspotenzial erarbeitet werden. Der Grundgedanke hier ist aus den im Zuge der Herstellung von Drop-in-SPK aus FT-Crude zugänglichen FT-Produktschnitten (FT-Öl, FT-Wachs, hydrierend behandelte FT-Öle mit unterschiedlicher Zusammensetzung und Siedebereich, FT-Rückgas) gezielt solche Aromaten und Cycloalkane zu erzeugen, die erstens ein geringes Rußbildungspotenzial besitzen und zweitens bei Zumischung zum Drop-in-SPK ein 100% Drop-in SAF ermöglichen. – Bereitstellung von Produktchargen von 20-25 L Kerosin für die weitere Konditionierung und Bewertung in AP 2.3 durch DLR. Die Zwischenprodukte werden analysiert, so dass neben der dezentralen Kerosin-Synthese als Stand-alone-Anwendung auch die Integration der FT-Route in integrierte Raffineriekonzepte betrachtet werden kann (KIT-IMVT).

AP 2.1.6 | Prozessdesign und Scale-up der FT-Produktkonditionierung (INERATEC, IMVT): Design-Entwicklung für Refining-Module auf Basis von AP 2.1.3 - AP 2.1.5 mit Fokus auf möglichst hohe Ausbeute von Drop-in-SKP bzw. 100% Drop-in-SAF. Betrachtet wird die Integration aller im Zuge der Herstellung von Drop-in-SPK anfallenden FT-Fraktionen in zentrale Raffinerien (MS 2.1.2, Lead: IC) als auch die dezentrale Herstellung von 100% Drop-in-SAF (MS 2.1.3). Die Ergebnisse werden außerdem genutzt um ein Zusatzmodul zur Herstellung von Aromaten und Cycloalkanen zum Einbau in die FT-Produktaufbereitung der PtL-Anlage im Energy Lab 2.0 zu konzipieren, welches mit zusätzlichen Mitteln, sei es im Rahmen einer möglichen Projektaufstockung oder eines Anschlussvorhabens, umgesetzt werden soll. Hierdurch soll die dezentrale Herstellung von 100% Drop-in-SAF im Maßstab 1-2 bpd validiert werden (KIT-IMVT).

Personaleinsatz	INERATEC	KIT-IMVT			
PM	32	68,5			
Meilensteine					
MS 2.1.1: Erweiterung der Technikumsanlagen abgeschlossen (M15)					
MS 2.1.2: Design-Konzept für die Einbindung einer modulare FT-Anlage in eine Raffinerie (M30)					
MS 2.1.3: Design-Konzept für eine dezentrale FT-Crude-Aufarbeitung zu 100% drop-in SAF (M30)					

AP 2.2	Methanol-basierte Produkte				
Leitung	KIT-IKFT	Laufzeit		M 1-36	
Ziele	<ul style="list-style-type: none"> ○ Herstellung von aromatenarmem, synthetischem Benzin und Mitteldestillat über MtG-, DtG-, DtO- und MtO-Prozessketten im Labormaßstab ○ Herstellung von Benzin, Schwerbenzin und Oligomerisat im Miniplant-Maßstab 				
Teilarbeiten					
AP 2.2.1 Katalysatorweiterentwicklung für MtG, DtG, DtO, MtO und Olefin-Oligomerisierung (CAC, KIT-IKFT, TUBAF): Dieses AP befasst sich mit Methanol- und DME-Wandlungsrouten zur Herstellung					

von nachhaltigem hochoktanigem Benzin und Mitteldestillatkomponenten (Kerosin/Diesel/Heizöl). Letztere fallen als Koppelprodukte an und sollen in der Umgebung einer Raffinerie separiert und einer weiteren Verwertung zugeführt werden. Die Synthesen von DME und Methanol sind Stand der Technik und werden daher als gegeben vorausgesetzt. Auch ist der mögliche Transport dieser Einsatzstoffe zur Raffinerie grundsätzlich etabliert. Das übergeordnete Ziel von AP 2.2.1 besteht darin, die einzelnen Prozessrouten MtG, DtG/DtO, MtO und Oligomerisierung zu optimieren und in den Kontext einer flexibel arbeitenden Raffinerie zu integrieren, so dass je nach Route und Prozessbedingungen primär Benzin- und/oder Kerosin-Komponenten gezielt gewonnen sowie schwerere Fraktionen (Diesel/Heizöl) entsprechend weiter prozessiert werden können. Damit bildet dieses AP eine wichtige Basis zur Erstellung der Raffineriekonzepte in AP 4.

In Bezug auf die DtG-Route wird basierend auf Vorarbeiten bei KIT-IKFT ein Katalysator entwickelt, der ein hochoktaniges Rohbenzin mit moderatem Aromatengehalt und hohen Anteilen an iso-Paraffinen generiert. Verfügbare Zeolith-Katalysatoren werden dazu mit (Edel)Metallen dotiert. Basierend auf der Performance des Katalysators werden reaktionstechnische Parameter in Hinblick auf die Optimierung von Ausbeuten und Selektivitäten evaluiert. Zusätzlich wird die Formgebung der Katalysatoren im Hinblick auf deren industriellen Einsatz untersucht und größere Katalysatormengen als im Labor üblich hergestellt. Dazu wird auch die neu am Institut angeschaffte Tablettier-Maschine eingesetzt. Bei diesem modifizierten DtG-Verfahren kommt es neben der primären Entstehung der flüssigen Zielprodukte auch zur Bildung von niederen Olefinen (DtO). Aus diesen sollen durch Oligomerisierung aromatenfreie, hochoktanige Kohlenwasserstoffgemische hergestellt werden. Der Fokus der geplanten Untersuchungen liegt auf der Umsetzung von C₂-C₄-Olefinen an heterogenen Nickel-Katalysatoren. Ziel ist die Optimierung des Katalysators bzgl. Aktivität und Selektivität zu einzelnen Kraftstofffraktionen. Da der DtG-Prozess je nach Betriebsbedingungen variierende Olefinmischungen liefert, werden verschiedene Feed-Zusammensetzungen für die Oligomerisierung untersucht und geeignete Mischungen identifiziert. Weiterhin sollen die Oligomerisate einem Upgrading durch Hydrofinishing unterzogen werden, wodurch ungesättigte und damit reaktive C–C-Bindungen entfernt werden.

Für die Testung der Katalysatoren steht eine kontinuierlich operierende Laboranlage zur Verfügung, die eine gleichzeitige Einspeisung von DME und Wasserstoff erlaubt und flexibel ausgelegt ist. Dadurch ist ein umfangreicher Experimentierbetrieb mit stark variablen Parametern, wie z.B. T, p, Massendurchfluss oder Stöchiometrie möglich. Die Anlage bzw. der Reaktor sollen so erweitert werden, dass die Katalysatoren nicht nur in Pulverform eingesetzt werden, sondern auch als Formkörper wie Extrudaten und Tabletten. Langzeitversuche bis zu einigen Wochen Dauer geben Auskunft über die Standzeit der Katalysatoren. Aus den Daten kann ein Reaktionsmechanismus vorgeschlagen werden, der zusammen mit den Prozessdaten zur Prozessmodellierung und –simulation in AP 4 verwendet wird. Für die als Nebenprodukte entstehenden Olefine wird eine Verfahrensvariante vorgeschlagen, in der diese abgetrennt und co-oligomerisiert werden, wodurch Kohlenwasserstoffgemische im Siedebereich von Kerosin erhalten werden können (vgl. AP 2.2.2).

Zur Oligomerisierung der Olefine aus dem DtO-Prozess wird ein bestehender Autoklavenversuchsstand unter Verwendung von am IKFT entwickelten Si-/Al-Oxid geträgerten Nickel-Katalysatoren verwendet. Mit Modellgemischen ermittelte, geeignete Katalysatoren und Reaktionsbedingungen werden auf die Oligomerisierung des Produktgemischs aus der DtO-Anlage übertragen. Die hergestellten Kraftstoffe werden bezüglich der Produktzusammensetzung, sowie weiterer kraftstoffrelevanter physikalisch-chemischer Eigenschaften untersucht. Der Verzweigungsgrad der Moleküle der Benzinfraktion wird nach einer Hydrierung und damit Eliminierung von Stereoisomeren bestimmt, um Rückschlüsse auf die Klopfestigkeit zu ermöglichen.

Bei TUBAF werden MtO-Katalysatoren vor dem Hintergrund einer flexibel arbeitenden Raffinerie verbessert bzw. angepasst. So wird bei der MtO-Stufe ein moderat saurer Katalysator entwickelt, der je nach Prozessbedingungen (T, p, WHSV) eine variable Selektivität bei der Olefin-Bildung (C₂-C₆) liefert, so dass die nachfolgende Oligomerisierungsstufe je nach wirtschaftlichem Bedarf primär entweder synthetisches Benzin, Kerosin oder schwerere Komponenten generiert. In diesem Zuge muss auch der Oligomerisierungskatalysator flexibel arbeiten können und entsprechend entwickelt werden. Analog der DtO-Route werden die Untersuchungen zunächst im Labor durchgeführt, wobei die Oligomerisate zur Stabilisierung final hydriert werden (Hydrofinishing). Hierzu wird ein kommerzieller Katalysator eingesetzt. Mit diesen Kenntnissen kann in einer flexibel arbeitenden Raffinerie das MTO-Produktspektrum gezielt eingestellt werden, um in der nachfolgenden Olefin-Oligomerisierungs-Stufe aromatenfreies Benzin, Kerosin oder Diesel/Heizöl zu erzeugen. Damit soll einem variablen MtO-Produktspektrum Rechnung getragen werden, um flexible Produktmengen an Benzin, Kerosin und Diesel/Heizöl zu erhalten.

Der Fokus der MtO-Katalysatorentwicklung liegt auf Materialien mit starken Lewis- und Brønsted-Säurezentren. Die Auswahl der Katalysatoren erfolgt auf Grundlage eigener Vorarbeiten im Ergebnis einer

intensiven Literaturrecherche zum Stand des Wissens, die die genannten Materialien als Ausgangssysteme für die Katalysatoroptimierung vorschlagen. Die wissensbasierte Identifizierung der leistungsfähigsten Materialien erfolgt durch einen systematischen iterativen Prozess mit Testung im Labor und entsprechender Materialcharakterisierung. Dabei sollen mindestens 10 verschiedene Zeolithtypen (FER, ZSM-5, SAPO, Zeolithe A, X, Y, L,...) mit je nach Verfügbarkeit 2-5 unterschiedlichen Si/Al-Verhältnissen und unterschiedlichen Partikelgrößen, mindestens 5 unterschiedliche Aluminiumoxidmodifikationen und mindestens 5 verschiedene Alumosilikate ($\text{Al}_2\text{O}_3/\text{SiO}_2$ -Mischoxide mit spezifischen Si-Anteilen) hergestellt, charakterisiert und getestet werden. Die Katalysatoren werden im Hinblick auf die Ursachen für die gefundene katalytische Aktivität/Selektivität analysiert. Benchmark ist ein kommerzieller ZSM-5-Katalysator. Für die Analyse der entstehenden Gasphase beschafft TUBAF einen passenden Gaschromatographen. Im anschließenden Feintuning werden die 2-3 als beste ausgewählten Katalysatoren durch Dotierungen (Promotoren) und Ionenaustausch weiter optimiert und damit reaktionstechnische Untersuchungen vorgenommen, um das entstehende Produktspektrum im Hinblick auf die in der nachfolgenden Prozessstufe erfolgende Herstellung von Benzin, Kerosin und Diesel/Heizöl zu evaluieren. Die besten 1-2 Katalysatoren werden in Bezug auf ihre Langzeitaktivität mindestens über mehrere Wochen untersucht, um deren chemische Stabilität gegenüber Koksablagerungen zu evaluieren.

Ziel der Arbeiten zur Olefin-Oligomerisierung ist die Entwicklung eines Katalysators zur Erzeugung von Kerosin sowie den Koppelprodukten (siehe oben). Bei den besten der in analoger Weise wie bei den MtO-Katalysatoren ausgewählten Zeolithe werden zusätzlich auch Modellkomponenten co-oligomerisiert, um die Katalysatoraktivität und -selektivität bei der Rezyklierung bestimmter Oligomere (z.B. C_9) in der technischen Anlage zu evaluieren. Hierfür ist eine apparative Änderung der Versuchsanlage notwendig. Mit dem gleichen wissensbasierten Konzept wie bei den MtO-Katalysatoren werden die geeignetsten Katalysatoren ausgewählt, erprobt und reaktionstechnisch charakterisiert. Für das anschließende Hydrofinishing werden Oligomerisate verwendet, die jeweils aus dem Benzin-, Kerosin- und dem Diesel-Produktionsmodus stammen. Die Untersuchungen werden an einer vorhandenen Anlage an einem kommerziellen, bereits vorliegenden Ni-Katalysator unter Variierung der Temperatur durchgeführt, um eine vollständige Hydrierung der Oligomerisate zu erreichen. Die quantitative Bewertung der Produktqualitäten sowie der Anteile an Benzin, Kerosin und Diesel/Heizöl erfolgt mittels GC-Analytik (simulierte Destillation). Basierend auf diesen Ergebnissen werden die Produktionsbedingungen definiert, mit denen in AP 2.2.3 die 50 L Charge an Oligomerisat erzeugt wird.

Für die MtG-Synthese werden neuartige Zeolith-Katalysatoren in Richtung geringer Aromaten- und Schwerbenzin-Anteile im Produkt weiterentwickelt. Dabei sollen insbesondere Porenstruktur als auch Art, Dichte und Stärke der für die Reaktion erforderlichen Säurezentren für höhere Selektivitäten zu klopffesten, gesättigten Kohlenwasserstoffen (speziell iso-Paraffine) maßgeschneidert werden, um ein aromatenarmes Benzinprodukt zu erzeugen. Neuartige MtG-Katalysatoren auf Zeolith-Basis mit alternativen Porenstrukturen werden ebenfalls untersucht. Dabei sind die Ringstruktur und der Porendurchmesser der genutzten Zeolithtypen von zentraler Bedeutung für die Porenselektivität und damit auch die Unterdrückung der Aromatenbildung. Als geeignete Zeolith-Kandidaten eignen sich insofern beispielsweise 8-, 10- und 12-Ring Zeolithstrukturen wie BEA, MOR, AEL, MTT, TON oder CHA. Daraus werden wie zuvor beschrieben 1-2 Katalysatoren als beste identifiziert, weiter verbessert und zur Ermittlung der optimalen MtG-Prozessbedingungen reaktionstechnisch weiter untersucht. Der geeignetste Katalysator wird dann für eine Benzin-Produktionskampagne in AP 2.2.2 eingesetzt.

Die experimentellen Ergebnisse der MtG, DtG/DtO- und MtO/Oligomerisierungsrouten stellen die Grundlage für das Scale-Up im nachfolgenden AP 2.2.2 dar, durch den ein TRL von 5-6 erreicht werden soll. Zusätzlich werden Kraftstoffmuster in der Größenordnung < 1 l für die Charakterisierung in AP 3 bereitgestellt.

Zur Untersuchung von Struktur-Aktivitäts-Beziehungen und der Katalysatoren kommen vielfältige, an den Instituten verfügbare Analysemethoden zum Einsatz, z.B. NMR, ICP-AES, FTIR, Raman-Spektroskopie, RFA, XPS und XRD. Diese werden durch Methoden zur Charakterisierung von Oberflächen und Methoden der Thermischen Analyse ergänzt, wobei insbesondere REM, TEM, BET und TPD, sowie TPR und TGA zu nennen sind.

AP 2.2.2 | Scale-up von MtX-Prozessen in TRL 5-6 (CAC, KIT-IKFT, TUBAF): Das Scale-Up der MtG-Prozesskette erfolgt an einer 4 L-Laboranlage zur Herstellung von ca. 100 kg synthetischem Benzin pro Versuchspunkt inkl. resultierender Schwerbenzinfraction für AP 2.2.3 beim Projektpartner CAC. Der beste MtG-Katalysator sowie der zu diesem Zeitpunkt beste Oligomerisierungskatalysator (aus AP 2.2.1) werden im Labor in ausreichenden Mengen hergestellt, d.h. 5-10 kg für MtG und ca. 5 kg für die Oligomerisierung. Die beiden Katalysatorpulver werden im Rahmen eines Unterauftrags am Fraunhofer-Institut IKTS extrudiert, bei TUBAF in einem 2 L Reaktor evaluiert und schließlich für die Testung zur Verfügung gestellt. Insgesamt sind 4 Versuchskampagnen zur Produktion von Benzin auf Basis

von erneuerbarem Methanol zu je ca. 600 h geplant. Das produzierte Rohbenzin wird dabei kampagnenweise semi-kontinuierlich bei CAC an einer vorhandenen Produktfraktionierung aufbereitet/ destilliert, die resultierenden Produkte bei verschiedenen Partnern charakterisiert und insbesondere das Schwerbenzin dem Projektpartner KIT-EBI für die weitere Aufbereitung zur Verfügung gestellt. Für erste Laboruntersuchungen sind dabei ca. 10 kg Schwerbenzin notwendig (Details siehe AP 2.2.3). Insgesamt sollen ca. 100 kg Schwerbenzin für die weitere Bearbeitung zur Verfügung gestellt werden. Die isotherme Fahrweise des Reaktors und Prozessbedingungen unter Verwendung des Katalysators aus AP 2.2.1 werden in Richtung geringer Aromatenanteile optimiert. Als Benchmark wird ein kommerzieller Katalysator eingesetzt. Die physikalisch-chemische Charakterisierung der eingesetzten Katalysatoren erfolgt bei KIT-IKFT bzw. TUBAF im Rahmen von AP 2.2.1. Das produzierte Stabilbenzin kann als Blend-Komponente im Ottokraftstoff-Pool der „grünen Raffinerie“ bzw. unter Einstellung der Oktanzahl als EN228-konformer Kraftstoff eingesetzt werden. Die Produktanalytik wird im Rahmen von REF4FU neben der routinemäßigen Standardanalytik bei CAC ebenfalls im Rahmen des AP 3, im Speziellen AP 3.1, 3.2 und 3.4, bei entsprechenden Projektpartnern Anwendung finden. Dafür ist geplant, ca. 300 kg Stabilbenzin des im Rahmen der Versuchskampagnen produzierten Kraftstoffs für weitere Forschungsinhalte und das entsprechende Blending bereitzustellen. Dabei sollen ca. 100 kg synthetisches Benzin auf Basis des in AP 2.2.1 neu entwickelten Katalysators erzeugt werden.

Das Scale-up der Prozesse zu DtG/DtO und MtO/Oligomerisierung wird auf Basis der Laborarbeiten in AP 2.2.1 im kleintechnischen Maßstab vorgenommen. Zuvor werden die in AP 2.2.1 synthetisierten Katalysatoren mit kommerziellen Mustern verglichen. Die Erzeugung von größeren Mengen Oligomerisat für AP 3 (100 L-Scale) erfolgt an einer Mini-Plant (TUBAF), an der zuvor Flüssiggasdosierung sowie Produkttrennung umgebaut werden müssen. Die Versuchsfahrten werden von TUBAF mit eigener Betriebsmannschaft durchgeführt.

AP 2.2.3 | Aufarbeitung von Schwerbenzinfractionen (CAC, KIT-EBI, TUBAF): Die MtG-Prozesskette erzeugt je nach verwendetem Katalysator und Betriebsweise einen Schwerbenzinanteil von 10-20 Gew.%, welcher erst nach Aufbereitung (Hydrocracking bzw. Hydrierung je nach angestrebter Produktzusammensetzung) weiter verwendet werden kann. Hauptprodukt sind nicht-aromatische Kohlenwasserstoffe, die als Benzinkomponenten mit einem so großen Beitrag zur Oktanzahl wie er sonst typischerweise durch Aromaten eingebracht wird, eingesetzt werden können. Ziel ist, neben der Verbesserung der Gesamtselektivität auch zu prüfen, inwieweit die Schwerbenzinfraction durch Aufbereitung (Ringspaltung und Kettenverlängerung) einer Kerosinfraction zugemischt werden kann. Vorversuche deuten auf diese Möglichkeit hin. Für die stark exotherme Hydrierung des Schwerbenzins soll ein gekühlter Reaktor entwickelt und im 1 kg/h-Maßstab realisiert werden. Die dafür notwendigen, vorbereitenden Laboruntersuchungen werden an Real-Schwerbenzin aus AP 2.2.2 durchgeführt (ca. 10 kg von Projektpartner CAC). Damit wird eine zielgerichtete Auslegung sowie ein Scale-up der Laborerkenntnisse in den größeren Maßstab gewährleistet. Die Analytik von Mitteldestillaten ist aufgrund des erhöhten Siedebereichs und der enormen Anzahl an Einzelkomponenten im Gemisch nicht ohne weiteres machbar. Gängige auf Einzelkomponenten kalibrierte Chromatographen (GC) stoßen schnell an ihre Grenzen. Aus diesem Grund soll zum Projektbeginn ein Chromatograph beschafft werden, mit dem es möglich ist, Proben zweidimensional über eine GC*GC-Methode aufzulösen. Diese erlaubt eine vollständige Aufschlüsselung der Probe nach Stoffgruppen.

AP 2.2.4 | Prozesstechnik zur Produktion von aromaten-armem Benzin und Mitteldestillat (CAC, KIT-IKFT, TUBAF): Aromaten-armes Benzin (<10 Gew.%) kann aus Methanol neben der Prozesskette MtG-Aufbereitung/Schwerbenzin-Blending auch über den Weg MtO-Oligomerisierung/Hydrofinishing erzeugt werden, für den ein Prozessvorschlag erarbeitet wird, bei dem neben Benzin auch Kraftstoffkomponenten für Kerosin und Diesel/Heizöl als Koppelprodukte anfallen. Neben den experimentellen Untersuchungen steht in AP 2.2.4 die Darstellung des Prozesses mittels Simulation sowie in Prozessfließbildern im Vordergrund.

Personaleinsatz	KIT-IKFT	KIT-EBI	CAC	TUBAF	
PM	72	56	110,4	155,5	
Meilensteine					
MS 2.2.1: Erfolgreiche Herstellung und Testung von DtG-Katalysatoren zur Herstellung von synthetischem Roh-Benzin im Labormaßstab (M12)					
MS 2.2.2: Erfolgreiche Herstellung und Testung von MtG-Katalysatoren und Aufskalierung zur Herstellung von synthetischem Roh-Benzin im Miniplant-Maßstab (M21)					
MS 2.2.3: Erfolgreiche Herstellung und Testung von Katalysatoren für die Olefin-Oligomerisierung zur Aufskalierung und Herstellung von aromatenfreiem Rohbenzin und Mitteldestillat (M20)					

MS 2.2.4: Herstellung von mindestens 50 L Olefin-Oligomerisat am entwickelten Katalysator (M22)
 MS 2.2.5: Herstellung von 100 L synthetischem Roh-Benzin am entwickelten Katalysator (M24)
 MS 2.2.6: Entwicklung eines gekühlten Reaktors für exotherme Hydrierreaktionen (M20)

AP 2.3		Pyrolyseöl-basierte Produkte	
Leitung	KIT-IKFT	Laufzeit	M 1-36
Ziele	<ul style="list-style-type: none"> ○ Ausarbeitung eines Aufarbeitungsweges zur Hydrierung biogener Pyrolyseöle zu Kraftstoffkomponenten für synthetische Kraftstoffe ○ Erzeugung von Produktmustern für AP 3 im Miniplant-Maßstab ○ Entwicklung eines skalierbaren Prozessdesigns 		
Teilarbeiten			
<p>Der aktuelle Stand von FuE zum Einsatz von Pyrolyseölen zielt auf die Mitverarbeitung oder das Blending von Pyrolyseölen mit fossilen Kraftstoffen ab. <i>REF4FU</i> zielt dagegen auf die Darstellung von Kraftstofffraktionen ab, die zukünftigen, synthetischen Kraftstoffen zugemischt werden können, wobei der Fokus im Produktspektrum bei Schiffskraftstoffen liegt.</p> <p>AP 2.3.1 Screening-Versuche zur Katalysatorentwicklung und -auswahl für die hydrierende Aufarbeitung und Konditionierung von Pyrolyseölfractionen (KIT-IKFT, DBFZ): Es wird untersucht, ob die Hydrierung Phasen-getrennter Pyrolyseöle Vorteile im Produktspektrum mit Fokus Schiffskraftstoffe zeigt. Als Edukt kommen dabei Pyrolyseöle aus Holz, Waldrestholz, Weizenstroh, Zuckerrohrbagasse und Nebenströmen anderer pyrolytischer Verfahren zum Einsatz (Kondensate aus der Holzkohleherstellung und Teere aus der Holzvergasung). Screenings werden mit selbst hergestellten und kommerziellen Katalysatoren in gerührten Autoklaven mit 50 ml Vorlage durchgeführt und die Produkte analysiert. Als Referenzkatalysatoren dienen Ru, Pd und Ni auf Aktivkohle bzw. SiO₂. Diese werden mit geeigneten Promotoren (Fe und Nb₂O₅) zur Steigerung der Ausbeute optimiert. Bei der Analytik der Feststoffe kommen ICP-OES, TPD, TPR, XRD und REM-EDX zum Einsatz. Die flüssigen Produkte werden durch GC/MS, GC/FID, GPC, NMR, Karl-Fischer Titration und Elementaranalyse charakterisiert. Anhand der van-Krevelen-Diagramme wird der Verlauf der Hydrierung und der Deoxygenierung gezeigt. Die schwere Phase von Pyrolyseöl hat oligomeres Pyrolyselignin als Hauptbestandteil. In diesem Fall ist neben der Hydrodeoxygenierung auch das Aufbrechen von Ether- oder Esterbrücken zwischen den phenolischen Monomereinheiten zielführend, wohingegen in der Leichtfraktion vor allem C2-C6 Verbindungen zu finden sind und ein gewissen Grad an Additionsreaktionen erlaubt und sogar erwünscht ist. Um diesen Sachverhalt näher zu beschreiben werden die Produkte auch in ihrer Molekülgröße charakterisiert, was über GPC erfolgt. Aufgrund der unterschiedlichen Erfordernisse ist zu erwarten, dass sich die optimalen Reaktionsbedingungen (vor allem Katalysatorwahl und Temperatur) zwischen Schwer- und Leichtfraktion unterscheiden.</p> <p>Die Pyrolyseölfractionen im 20 kg-Maßstab an der Technikumsanlage des KIT-IKFT hergestellt. Zur Abtrennung der Heterokomponenten (Metallkationen, Phosphat, Silikat, Chlorid, Schwefel- und Stickstoffkomponenten) können weitere Prozessschritte und -anpassungen nötig werden. Versuchsweise sollen auch Bioöle aus anderen Quellen mit einbezogen werden, nämlich solchem aus der Herstellung von Biokohle (Fa. Profagus, Carbex) oder der Festbettvergasung (Fa. BDI, RegaWatt). In der Summe werden daraus rund 10 Leicht- und Schwerphasenfraktionen gewonnen.</p> <p>Für die verschiedenen Reaktionssysteme (Pyrolyseöl mit jeweiligen Katalysatoren) wird die optimale Temperatur des Upgradings anhand folgender Daten bestimmt: Maximale Flüssigkeitsausbeute, Wasserstoffaufnahme, Deoxygenierungsgrad, Molekülgrößenverteilung. Von den 3 Katalysatorrezepturen mit den besten Ergebnissen werden Alterungsversuche durchgeführt (mindestens 3 aufeinander folgende Upgrading Versuche, dann Katalysatorreinigung, Calcinierung, ggf. Hydrierung und ein abschließender Versuch mit dem reaktivierten Katalysator. Falls eine signifikante Katalysatorvergiftung auftritt z.B. aufgrund von Metallkationen, Chlorid und Schwefelkomponenten wird ein Schutzbett vorgeschaltet bzw. auch ein schwefelverträglicher molybdän-basierter Katalysator verwendet. Am Beispiel der 3 ausgewählten Katalysatorrezepturen wird durch Vergleich der jeweiligen Reaktionen gezeigt, ob sich aus der getrennten Aufarbeitung der Pyrolyseölfractionen ein Vorteil für die Verwendung der Produkte als Schiffsdiesel ergibt. Auf den Erfahrungen von AP 2.3.1. baut das folgende AP auf.</p>			

Die flüssigen Einsatzstoffe und Produkte werden eingehend mittels Summenparametern z.B. durch Bestimmung der Dichte, Viskosität, Heizwert, S/N/C/H via Elementaranalyse, Asche- und Wassergehalt sowie mittels GC-MS, FTIR und NMR bzgl. der stofflichen Zusammensetzung analysiert. Die Gasphasenanalyse gibt Aufschluss über Gasbildung und H₂-Verbrauch.

AP 2.3.2 | Erzeugung von Produktmustern zur Erprobung in AP 3 (DBFZ, KIT-IKFT: Die zur Herstellung von Kraftstoffkomponenten als am aussichtsreichsten identifizierten 3 Produkte aus AP 2.3.1 werden in einem als semi-batch betriebenen Rührkesselreaktor (DBFZ) sowie einem kontinuierlich betriebenen Riesebettreaktor (bis zu 1 kg/h, KIT-IKFT) zur Bestimmung von Prozessdaten näher untersucht.

Der Rührkesselreaktor (500 ml) verfügt über eine kontinuierliche Druckregulierung bei konstanter Reaktionsgaszufuhr, die Möglichkeit zur in-situ Probenahme der Flüssigphase und eine Temperaturregulierung im Bereich von etwa 20 - 550 °C. Darüber hinaus kann die austretende Gasphase hinsichtlich ihres Volumenstromes und Zusammensetzung untersucht werden, was insbesondere für den Wasserstoffverbrauch über die Zeit interessant ist.

Der kontinuierliche Riesebettreaktor wird mit einem Flüssigkeitsdurchsatz von 0,2-1 L/h, Drücken zwischen 100 und 300 bar und Raumgeschwindigkeiten bis zu 6 h⁻¹ (bezogen auf die Flüssigkeit) betrieben. Reaktionsparameter können während des Versuchs verändert werden und auch ein Temperaturprofil im Reaktor ist möglich. Katalysatoren im kontinuierlichen Hydrierreaktor müssen als Körner, Pellets oder Tabletten in der Größenordnung um 3-4 mm vorliegen, um genügend Durchlässigkeit für die Flüssigkeit zu gewährleisten. Eine Anlage zur Tablettierung ist im KIT-IKFT vorhanden (vgl. AP 2.2.1), andere Methoden der Formgebung werden extern vergeben.

Ziel der Versuche in AP 2.3.2 ist neben der Skalierung der Ergebnisse und der Erzeugung relevanter Produktmuster für AP 3 auch die Quantifizierung der spezifischen Wasserstoffverbräuche und die qualitative Bewertung der Produkteigenschaften. Mehrstufige Ansätze zum Upgrading der Eduktfraktionen zu Blendkomponenten für Schiffskraftstoffe sind bedingt durch die Qualität der Eduktfraktionen heute bereits Stand des Wissens und werden in aufeinander folgenden Durchläufen mit den Zwischenprodukten realisiert, die jeweils wieder als Einsatzstoff dienen.

Die Untersuchungen in den genannten Skalierungen werden für insgesamt 6 ausgewählte Eduktfraktionen (vgl. AP 2.3.1) vorgenommen. U.a. werden 10 L hydriertes Pyrolyseöl aus Holz und jeweils 5 L aus getrennter Leicht- und Schwerfraktion hergestellt. Jeweils weitere 5 L dieser hydrierten Fraktionen werden fraktioniert destilliert und als Kraftstoffkomponenten an AP 3 übergeben.

Die Versuche werden analytisch durch Produktcharakterisierungen begleitet. Relevant für die Bilanzierung sind die Untersuchung der Flüssigphase (z.B. durch Bestimmung der Dichte, Viskosität, Heizwert, S/N/C/H via Elementaranalyse, Asche- und Wassergehalt) und der Gasphase (H₂, kurzkettige KWST). Für ausgewählte Proben kann auch die genaue Darstellung der stofflichen Zusammensetzung (GC-MS, NMR) und des Siedeverhaltens der Flüssigphase (z. B. via SimDist) notwendig werden. Wässrige Nebenströme der Prozesse werden ebenfalls chemisch analysiert. Es wird recherchiert, welche der Bestandteile als Kraftstoffkomponenten nutzbar sind (z. B. Hydroxyacetone, Propandiol). Alternativ werden auch deren Reaktionsprodukte in Betracht gezogen (z.B. Methoxyacetone, Acetoxypropanone, Methylisobutylketone, 4-Methyl-2-pentanol).

AP 2.3.3 | Erstellung eines technischen Konzepts (EDL, KIT-IKFT, DBFZ): Basierend auf der Pyrolyseölqualität und den Ergebnissen aus AP 2.3.1 und 2.3.2 wird eine industrielle Prozessroute entwickelt. Ziel der Prozessroute ist die Herstellung eines spezifikationsgerechten Schiffskraftstoffes der Qualität HFO (Heavy Fuel Oil) oder einer Blendkomponente für diesen Kraftstoffpool. In Hinblick auf ein Gesamtkonzept einer zukünftigen Raffinerie wird die Integration von Prozessströmen aus bzw. zu den anderen Technologiepfaden berücksichtigt. Eine Herausforderung ist dabei die Tatsache, dass nicht einfach kommerzielle Programmpakete zur Auslegung der technischen Komponenten eingesetzt werden können. Viele Eigenschaften der hier verwendeten Stoffgemische sind dort nicht hinterlegt. Es müssen daher neben der Verwendung der erst in AP 2.3 ermittelten Stoffdaten ggf. auch Schätzwerte und Analogiebetrachtungen zu Rate gezogen werden.

Personaleinsatz	DBFZ	EDL	KIT-IKFT	
PM	13	9	93	
Meilensteine				
MS 2.3.1: Parameter- und Katalysatorwahl zur hydrierenden Aufarbeitung von Pyrolyseölfractionen, Auswahl der für die Herstellung von Kraftstofffraktionen am besten geeigneten Produkte (M12)				

MS 2.3.2: Erzeugen von 3 Produktmustern bei optimalen Betriebsbedingungen (M20, M 24, M28)
 MS 2.3.3: Technisches Konzept zur Aufarbeitung der Pyrolyseöle (M30)

AP 3 | Kraftstoffformulierung, -erprobung und -zulassung

Leitung	DLR	Laufzeit	M 1-36
Ziele	<ul style="list-style-type: none"> ○ Definition zukünftiger Kraftstoff-Anwendungsszenarien ○ Definition des durch Raffineriekonzepte möglichen Kraftstoff Design Space ○ Identifikation und Erprobung von Produkten mit hohem Anwendungspotential: Bewertung der Produkte auf Konformität mit aktuellen und zukünftigen Normen in den verschiedenen Anwendungssektoren ○ Optimierung von Kraftstoffformulierungen bzgl. Leistung und Emissionen 		
Teilarbeiten			
<p>AP 3.1 Formulierung heutiger und zukünftiger Kraftstoffe (DLR, DBFZ, INERATEC, KIT-EBI, -IFKM, -IKFT, -IMVT, PAG, CAC, TUBAF)</p> <p>Bisherige Kraftstoffformulierungen basierten auf den Produktkomponenten und Erfahrungen einer rohöl-basierten Raffinerie. Auch die in Kraftstoffspezifikationen definierten Anforderungen an die Produkte basieren größtenteils auf einem empirischen Verständnis des Zusammenhangs zwischen Rohöl-basierten Kraftstoffen und dem Betriebsverhalten der Rohöl-basierten Kraftstoffe in den verschiedenen Anwendungssektoren. Eine komplett auf erneuerbaren Rohstoffen-basierte Raffinerie bricht gleichzeitig mit mehreren der bisherigen Grundannahmen für eine erfolgreiche Kraftstoffformulierung. So können z.B. bestehende Kraftstoffspezifikationen nur eingeschränkt als Zielgrößen für Kraftstoff- Formulierung verwendet werden. Die Problematik unklarer Zielgrößen für die Formulierung wird verschärft durch die branchenübergreifende Notwendigkeit den Klimaeinfluss zu minimieren. Der starke Handlungsdruck beeinflusst zukünftige Anwendungsszenarien in allen Sektoren und wird sich voraussichtlich in den Normen (siehe Entwicklungen in der Luftfahrt zu 100% SAF), sowie darüberhinausgehende Anforderungen an den Kraftstoff niederschlagen, z. B. Maßnahmen zur Reduktion emissionssteigernder Kraftstoffkomponenten niederschlagen.</p> <p>In AP 3.1 werden die Randbedingungen für die Formulierung heutiger und zukünftiger Kraftstoffe systematisch ermittelt und anhand der aus AP 2 bereitgestellten Kraftstoffkomponenten (Fraktionen aus FT-Kohlenwasserstoffen, DtG/MtG-Prozess, Olefinoligomerisation, Hydrierprodukte aus Schwerbenzin und Pyrolyseölen) umgesetzt. Diese Schritte zur Umsetzung der Phase 1 und 2 der REF4FU Vorgehensweise zur Formulierung, Erprobung und Bewertung von Kraftstoffen stellen sich folgend im Konkreten dar:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Definition potentieller, zukünftiger Anwendungsszenarien in den Verkehrssektoren Luftfahrt (DLR), Straße (IFKM) und Schifffahrt (IFKM) und darauf basierende Ableitung notwendiger stofflicher Anforderungen (Screening) und technischer Performanceanforderungen (Bewertungsparameter) an zukünftige Kraftstoffe (vgl. Abb.2) - hier Stage-Gate Prozess einfügen (ASG, DLR, KIT-IFKM) • Definition des Design Space: Bildung einer Blending-Matrix unter den Aspekten der Blendbarkeit und Entmischungsneigung für Produkte aus den möglichen Prozess-/Produktkombinationen (ASG, DLR, TUBAF, KIT-EBI, -IFKM, AP2 Partner) • Iteratives Vorgehen zur Exploration des Design Spaces: <ul style="list-style-type: none"> ○ Abmischung von Testkraftstoffen anhand der bereitgestellten Komponenten und den Anforderungen an den Design Space, sowie ggf. den Erfahrungen aus der vorangegangenen Iterationsschleife bestehend aus Abmischung, Screening und technischer. (DLR, KIT-EBI, -IFKM) ○ Bewertung des Design Spaces: Analyse der Sensitivität der Blendparameter basierend auf Feedback aus AP 3.2-3.4. (DLR) ○ Ableitung von Anforderungen für Blending der Komponenten um optimierte Formulierungen erreichen zu können (DLR, KIT-IFKM) <p>AP 3.2 Screening der Produkte (ASG, DBFZ, DLR, KIT-EBI, -IFKM, -IKFT, -IMVT)</p> <p>Mit den in REF4FU abgebildeten Technologiepfaden können unter Variation der Prozessschritte, Prozessparameter sowie aus der Kombination der daraus entstehenden Komponenten eine Vielzahl potentieller Kraftstoffe für die verschiedenen Sektoren hergestellt werden. Die Charakterisierung dieser Produkte als Portfolio an Ausgangsstoffe für die Kraftstoffformulierung ist in den AP 2.1, 2.2 und 2.3 verortet. Es kann jedoch eine Teilmenge der Produkte technisch sinnvoll als Kraftstoffe in heutigen und</p>			

zukünftigen Transportsystemen eingesetzt werden. Für eine effiziente Kraftstoffentwicklung besteht zudem die Notwendigkeit schnelles Feedback an die Prozessentwicklung in AP 2 zu geben; idealerweise zu einem Zeitpunkt an dem die Prozesse noch ohne große Kosten angepasst werden können.

In AP 3.2 werden die Kraftstoffkandidaten mittels niedrig volumetrischer Methoden (<100 mL) charakterisiert und anschließend mit den in AP 3.1 definierten Screening verglichen. Kraftstoffkandidaten welche den Screening Parametern des jeweiligen Anwendungssektor entsprechen, werden für die jeweilige technische Bewertung (AP 3.3-3.5) empfohlen (AP 2: Herstellung für Testung relevanter Mengen im kg-Maßstab an Komponenten). Die Schritte zur Umsetzung der Phase 2 Screening stellen sich wie folgt dar:

I) Screening anhand der Kraftstoffzusammensetzungen:

- Charakterisierung der detaillierte Zusammensetzung mittels GCxGC-MS/FID der Proben aus den drei Hauptsträngen: FT-Produkte (AP 2.1) Methanol basierte Produkte (AP 2.2) und Pyrolyseöl basierte Produkte (AP 2.3), sowie der formulierten Kraftstoffe. Das Screening erfolgt primär auf Basis der bewährten analytischen Methoden (DLR). Die in Sektion IV) erarbeiteten Methoden (ASG) werden parallel erprobt und für das Screening validiert.
- Screening der Kraftstoffkandidaten mittels Vergleich der Kraftstoffzusammensetzungen mit Anforderungen aus Spezifikationen sowie Vergleichswerten aus Datenbanken (ASG, DLR, INERATEC, KIT-EBI, -IKFT, -IMVT)

II) Screening anhand der stofflichen Eigenschaften:

- Charakterisierung stofflicher Eigenschaften wie Dichte, Gefrierpunkt, H-Content, Siedeverhalten, Cetanzahl mit spezifikations-relevanten Messmethoden (DLR, KIT-IKFT, -EBI)
- Charakterisierung der Dichte, Viskosität, Heizwert, Oktanzahl über Flüssig-FTIR (KIT-IKFT, -EBI)
- Messung vom Yield Sooting Index (YSI) über KI gestützte Methoden, wie z.B. FTIR Analyse der flüssigen Probe und Berechnung des YSI mittels KI. (KIT-EBI)
- Vorhersage stofflicher Eigenschaften mittels Zusammensetzungs-Eigenschafts-Modelle, sowie Sensitivitätsanalyse des Einflusses verschiedener Molekular-struktureller Features auf die vorhergesagten Stoff- und Performancegrößen (DLR)
- Screening der Kraftstoffkandidaten mittels Vergleich der ermittelten Stoffeigenschaften mit Anforderungen aus Spezifikationen sowie Vergleichswerten aus Datenbanken (DLR, INERATEC, KIT-EBI, -IKFT, -IMVT)

III) Screening anhand der Gemischbildung

Die Gemischbildungs- Kraftstoffeigenschaftenbeziehungen werden mittels optischer Analysen in einer optisch zugänglichen Druckkammer bestimmt. Relevante Sprayparameter (z. B. Strömungsfelder, Tropfengröße und Verteilung) werden unter Motorsystemrandbedingungen (Druck, Temperatur) mittels bildgebender Verfahren (Mie Shadowgraphy, PIV und LIF) bestimmt.

- Das Spraybild der Kraftstoffe zeigt unter unterschiedlichen (Kraftstoff)Temperatur- und Druck-Bedingungen (der Kraftstoffe und des Gegendruckes) die Eignung in der Gemischbildung auf. Hier lassen sich schon potenziell zu hoher Partikelemission neigende Blends aussortieren bzw. Die geeigneten Blends zu selektieren. (KIT-IFKM)
- Das Spraybild der Pyrolyseöl-basierten Kraftstoffe unter Stickstoffatmosphäre wird wegen den auch durchgeführten Entflammungsuntersuchungen unter Sauerstoffatmosphäre im AP 3.5 durchgeführt. Hier werden neben der Siedelinie aber auch weitere Merkmale wie Schmie-reigenschaften und Filtrierbarkeitsgrenze (Cold filter plugging point) analysiert und auf Basis dieser Charakteristika schon die relevanten Kraftstoffe selektiert (KIT-IFKM).

IV) Anpassung/Entwicklung geeigneter Analysenmethoden

Die für die heute eingeführten Kraftstoffe und Kraftstoffkomponenten verfügbaren Methoden sind nicht zwangsläufig auch für alle zukünftigen Kraftstoffgemische geeignet. Für im Projekt auszuwählende Kraftstoffe bzw. Kraftstofffraktionen werden bei ASG in der Entwicklung befindliche Methoden erprobt und validiert (ASG, DLR, KIT-IFKM).

Zur Analyse der Zusammensetzung von Jet Fuel haben sich seit einigen Jahren verschiedene GC-Methoden wie z.B. ASTM D2887 zur Bestimmung des Siedeverhaltens oder IP585-10 bzw. ASTM D7797 zum Nachweis von Biodiesels Spuren (FAME) etabliert. Seit 2019 steht mit der ASTM D8267 ein weiteres GC-Verfahren zur Messung des Aromatengehalts in Jet A1 zur Verfügung, das seit 2020 in

die Spezifikation von Jet Fuel (ASTM D1655) aufgenommen wurde. Dabei kommt ein neuartiger Detektor (VUV) zum Einsatz, der die Absorption organischer Verbindungen im kurzwelligen UV-Bereich nutzt.

Zusätzlich zu gängigen Routineverfahren, wurden bei ASG zur genaueren Untersuchung von Mitteldestillaten zweidimensionale Gaschromatographie-Methoden (GC×GC) etabliert. Hierbei ist es möglich selbst komplexe Substanzgemische durch den Einsatz von zwei hintereinandergeschalteten Kapillarsäulen unterschiedlicher Polarität chromatographisch zu trennen. Die als GC×GC-FID benannte Versuchsanordnung erlaubt die Unterscheidung von n-/iso-Alkanen, Cyloalkanen, Mono-, Di- und Tri-Aromaten und FAMES. Eine noch detaillierte Analyse kann durch den Einsatz selektiver Detektoren erreicht werden, wodurch eine weitere Unterscheidung von Verbindungsklassen stattfinden kann. Die Anwendung der Massenspektrometrie als Detektor (TOFMS) ermöglicht dabei auch Analysen im Spurenbereich. Ein Nachteil dieser bei ASG routinemäßig durchgeführten Analysemethoden ist, dass die Unterscheidung von Cycloalkanen und Alkenen auch damit nicht möglich ist.

Die ASTM D8267 sieht zur selektiven Bestimmung des Aromatengehalts in Kerosin ein GC-Verfahren mit einem VUV-Detektor vor (GC-VUV). Mit dieser Technologie ist es prinzipiell möglich, eine detaillierte Unterscheidung unterschiedlicher Kohlenwasserstoffklassen durchzuführen. Auf Basis der charakteristischen Absorptionsspektren können auch Cycloalkane und Alkene unterschieden werden, was beispielsweise zur Analyse von Ottokraftstoff bereits zum Einsatz kommt (PIONA bzw. DHA). Um diese Unterscheidung auch auf das deutlich komplexer zusammengesetzte Kerosin zu übertragen, ist eine leistungsfähigere chromatographische Vortrennung erforderlich. Dies ist mit Hilfe der zweidimensionalen Gaschromatographie (GCxGC) zu erreichen. Da diese Technik prinzipiell mit dem VUV-Detektor kombinierbar ist, wird erwartet, dass die zweidimensionale Gaschromatographie kombiniert mit einem VUV-Detektor (GCxGC-VUV) in der Lage sein wird, Cycloalkane und Alkene in Kerosin zu separieren und zu quantifizieren. Für Ottokraftstoff konnte die Machbarkeit dieses Geräteaufbaus seitens ASG bereits bestätigt werden. Daher wird die ASG dieses Verfahren inkl. der für die Auswertung der Messdaten erforderlichen Software im nächsten Jahr entwickeln. Dieses analytische Know-How ist für die Beurteilung verschiedener neuartiger Kraftstofffraktionen sowie Zwischen- und Endprodukte von entscheidender Bedeutung und kann in dieses Projekt eingebracht werden.

AP 3.3 Technische Bewertung erzeugter potentieller Flugkraftstoffe (DLR)

Die Performance eines Kraftstoffes in einem Triebwerk ist abhängig von Zusammenwirken der verschiedenen physikalischen und chemischen Eigenschaften des Treibstoffes mit dem jeweiligen technischen System und Betriebsbedingungen. Über einen Vergleich von Kraftstoffzusammensetzungen und Stoffeigenschaften mit Erfahrungswerten können tragfähige Aussagen zur Eignungsfähigkeit eine Vielzahl an Kraftstoffkandidaten getroffen werden (AP 3.2). Je relevanter die Bewertung für eine Zulassung des Herstellungsprozesses und je andersartiger der Kraftstoff zu bereits zugelassenen Kraftstoffen ist, je relevanter ist die Testung des Kraftstoffkandidaten in technisch relevanten Systemen. Hier ist die Ermittlung des Treibstoffeinflusses auf sicherheitsrelevante Triebwerksperformancegrößen, wie z.B. dem mageren Verlöschen, sowie dem Treibstoffeinfluss auf das Emissionsverhalten von großer Bedeutung. Letzteres gewinnt insbesondere wegen der Notwendigkeit in der Luftfahrt Nicht-CO₂ Effekte auf das Klima, z.B. durch Kondensstreifen induzierte Zirruswolken zu reduzieren massiv an Bedeutung.

In AP 3.3. wird die technische Bewertung ausgewählter (AP 3.2) Flugkraftstoffkandidaten durchgeführt. Ein besonderer Fokus liegt auf der Ermittlung des Emissionsverhalten und einer darauf basierenden Abschätzung des Einflusses auf Nicht-CO₂ Effekte auf das Klima. Die Schritte zur Umsetzung der Phase 3 technische Bewertung von Flugkraftstoffkandidaten stellen sich wie folgt dar:

- Identifikation und Auswahl geeigneten Probenraumes insbesondere der herstellbaren Aromaten und Naphthen Fraktionen aus AP 2. Auf dieser Basis erfolgt die Festlegung der Versuchsmatrix folgenden Bestimmung des Emissionsverhalten im Probenraumraum (DLR)
- Systematische Vermessung des Emissionsverhalten und Verlöschverhaltens in Modellflammen mittels Laser Induzierter Inkandeszenz (LII). Prototypische, und soweit vorhanden, reale Produkte sowie ausgewählte Reinstoffe werden hier hinsichtlich ihres Rußverhaltens systematisch vermessen. Die Matrix der zu untersuchenden Produkte umfasst dabei den gesamten Zusammensetzungsraum der im Projekt zugänglichen Substanzklassen, vor allem Naphthenen und Aromaten. Auf Basis dieser Untersuchung ist eine fundierte Bewertung der erzeugten Produkte und die Ableitung von entsprechen Indices (z.B. YSI) möglich. (DLR)
 - Aufbau und Validierung (DLR)
 - Systematische Vermessung der Treibstoff Matrix und Auswertung (DLR)
 - Bereitstellung Messtechnik (DLR)

- Untersuchung der PAH Bildung nach Zündung an ausgewählten Proben: Bestimmung der PAH Bildung (>Anthracene) am Single-Pulse-Stoßrohr unter realitätsnahen Druck und Temperatur Bedingungen. Vergleichende Untersuchungen der Art und Menge an Großen PAHs an ausgewählten Realtreibstoffen und Prototypen (DLR)
- Bewertung und Abschätzung Nicht-CO₂ Effekte basierend auf den oben erzielten Ergebnissen (DLR)

AP 3.4 | Testung und technische Bewertung potentieller Straßenkraftstoffe (KIT-IFKM, -EBI, PAG)

Die Entflammungs-Kraftstoffeigenschaftenbeziehungen werden mittels optischer und thermodynamischer Analysen an (teil-) transparenten Einhubtriebwerken für den ottomotorischen und dieselmotorischen Prozess gewonnen. Durch die High-Speed-Visualisierung der Chemilumineszenz (OH Radikale) wird das Entflammungsverhalten und die Flammenausbreitung umfassend charakterisiert. Zusätzlich erfolgt eine Analyse der (frühen) Rußbildungsphase mittels 2-Farben-Pyrometrie und FTIR. Abschließend wird die Verbrennungs- und Emissionsverhalten-Kraftstoffeigenschaftenbeziehung an optisch zugänglichen Forschungseinzylinder-Aggregaten bestimmt. Durch eine gezielte Variation von Lastzuständen, Lastverläufen und Motorparameterausprägungen mit kombinierter thermodynamischer (Indizierung), optischer (High-Speed-Visualisierung) und Emissionsanalyse (Abgasmesssysteme: Gase und Partikel - Größenverteilung, Anzahl) kann das Systemverhalten ganzheitlich analysiert werden. Nach Abschluss der experimentellen Untersuchungen wird eine umfassende Ergebnismatrix der Systemverhalten-Kraftstoffeigenschaftenbeziehung für Hubkolbensysteme aufgestellt.

Kraftstoffmengenstufe	Testsystem
< 10 ml	Druckkammer
10 < 1000 ml	Druckkammer, EHT
> 1000 ml	Druckkammer, EHT, EZ

- Optische Analysen zur Entflammung im transparenten Einhubtriebwerk (EHT) (KIT-IFKM)
- Analyse der Rußbildungsphasen (2-Farben-Pyrometrie und FTIR an EHT und EZ) (KIT-IFKM)
- Sensitivität der Partikelbildung und der Brenneigenschaften des aromatenfreien Kraftstoffes hinsichtlich Einspritz- und Zündzeitpunkt (ggf. erweitert durch alt. Zündsysteme) bei Analyse der Partikelgrößenverteilung und ggf. der Rußreaktivität an einem Einzylinder (KIT-IFKM) mit PAG

AP 3.5 | Testung und technische Bewertung erzeugter potentieller Schiffskraftstoffe (KIT-IFKM mit Unterauftrag Uni Rostock)

Die Analyse von Kraftstoffen für Schiffsdiesel-Anwendungen wird stark von den im Vergleich zu Straßenanwendungen größeren Dimensionen beeinflusst (0,1 L – 1 L in der Laboranalyse, 20-50 L und bei aussichtsreichen Kraftstoffgemischen im Einzelfall in der sog. Hochdruck-Kammer). Die Tests müssen deswegen in speziellem Equipment für den Schwerölbereich durchgeführt werden. Mit Blick auf die Einsatzrandbedingungen werden Themen wie die Neigung zu Ablagerungen dominanter als bei den kürzeren Laufzeiten der in AP 3.4 betrachteten Anwendungen. In diesem AP ist die Sprayanalyse in der Druckkammer Ausgangspunkt für zwei unterschiedliche Analysen:

- Die Sprayanalyse in Stickstoff zur Beschreibung des Strahlaufbruchs und der Gemischbildungseignung
- Die Entflammungseignung in Sauerstoff-haltigen Atmosphären, die erlaubt, Aussagen zum Zündverzögerung und damit der Selbstzündungseignung zu machen.

Aus diesen beiden Größen können wesentliche Charakterisierungsmerkmale der Kraftstoffblends abgeleitet werden.

Personaleinsatz	DLR-VT	IFKM	DBFZ	CAC, INERATEC KIT-IKFT/-IMVT/-EBI, TUBAF
PM	82	80	3,5	je 3

Meilensteine

MS 3.1: Potentieller Design Space definiert (M9)

MS 3.2: Screening des Design Space abgeschlossen: Potentielle Kraftstoffe für die verschiedenen Anwendungsszenarien definiert (M24)

MS 3.3: Technische Bewertung (Performance und Emissionen) abgeschlossen (M32)
 MS 3.4: Zulassungsstrategien für neuartige Kraftstoffe erarbeitet (M36)

AP 4 | Aufstellung und Bewertung integrierter Raffineriekonzepte, Kostenanalyse, Synergie- und Optimierungspotenziale

Leitung	KIT-IIP	Laufzeit	M 1-48
Ziele	<ul style="list-style-type: none"> ○ Ableitung ausgewählter vernetzter Gesamtkonzepte aus dem Prozess- und Produktportfolio ○ Techno-ökonomische und ökologische Bewertung relevanter Raffineriekonzepte unter methodischer Berücksichtigung unterschiedlicher Entwicklungsgrade ○ Ermittlung von Synergie- und Optimierungseffekten der vernetzten Gesamtkonzepte 		
Teilarbeiten			
<p>AP 4.1 Relevante Prozesskonstellationen (<u>KIT-IIP</u>, ALLE) Identifizierung relevanter Prozesskonstellationen und Produktionskapazitäten unter Berücksichtigung der entsprechenden Rohstoffbasis. Dabei sollen sowohl die Integration der Raffination der betrachteten Kraftstoffprodukte in bestehende Raffinerien betrachtet werden (Retrofitting/Brownfield-Ergänzung), als auch (dezentrale) Greenfield-Ansätze berücksichtigt werden. Neben konventionellen Großanlagen spielt hier auch die Mikroreaktionstechnik eine Rolle. Auch wenn in <i>REF4FU</i> die Feedstock- und Energieverfügbarkeit nicht separat studiert werden soll, so muss diese doch auf Basis vorhandener Studie sorgfältig berücksichtigt werden. Deshalb sollte die Feedstock- und Energieverfügbarkeit ausreichend intensiv diskutiert und die Basis zur Auswahl relevanter Prozesskonstellationen gut dokumentiert werden.</p> <p>Einschränkungen hinsichtlich der zu betrachtenden Prozesskonstellationen ergeben sich unter anderem in Abstimmung mit den Aufgabenbereichen der anderen Arbeitspakete. Hierbei fließen regulatorische Aspekte (AP 5.2), Kraftstoffanforderungen (AP 3) und Produktionskapazitätsziele (AP 5.1) ein.</p> <p>KIT-IIP: KIT-IIP organisiert den strukturierten und dynamischen Austausch von Informationen, Einschätzungen und Kompetenzen innerhalb der Projektpartner. Hierfür werden allen voran Workshops unter Beteiligung aller Partner und Gesprächsrunden ausgesuchter projektinterner Ansprechpartner vorgesehen. Es ist vorgesehen, etwa drei beispielhafte Szenarien zu entwerfen, die in AP 4 und 5 im Detail weiter betrachtet werden. Diese unterscheiden sich in Art und Mengenverhältnis der jeweiligen Kraftstoffkomponenten, der Prozesswege und der Skalierung dezentraler und zentraler Prozessschritte.</p> <p>TUBAF bringt ihre Kompetenzen zu den MtX-Verfahren ein, um den Ist-Zustand dieser Technologien zu beschreiben und Erfordernisse an angepassten Prozessführungskonstellationen in der Raffinerie zu definieren. INERATEC bringt hier seine Kompetenzen zur Aufarbeitung von FT-Produkten in einer Raffinerieumgebung ein und wählt für mögliche weitere Arbeiten eine vielversprechende Route zur Maximierung der Produktausbeute aus. Darüber hinaus bewertet die INERATEC mit den Partnern die Ergebnisse der Aufbereitungsschritte, die im Rahmen dezentraler Aufarbeitung gewonnen wurden, anhand wirtschaftlicher Gesichtspunkte und trifft damit Entscheidungen hinsichtlich der Weiterverfolgung dieser Schritte als mögliche Prozessstufen in INERATEC Anlagen.</p> <p>MiRO zeigt insbesondere Optionen zur Parallel-Verarbeitung in bestehenden Prozessanlagen und zur Weiterverarbeitung von Nebenprodukten auf. Die weiteren Projektpartner bringen in organisierter Struktur ihre Expertise mit ein, um eine gefestigte Wissensbasis und eine gemeinsame Grundlage zu vereinbaren, auf der sich die weiteren Analysen und Arbeiten in AP 4 stützen. (CAC, DBFZ, DLR, EDL, IC, KIT-IKFT, -IMVT, -IFKM, -EBI)</p>			
<p>AP 4.2 Anforderungen an die Infrastruktur. (<u>DBFZ</u>, alle) Hierzu erfolgt die Erarbeitung der infrastrukturellen Anforderungen für den operativen Betrieb der integrierten Raffineriekonzepte (Bezug grob WTT) sowie das Inverkehrbringen der Kraftstoffe bis zum Endnutzer (Bezug jeweils grob TTW). Berücksichtigt werden beispielsweise infolge regulatorischer Aspekte resultierend aus der Vorgabe der Zusätzlichkeit für die Erzeugung und Bereitstellung von erneuerbarem Strom für PtX/SynBioPtX-Konzepte (sog. Additionality-Regel, vgl. AP 5.1), operative Anforderungen mit Bezug zur Logistik (u. a. mit Bezug auf REACH, Kraftstoffnormen, Kraftstoffblending und Transport) in Abstimmung mit AP 3. (M7-18)</p> <p>Analog zu AP 4.1 ist Hauptaufgabe des KIT-IIP (2 PM) das Zusammenbringen der Informationen, Einschätzungen und Expertisen der beteiligten Projektpartner in Gesprächsrunden und Arbeitskreisen.</p>			

Abgesehen von den Ergebnissen aus AP 4.1 ist es für das KIT-IIP hier das Ziel, Anforderungen und Einschränkungen, die sich hinsichtlich der Infrastruktur ergeben, bezüglich der nachfolgenden Prozesssimulationen zu erfassen. Die Zusammenarbeit mit den Partnern ist dabei nötig, um den bereits vorhandenen Wissenstand zu erweitern und weitere Sichtweisen einzubeziehen.

Das DBFZ bringt in der Diskussion und Erarbeitung der infrastrukturellen Anforderungen die umfassenden Erfahrungen im Bereich der regulatorischen und praktischen Handhabungsaspekte von (Bio-)Kraftstoffen ein.

Die MiRO wird als industrieller Partner das industriefokussierte Wissen und die realwirtschaftlichen Einschätzungen eines Raffineriebetreibers einbringen, was in Ergänzung zu der wissenschaftlich fokussierten Arbeitsweise der restlichen Partner in AP 4.2 zur Praxisnähe beiträgt. Dabei wird deren Expertise zu technischen Infrastruktur (Raffinerie-Utilities), Flächenbedarfe, Nebengewerken und Erarbeitung von Logistikkonzepten genutzt.

TUBAF gibt Input zu infrastrukturellen Anforderungen für den operativen Betrieb einer zukünftiger Raffinerie in Bezug auf die Nutzung von Methanol zur Herstellung von Benzin, Kerosin und Diesel/Diesel und Einkopplung von Olefin-Seitenströmen aus verschiedenen Teilbereichen, wie MtO, MtG, DtO und FTS. Das DLR und das KIT-IFKM bringen sich angesichts ihres hohen Wissensstands in der Kraftstoffinfrastruktur ebenfalls in den Austausch und die Bündelung von Informationen, Daten, sowie Anforderungen ein.

AP 4.3 | Fließbildsimulationen von Anlagenkonzepten (KIT-IIP, DBFZ, CAC, EDL, IC, KIT-~~IKFT~~/IMVT, MiRO)

Basierend auf den in AP 4.1 erarbeiteten relevanten Prozesskonstellationen, zu beachtenden Randbedingungen, der Zusammensetzung der betrachteten Feed-Ströme und dem Input der involvierten Projektpartner erfolgt die Modellierung der einzelnen priorisierten Raffineriekonzepte in Prozesssimulationen. Hierfür kommt die kommerzielle Prozesssimulationssoftware Aspen Plus zum Einsatz. Insbesondere von Interesse sind hierbei die Bestimmung von Massen- und Energie-, sowie Kohlenstoffbilanzen. Zur Auslegung der technischen Parameter sollen allen voran die Informationen aus den Arbeitspaketen 2 und 3 als Basis dienen.

Die Simulationen werden von der Arbeitsgruppe des IIPs in Zusammenarbeit mit den jeweiligen Partnern in AP 2 erarbeitet. Hierfür können auf umfangreiche Vorarbeiten aus anderen Projekten des KIT-IIP und anderer Projektpartner einfließen. Weiterhin wird die (Industrie-)Expertise der eingebundenen Partner genutzt, um die simulierten Konzepte hinsichtlich Machbarkeit und Verbesserungspotenziale stetig zu validieren und im Hinblick auf Praxisrelevanz zu evaluieren. Die Nutzung der in AP 2 und 3 erarbeiteten experimentellen Daten und Erfahrungen sind hier hervorzuheben, da somit eine realistischere, sowie besser einschätzbare Simulation erstellt werden kann, als es rein auf Literaturdaten basiert möglich wäre.

Das KIT-IIP wird, basierend auf den dynamisch einfließenden Ergebnissen und Daten aus den anderen Arbeitspaketen, für die in AP 4.1 festgelegten Prozesskonstellationen entsprechende Prozesssimulationen unter Nutzung von Aspen Plus™ erstellen. Hierbei kann an zurückliegende Prozesssimulationen angeknüpft werden, sowie die Integration von bzw. Kooperation mit Simulationsarbeiten der Projektpartner erfolgen.

MiRO trägt zur Definition der Randbedingungen der Simulationen bei, überprüft die simulierten Konzepte hinsichtlich Machbarkeit und Verbesserungspotenziale und evaluiert die Ergebnisse.

DBFZ, INERATEC, KIT-~~IKFT~~, -IMVT, -IFKM: Zur Unterstützung der Simulationsarbeiten werden sich die Partner hinsichtlich der Ausarbeitung einzelner Prozessmodule einbringen, sowie bei der Evaluierung von Simulationsarbeiten ihre Expertise einbringen und Feedback geben.

AP 4.4 | Kostenschätzung und Wirtschaftlichkeit (Well-to-Tank/to-Gate) unter Einbindung der Praxispartner (KIT-IIP, DBFZ, IC, CAC, EDL, MiRO).

Schätzung der Investitionsaufwendungen und Betriebskosten basierend auf dem Anlagenkonzept und Energie- und Massenbilanzen aus AP 4.3. Berücksichtigung von Skalierungseffekten. Ermittelt werden die Grenzkosten für die eingesetzten Ausgangsstoffe in Abhängigkeit der möglichen Kraftstoff-/Produktlerlöse. Die Ermittlung der Grenzkosten erfolgt anhand eines methodischen Ansatzes in Anlehnung an VDI-Richtlinie 6025 (insbesondere zu betrachtende Kostenparameter einer Investitionskostenrechnung) sowie AACE class 5 (Bezug zu Robustheit/Sicherheit der Kostenbetrachtung). Zur Diskussion von Skalierungsfaktoren und Erarbeitung betrieblicher Erfahrungsfaktoren gibt MiRO seine Einschätzung und beteiligt sich an Review und Diskussion der Ergebnisse der Kostenschätzungen.

DBFZ unterstützt dieses AP mit Zuarbeiten zur Methodik und Kostenrechnungen. Zur Diskussion von Skalierungsfaktoren und Erarbeitung betrieblicher Erfahrungsfaktoren gibt MiRO seine Einschätzung und beteiligt sich an Review und Diskussion der Ergebnisse der Kostenschätzungen. CAC unterstützt

die Kostenbewertung der für sie relevanten Prozesse in den MtX Routen. Zudem unterstützt die MiRO die Darstellung mit Wasserfalldiagrammen mit Kosten und Deckungsbeiträgen für unterschiedliche Szenarien und deren Bewertung ein, wendet diese auf die hier erarbeiteten Prozesskonstellationen an. Diese Darstellung der Profitabilität ist unmittelbarer Input für die Geschäftsmodellentwicklung in AP5.

AP 4.5 | Bilanzierung von THG Emissionen und weiteren ausgewählten Umwelteffekten. (DBFZ)

Für ausgewählte hier betrachtete Raffineriekonzepte erfolgt dies unter Berücksichtigung der teils regulativ vorgegebenen Methoden anhand von Ökobilanzierung (Life Cycle Assessment, kurz: LCA) als iteratives Verfahren in enger Abstimmung mit der Technologieentwicklung in folgenden Schritten: Grobbilanzierung > Identifizierung von Optimierungspotenzial der Raffineriekonzepte > Feinbilanzierung sowie Einordnung gegenüber vorab definierten Referenzsystemen. Die Bilanzierung der THG-Emissionen und weiterer Umwelteffekte basiert auf den in AP 4.3 erstellten Massen-, Energie- und Kohlenstoffbilanzen.

Bilanziert werden konkret für die Systemgrenze WTT gemäß REDII/BioKraftNachV für THG-Emissionen sowie für weitere ausgewählte Umwelteffekte (z.B. Versauerungspotenzial und Partikelemissionen) der Kraftstoffoptionen gemäß Ökobilanzmethodik nach DIN ISO14040/14044. Die Zwischenprodukte für die chemische Industrie werden innerhalb der cradle to gate-Systemgrenzen (bis Werktor) nach der Ökobilanzmethodik bilanziert.

AP 4.6 | Ableitung von Synergie- und Optimierungspotenzialen zur Skalierung der Grünen Raffinerie (KIT-IIP, DBFZ, MiRO).

Die gewonnenen Erkenntnisse und betrachteten Anlagenkonstellationen aus der Fließbild-Simulation sowie der ökonomischen und ökologischen Bewertung (AP 4.3-4.5) werden abschließend zur Untersuchung von Synergie- und Optimierungspotenzialen in einem quantitativen Modell abgebildet. Dabei werden auch mögliche Trade-offs zwischen ökologisch (THG-Emissionen) und ökonomisch optimalen Anlagenkonstellationen betrachtet.

DBFZ unterstützt zur mit der Expertise aus der Kostenrechnung und den Ökobilanzen. MiRO untersucht die Parallel-Verarbeitung in vorhandenen Prozessanlagen und die Umwidmung nicht mehr benötigter Prozessanlagen sowie logistischen Einrichtungen. Die gemeinsame Verarbeitung von Nebenprodukten wird analysiert und durch energetische Integration optimiert.

Personaleinsatz	<u>KIT-IIP</u>	CAC	DBFZ	MiRO	TUBAF		ALLE weiteren
PM	36	3,6	17	5	2		7 x 1
Meilensteine							
MS 4.1: Repräsentative Raffineriekonzepte ausgewählt (M6)							
MS 4.2: Katalog mit infrastrukturellen Anforderungen (M24)							
MS 4.3: Massen- und Energieströme, Gesamt-Effizienz (M30)							
MS 4.4: Ergebnisse Kostenschätzung (M35)							
MS 4.5: Ergebnisse der LCA, Grobbilanz (M26), Feinbilanz (M35)							
MS 4.6: Synergieeffekte, Optimierungspotentiale, Gesamtsystembetrachtung (M36)							

AP 5 | Implementierung ausgewählter Raffineriekonzepte

Leitung	DBFZ	Laufzeit	M 1-36
Ziele	Begleitende gesamtheitliche Einordnung des regulativen und operativen Rahmens für eine Implementierung der ausgewählter Raffineriekonzepte sowie die Ableitung von Erfolgsfaktoren für mögliche Geschäftsmodelle und die Erstellung eines beispielhaften Implementierungsplans in Abstimmung mit allen REF4FU-Partnern.		
Teilarbeiten			
AP 5.1 Evaluierung der Marktperspektiven im Kontext EU Green Deal. (DBFZ, MiRO)			
Politisch gesetzte Rahmenbedingungen dienen der Erreichung von Klimaschutzziele und beeinflussen folglich insbesondere auf europäischer und nationaler Ebene auch die Entwicklung des Marktes und des Wettbewerbs. Im Rahmen des Europäischen Green Deal und der jeweiligen nationalen Umsetzung in Deutschland sind und werden eine Vielzahl an Regulativen relevant; bis 2030 v. a. die im			

Maßnahmenpaket „Fit for 55“ vorgesehenen Richtlinien und Verordnungen. Für den Verkehr sind dies insbesondere das Klimaschutzgesetz (2030-Ziel: zulässige Jahresemissionsmenge von 85 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente) sowie die Fortsetzung der seit 2015 bestehenden Treibhausgasminderungsquote (2030-Ziel: Treibhausgasminderung von mindestens 25% mit unterschiedlichen, teils mit Mindest- und Maximalanteilen sowie Multiplikatoren und Anpassungsmechanismen versehenen Erfüllungsoptionen für erneuerbare Energieträger und Kraftstoffe sowie Elektromobilität). Wie die einzelnen Bausteine zum Klimaschutz im Verkehr real beitragen und potenziell beitragen können, muss unter Berücksichtigung der aktuellen Volatilität der Rahmenbedingungen kontinuierlich Gegenstand von Monitoring-Prozessen sein.

Ausgehend von den aktuellen Randbedingungen und Entwicklungen für erneuerbare Kraftstoffe (u.a. in Bezug auf Anlagentechnik, Infrastruktur, Key Process Indicators für Technik und THG-Emissionen, erforderliche Mengen und Kontextualisierung dafür erforderlicher Ausgangsstoffe/Ressourcen und deren Herkunft, relevante Akteure (vgl. auch Annex I mit den Betrachtungen zum Deutschen Kraftstoffmarkt und [Sch2022]) für unterschiedliche Verkehrsträger im Kontext EU-Rahmenbedingungen und deren teils nationale Umsetzung in den Mitgliedsstaaten (insbes. REDII/REDIII, FuelEU Maritime und ReFuelEU Aviation, Energy Tax Regulation, EU Taxonomy), aber auch internationale Verpflichtungen wie CORSIA oder IMO GHG Strategy. Einbezogen wird hierzu auch eine Analyse von möglichen Szenarien (z. B. in Bezug zu Veränderungen in Flottenprofilen und daraus resultierende Mengenanforderungen).

Basierend hierauf erfolgt fortlaufend die Ableitung von konkreten Markterfordernissen und sich daraus ergebenden Handlungsbedarfen für die hier betrachteten Raffineriekonzepte.

DBFZ evaluiert die Marktperspektiven. Die Praxispartner tragen mit ihrer Expertise zur Diskussion von Marktperspektiven der heutigen und zukünftigen Raffinerieprodukte auf Basis der aktuellen Markterfordernisse und der prognostizierten Anpassungen bis hin zur Klimaneutralität bei.

MiRO trägt auf der Basis seiner Expertise zur Diskussion von Marktperspektiven der heutigen und zukünftigen Raffinerieprodukte auf Basis der aktuellen Markterfordernisse und der prognostizierten Anpassungen bis hin zur Klimaneutralität bei.

AP 5.2 | Zertifizierungssysteme und Anrechnungsmodelle für Nachhaltigkeit. (DBFZ, IIP)

Entscheidend für wettbewerbsfähige Raffineriekonzepte sind nicht nur normkonforme Kraftstoffe und standardisierte weitere Koppelprodukte, sondern auch inwieweit diese nach geltenden Nachhaltigkeitsanforderungen (insbes. gemäß REDII, vgl. AP 5.1) zertifiziert werden können, um insbesondere als Erfüllungsoption auf die THG-Quote in Deutschland angerechnet werden zu können. Dabei sollen auch denkbare Modelle eines Co-Processing von erneuerbaren mit fossilen Kraftstoffen in der Übergangsphase berücksichtigt werden.

Dazu werden basierend auf den Arbeiten in AP 4.5 werden anhand von wenigen exemplarischen Fallstudien (mit Kraftstoffen, deren Formulierung in AP 3 entwickelt wurde) Zertifizierungssysteme für Nachhaltigkeit und relevante Anrechnungsmodelle diskutiert sowie damit verbundene Herausforderungen und mögliche Lösungsansätze identifiziert. Dies beinhaltet u. a. Fragen der Nachhaltigkeitszertifizierung sowie der möglichen Anrechenbarkeit der eingesetzten Ausgangsstoffe, Herstellungsbedingungen und der erzeugten Produkte unter relevanten regulatorischen Rahmenbedingungen.

Darüber hinaus sollen aus der durchgeführten Bewertung mögliche Hindernisse für die Marktimplementierung der betrachteten Raffineriekonzepte analysiert werden (z.B. in Bezug auf zusätzliche Anforderungen aus Delegierten Rechtsakten und Durchführungsverordnungen der REDII wie z.B. das Nährstoff- und organischem Bodenkohlenstoffmonitoring gemäß Durchführungsverordnung nach Art 29 der REDII) sowie in Wechselwirkung mit anderen Bereichen erneuerbarer Raffinerieprodukte im Kontext Circular Economy.

DBFZ bearbeitet das AP federführend. IIP, MiRO, DLR und KIT-IFKM beteiligen sich an der Bewertung der Anforderungen verschiedener Zertifizierungsoptionen und Nachhaltigkeitsanforderungen in der Praxis.

AP 5.3 | SWOT-Analyse zur Einschätzung der Wettbewerbsfähigkeit und Erfolgsfaktoren für Geschäftsmodelle. (DBFZ, IIP, MiRO, ALLE)

Das Instrument der SWOT-Analyse (Stärken-Schwächen-Chancen-Risiken) wird genutzt, um im Sinne einer Positionierungsanalyse eine Einschätzung der Wettbewerbsfähigkeit der im Vorhaben betrachteten Raffineriekonzepte vorzunehmen. Sie erfolgt unter Einbezug der Ergebnisse aus sämtlichen APs mit Bezug auf definierte Zeithorizonte (z. B. bis 2030, bis 2045), adressiert gleichermaßen auch Aspekte hinsichtlich der Verfügbarkeit von Ausgangs-/Rohstoffen.

Entscheidend für eine erfolgreiche Marktimplementierung sind aussichtsreiche Verwertungskonzepte für mögliche Geschäftsmodelle für Anlagenbetreiber und Produkthändler. Unter Berücksichtigung der SWOT-Ergebnisse werden Erfolgsfaktoren identifiziert und hinsichtlich ihrer Wirkung unter unterschiedlichen Randbedingungen (AP 5.1) unter Einbezug von Infrastruktur-/Markt-/Umfeldanalysen evaluiert. Teil dessen ist u.a. auf Basis der Ermittlung der Meritorder der hier untersuchten erneuerbaren Kraftstoffoptionen im Vergleich zu anderen Alternativen (Bezug AP 4) bzw. WtW-Anwendungen im Kontext deren Rolle innerhalb der deutschen THG-Quote sowie ggf. weiterer Anrechnungsmechanismen (vgl. AP 5.2) sowie damit verbundener Preisentwicklungen.

DBFZ bearbeitet das AP federführend zusammen mit IIP. Alle weiteren Partner, insbesondere MiRO bringen sich mit jeweils mit ihrer Expertise aus ihrer jeweiligen Perspektive. MiRO verwendet die Ergebnisse der in AP 4.4 aufgestellten Wasserfalldiagrammen zur Einschätzung der unterschiedliche Szenarien bzw. Prozesskonstellationen in Bezug auf die SWOT-Analyse.

AP 5.4 | Implementierungsplan für die praktische Umsetzung. (DBFZ, IIP, MiRO, ALLE)

Gemeinsam mit den Praxispartnern im Vorhaben erfolgt die Entwicklung eines Implementierungsplans für wenige Fallbeispiele für die hier betrachteten Raffineriekonzepte in die Praxis (z.B. am Bsp. der MiRO im Sinne von Retrofitting und als neue Konzepte im Sinne Greenfield). Dies erfolgt aufbauend auf den Ergebnissen (insbes. aus AP 4 und 5) anhand der jeweiligen Handlungsfelder und technischen Entwicklungsmöglichkeiten für die Zeitschiene bis 2030 und bis 2045. Zudem erlaubt es die Abschätzung in welchem Umfang mit diesen erneuerbaren Kraftstoffen zur erfolgreichen Umsetzung der THG-Quote in Deutschland und weiterer Randbedingungen im Umfeld des EU GreenDeal beigetragen werden kann. Dazu erfolgt beispielsweise eine Abschätzung erforderlicher kumulierter Anlagenkapazitäten, um die benötigten Kraftstoffmengen bereit zu stellen.

DBFZ bearbeitet das AP federführend zusammen mit IIP. TUBAF beteiligt sich am Implementierungsplan durch Einbringen der Kompetenzen in Bezug auf MtX- und Downstream-Verfahren (Hydrierung, Rektifikation). MiRO beteiligt sich mit ihrer Perspektive eines etablierten Unternehmens bei der Entwicklung eines Transformationsplanes für vorhandene und neue Verarbeitungskapazitäten unter Berücksichtigung der sich zeitlich verändernden Produktbedarfe der verschiedenen Produkte

Personaleinsatz	DBFZ	IIP	MIRO	TUBAF	ALLE weiteren	
	20	6	4	4,7	1x7	
Meilensteine						
MS 5.1 Übersicht Markterfordernisse (jährlich M6, M18, M30)						
MS 5.2 Vorschlag zu Zertifizierungssystemen und Anrechnungsmodellen (M30)						
MS 5.3 Ergebnisse aus SWOT und Katalog Erfolgsfaktoren (M18, M30)						
MS 5.4 Beispielhafter Implementierungsplan (M34)						

3.2. Meilensteinplanung

Meilenstein	Beschreibung	Zeitpunkt
MS 1.1	SimFuel für Projekt nutzbar	M 3
MS 1.2	Einrichtung Internet-Auftritt	M 3
MS 1.3	Ergebnis Risikoanalyse	M 4
MS 1.4	Datenmanagement und Datenformat mit Partnern abgestimmt	M 6
MS 2.2.1	Erweiterung der Technikumsanlagen abgeschlossen	M 15
MS 2.1.1	Design-Konzept für die Einbindung einer modularen FT-Anlage in eine Raffinerie	M 30
MS 2.1.3	Design-Konzept für eine dezentrale FT-Crude-Aufarbeitung zu 100% drop-in SAF	M 30
MS 2.2.1	Erfolgreiche Herstellung und Testung von DtG-Katalysatoren zur Herstellung von synthetischem Roh-Benzin im Labormaßstab	M 12
MS 2.2.2	Erfolgreiche Herstellung und Testung von MtG-Katalysatoren und Aufskalierung zur Herstellung von synthetischem Benzin im Miniplant-Maßstab	M 21
MS 2.2.3	Erfolgreiche Herstellung und Testung von Katalysatoren für die Olefin-Oligomerisierung zur Aufskalierung und Herstellung von aromatenfreiem Rohbenzin und Mitteldestillat	M 20
MS 2.2.4	Herstellung von min. 50 L Olefin-Oligomerisat am entwickelten Katalysator	M22
MS 2.2.5	Herstellung von 100 L synthetischem Rohbenzin am entwickelten Katalysator	M24
MS 2.2.6	Entwicklung eines gekühlten Reaktors für exotherme Hydrierreaktionen	M20
MS 2.3.1	Parameter- und Katalysatorwahl zur hydrierenden Aufarbeitung von Pyrolyseölfractionen	M 12
MS 2.3.2	Bereitstellung von drei Produktmustern für Kraftstoffformulierungen	M 20,24,28
MS 2.3.3	Technisches Konzept zur Aufarbeitung der Pyrolyseöle erstellt	M36
MS 3.1	Potentieller Design Space definiert	M12
MS 3.2	Screening des Design Space abgeschlossen: Potentielle Kraftstoffe für die verschiedenen Anwendungsszenarien definiert	M27
MS 3.3	Technische Bewertung (Performance und Emissionen) abgeschlossen	M30
MS 3.4	Zulassungsstrategien für neuartige Kraftstoffe erarbeitet	M 36
MS 4.1	Repräsentative Raffineriekonzepte ausgewählt	M 6
MS 4.2	Katalog mit infrastrukturellen Anforderungen	M 24
MS 4.3	Massen- und Energieströme, Gesamt-Effizienz	M 30
MS 4.4	Ergebnisse Kostenschätzung	M 35
MS 4.5	Ergebnisse der LCA, Grobbilanz, Feinbilanz	M 26, 35
MS 4.6	Synergieeffekte, Optimierungspotentiale des Gesamtsystems	M 36
MS 5.1	Übersicht Markterfordernisse	M6, 18, 30
MS 5.2	Vorschlag zu Zertifizierungssystemen und Anrechnungsmodellen	M32
MS 5.3	Ergebnisse aus SWOT und Katalog Erfolgsfaktoren	M 18,32
MS 5.4	Implementierungsplan	M36

3.3. Gantt-Chart

AP	Titel	Jahr 1				Jahr 2				Jahr 3			
AP 1													
1.1	Projektkoordination												
1.2	Außendarstellung												
1.3	Verwertungsplan												
1.4	Ergebnisverwertung												
AP 2													
2.1	FT-basierte Produkte												
2.1.1	Umbau Technikum												
2.1.2	Katalysatoren												
2.1.3	Standard FT-Crude												
2.1.4	Drop-in SPK												
2.1.5	SAF 100 %												
2.1.6	Scale-up												
2.2	Methanol-basierte Produkte												
2.2.1	Katalysatorentwicklung												
2.2.2	Scale-up												
2.2.3	Aufarbeitung												
2.2.4	Prozesstechnik												
2.3	Pyrolyseöl-basierte Produkte												
2.3.1	Screening												
2.3.2	Produktmuster												
2.3.3	Technisches Konzept												
AP 3													
3.1	Kraftstoffformulierung												
3.2	Produkt charakterisierung												
3.3	Flugkraftstoffe												
3.4	Straßenkraftstoffe												
3.5	Schiffskraftstoffe												
AP 4													
4.1	Prozesskonstellationen												
4.2	Infrastruktur-Anforderungen												
4.3	Prozesssimulation												
4.4	Kostenschätzung												
4.5	THG-Bilanzierung												
4.6	Synergie- und Optimierungspotenziale												
AP 5													
5.1	Marktperspektiven												
5.2	Zertifizierungssysteme												
5.3	SWOT-Analyse												
5.4	Implementierungsplan												

IV. Verwertungsplan (Zusammenfassung)

Im *REF4FU*-Projekt werden Technologien und darauf basierende Raffineriekonzepte zur Herstellung von hochwertigen Kraftstoffen in Prozessverbänden grüner Raffinerien entwickelt und validiert. Diese Kraftstoffe für alle absehbaren Anwendungen in der Mobilität führen zu verbesserten Anwendungseigenschaften und ermöglichen damit Effizienzgewinne entlang der Wertschöpfungskette.

Die Verwertungsmöglichkeiten der verschiedenen Partner unterscheiden sich naturgemäß je nach Art und Ausrichtung der jeweiligen Einrichtung. Jedem Zuwendungsantrag liegt gemäß der Aufforderung des Projektträgers daher ein eigener, den Empfehlungen des entsprechenden Merkblattes folgender Verwertungsplan bei. Im Folgenden findet sich eine Zusammenfassung.

4.1. Wirtschaftliche Erfolgsaussichten

Die im Vorhaben entwickelten **Technologien** werden von den beteiligten Industriepartnern aus dem Gebiet der Prozessentwicklung und des Anlagenbaus (CAC, EDL, INERATEC) möglichst unter Anmeldung von Schutzrechten aufgegriffen, weiterentwickelt und vermarktet. Hierdurch wird die Technologieführerschaft auf diesem Gebiet angestrebt bzw. ausgebaut.

Die erarbeiteten **Raffineriekonzepte** und mögliche Prozesskonstellationen sind für die heutigen Raffineriebetreiber (MiRO), aber auch für die Entwicklung alternativer Prozesskonstellationen von zentraler Bedeutung und liefern einen wichtigen Beitrag zur Wahrung der Versorgungs-Infrastruktur für nachhaltige Kraftstoffe und chemische Grundstoffe in Deutschland. Mit der Umgestaltung der Raffinerien werden Arbeitsplätze gesichert und darüber hinaus auch neue geschaffen. Das geplante Vorhaben treibt den zeitnah umzusetzenden Prozess zu deren Modernisierung und Umgestaltung voran.

Im Vorhaben *REF4FU* werden **Formulierungen für erneuerbare Kraftstoffe** entwickelt und erprobt sowie die für eine Zertifizierung notwendigen Daten und Prozesse eruiert. Auf dieser Basis kann deren Entwicklung bis zur Zulassung und großflächigen Einführung weiter vorangetrieben werden (DLR, PAG, KIT-IFKM). Neue Analysenmethoden, die für den Nachweis aktueller oder zukünftiger Standards werden entwickelt und anhand der Kraftstoffproben im Vorhaben validiert (ASG, DLR, KIT-IFKM). Diese Vorarbeiten sind für die weitere Entwicklung dieser Methoden zu zertifizierten Standardmethoden der Kraftstoffanalytik unerlässlich.

4.2. Wissenschaftliche Erfolgsaussichten

Die im Projekt erzielten wissenschaftlichen Ergebnisse werden bevorzugt in begutachteten Fachzeitschriften open access veröffentlicht und auf einschlägigen nationalen und internationalen Fachveranstaltungen präsentiert (DBFZ, DLR, KIT, TUBAF). Die geplanten Tagungsbesuche sind in den Erläuterungen zu den Reisekosten in den jeweiligen AZA oder AZK-Formularen der Partner hinterlegt.

Um eine umfassende Bewertung verschiedener Raffineriekonzepte und der daraus entstehenden Produktspektren zu ermöglichen, wirken die Arbeitspakete in 5 Phasen wie in Abb. 2 gezeigt zusammen. Zwischen Entwicklung der Produktqualitäten und Herstellung der dafür benötigten Komponenten werden entsprechende Iterationsschritte eingefügt.

Im Projekt werden Technologien zur Herstellung von hochwertigen Kraftstoffen in Prozessverbänden grüner Raffinerien entwickelt und demonstriert. Diese Kraftstoffe führen zu verbesserten Anwendungseigenschaften und damit ermöglichen sie Effizienzgewinne entlang der Wertschöpfungskette. Mit den geplanten Arbeiten zur Entwicklung und Bewertung der Grünen-Raffinerie-Technologien und deren Bewertung wird die Basis gelegt für die Erstellung einer *REF4FU*-Roadmap zur Implementierung erneuerbarer Kraftstoffe. In ihr werden die wissenschaftlich-technischen Ergebnisse zur Verwendung nachhaltiger Ausgangsstoffe, zu den erzielbaren Produkten und ihrer Anwendbarkeit im Luft-, Straßen- und Schiffsverkehr, die dafür betrachteten Technologien bzgl. Effizienz, Kosten und Nachhaltigkeit bewertet sowie mögliche Konstellationen und Größen zukünftiger Raffinerien zu deren Herstellung zusammengeführt und vor dem Hintergrund der regulatorischen Rahmenbedingungen bewertet.

4.3. Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit

Die enge Zusammenarbeit von Wissenschaft und Wirtschaft sowie die Kommunikation mit weiteren Stakeholdern ist für das diesem Vorhaben zugrunde liegenden Themengebiet unerlässlich. Dies hat

sich bereits in vorhergehenden und anderen, noch laufenden Vorhaben gezeigt. Über einzelne Technologiepfade hinaus wird in diesem Vorhaben erstmals ein Gesamtsystem zur Bereitstellung des gesamten, absehbaren Kraftstoffbedarfs angesprochen. Das Vorhaben adressiert damit die zentrale, sich ändernde Infrastruktur im Gesamtsystem Verkehr. Die längerfristige Vernetzung und Integration zu dessen anderen Komponenten erfolgt mit den dafür relevanten Stakeholdern. Eine wichtige Schnittstelle ist dabei die enge Anlehnung an den parallel in der gleichen Förderlinie beantragten Innovationscluster InnoFuel, über den der Anschluss an bestehende Netzwerke und weitere Projekte der Richtlinie zur Förderung der Entwicklung erneuerbarer Kraftstoffe und andere Vorhaben (EPP) etabliert werden kann.

Auch wenn der Bedarf an Flüssigkraftstoffen insgesamt mit der Zeit abnimmt, wird der Bedarf an nachhaltig erzeugten, erneuerbaren Kraftstoffen steigen. Darüber hinaus ist auf lange Sicht die Deckung des Kohlenstoffbedarfs in der chemischen organischen Industrie von zunehmender Bedeutung. Der Anteil an erneuerbaren Kohlenstoffquellen liegt durch die Verwendung nachwachsender Rohstoffe heute bei knapp 14 %. Daher müssen die erforderlichen Grundstoffe in zukünftigen Raffinerien ebenfalls zur Verfügung gestellt werden (Chemistry for Climate).

V. Arbeitsteilung/Zusammenarbeit mit Dritten

Zusammenarbeit im REF4FU-Projekt

In Abb. 3 ist schematisch die Projektstruktur, Vernetzung und Zusammenarbeit der zwischen den Arbeitspaketen dargestellt. Die Zusammenarbeit zwischen den Partnern ergibt sich aus dem oben dargestellten, detaillierten Arbeitsprogramm. Die Methodik zur Formulierung, Herstellung, Erprobung und Bewertung von nachhaltigen Kraftstoffen wurde in Abschnitt 1.3. erläutert. Diese Zusammenarbeit wird über einen Kooperationsvertrag geregelt, der dem Projektantrag auf aktuellem Stand in weitgehend abgestimmter Form beigefügt ist.

Im Vorhaben werden umfassende Informationen und Materialien ausgetauscht, z.B.

- Kraftstofffraktionen werden erzeugt und zur Anmischung von Kraftstoffen übergeben
- Kraftstoffe werden für Testzwecke weiter gegeben
- Proben werden zur Analyse bei Partner abgegeben
- Analysenergebnisse und andere Daten werden ausgetauscht und in der SimFuel-Datenbank abgelegt und verfügbar gemacht
- Prozessdaten werden zur Prozesssimulation, für die Auslegung von Prozessen und zur Verknüpfung der Prozesse zu Raffineriekonzepten übergeben
- Materialbilanzen, Energiebilanzen, Daten zu Investitions- und Betriebskosten werden ausgetauscht

In AP wird daher neben den klassischen Aufgaben der Projektleitung ein Daten- und Materialaustauschplan aufgesetzt und verfolgt.

Zusammenarbeit mit Dritten

Das Vorhaben REF4FU wird sich mit weiteren Partnern aus Forschung, Wirtschaft und Gesellschaft über geeignete Plattformen vernetzen. Dies können andere Forschungs- und Umsetzungsvorhaben auf dem gleichen Arbeitsgebiet, Fachgremien oder Arbeitskreise sein. In AP 1.3 wird dazu ein entsprechender Vernetzungsplan aufgesetzt.

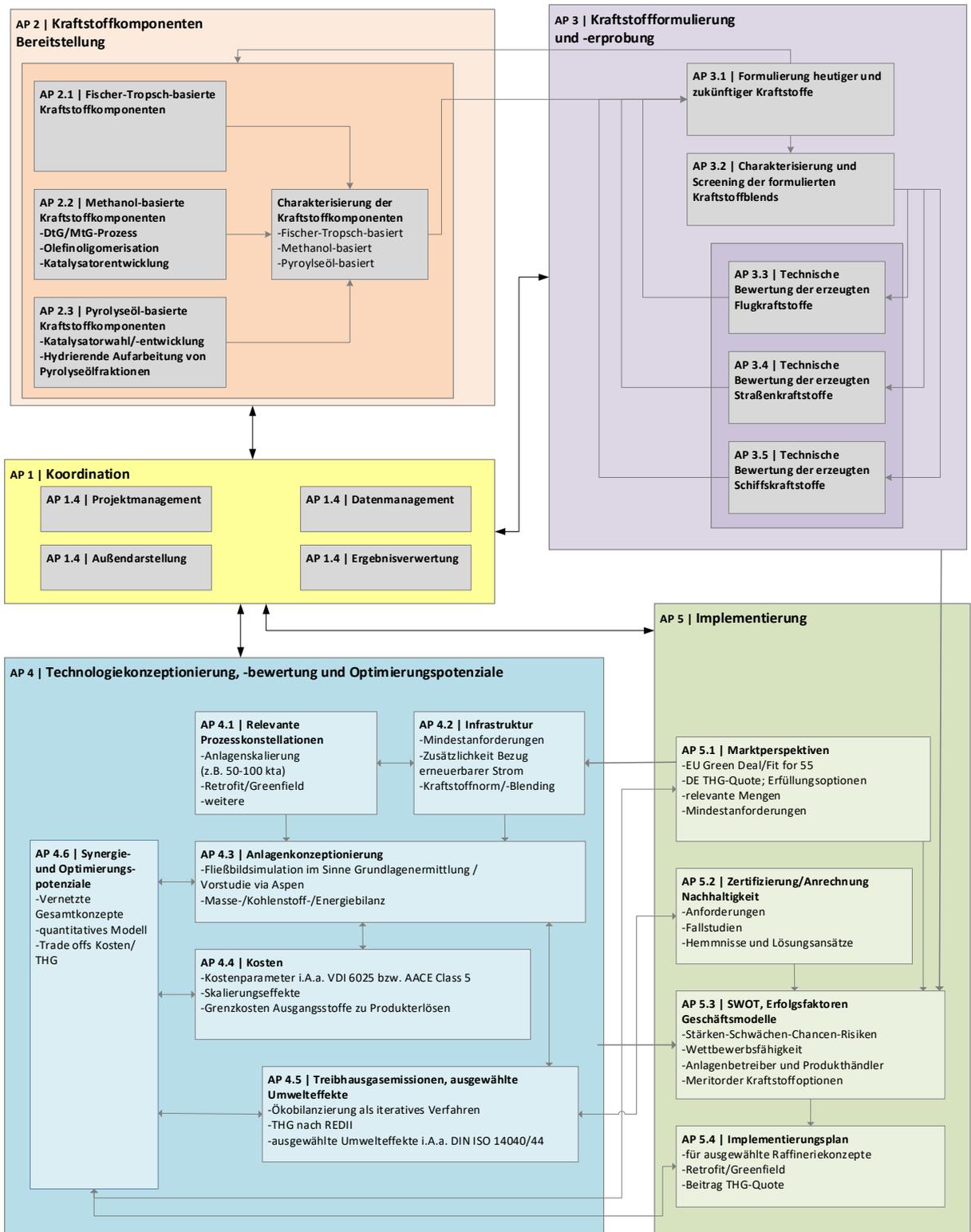


Abb. 3: Vernetzung und Zusammenarbeit der Arbeitspakete in REF4FU

VI. Anreizeffekt und Notwendigkeit der Zuwendung

Bislang werden Prozessrouten und die dadurch zugänglichen synthetischen Kraftstoffe meist technologiegetrieben entlang einzelner Wertschöpfungspfade betrachtet. Diese wurden durch eine Vielzahl von FuEul-Arbeiten bis in den TRL 5 und darüber hinaus entwickelt. Bei dieser Betrachtungsweise wird in der Regel das Hauptprodukt in Richtung eines normgerechten Kraftstoff-Blends mit begrenztem erneuerbaren Anteil ertüchtigt. Projekte mit meist modularen Konzepten in dieser Richtung sind allerdings sehr wohl bekannt. Ein Beispiel ist die Raffinerie Heide mit ihrem PtX-Konzept und Kerosin als derzeitigem Produktfokus und vergleichbare Vorhaben. Auch die Mineralölindustrie in der EU als Lieferant flüssiger Kraft- und Brennstoffe sowie verschiedener chemischer Grundstoffe ist bestrebt, wesentliche Beiträge sowohl zur Reduzierung von CO₂-Emissionen in Raffinerien als auch der Treibhausgasemissionen der flüssigen Kraft- und Brennstoffe sowie anderer Produkte leisten. Sie plant den Einsatz erneuerbarer Energie als auch den von THG-armen flüssigen und gasförmigen Energieträgern. Treibhausgasreduzierte Brennstoffe können bereits kurzfristig einen Beitrag dazu leisten, dazu werden verschiedene Wege des Co-Prozessing und des Blendings mit erneuerbaren Kraftstoffkomponenten bereits praktiziert und neue Möglichkeiten untersucht.

Die notwendigen Veränderungen in der Erdölindustrie zur Defossilisierung und Dekarbonisierung des Verkehrssektors und anderer Bereiche in Energie und Chemie sind seit längerem bekannt. Mögliche Konsequenzen und verschiedene, gangbare Wege werden diskutiert [Gri2022]. Für eine komplett auf erneuerbaren Energiequellen und Rohstoffen basierende Kraftstoffversorgung fehlen aber wichtige Grundlagen zur Technologieauswahl, Mengen- und Qualitätsanforderungen und damit verbundenen Rahmenbedingungen. Zielgerichtete Vorhaben in dieser Richtung zur Entwicklung komplett nachhaltiger Raffinerien unter Herstellung des gesamten erforderlichen Produktportfolios sind dem Antragsteller nicht bekannt. REF4FU möchte deshalb für die Kraftstoffversorgung in Deutschland

- verschieden Herstellungspfade vernetzen und das Portfolio an nachhaltigen Kraftstoffkomponenten identifizieren und erzeugen, welches zur Herstellung der absehbar benötigten Flüssigkraftstoffe erforderlich ist,
- vor dem Hintergrund der heute nicht genau bekannten und der sich in Zukunft ändernden Anforderungen möglichst große Flexibilität bezüglich des Produktspektrums bieten,
- die dazu notwendigen Prozess- und Aufarbeitungsschritte anpassen oder entwickeln und mindestens in TRL 5 verifizieren und
- daraus exemplarische Konstellationen einer grünen Raffinerie der Zukunft aufzustellen, zu bewerten und Wege und Rahmenbedingungen einer möglichen Implementierung aufzuzeigen.

Voraussetzung für das in dem Vorhaben betrachteten Konzept ist die Verfügbarkeit nachhaltiger Ausgangsstoffe wie FT-Crudes, Methanol oder Pyrolyseöle, die in den entsprechenden Raffinerieprozessen verarbeitet werden können. Diese Produkte sind derzeit nicht in ausreichender Menge auf erneuerbarer Basis verfügbar. Nicht nur sind entsprechende Produktionskapazitäten noch nicht vorhanden; es fehlen z.T. auch entsprechende Standards für den internationalen Handel und den geplanten Verwendungszweck dieser Stoffe. In dieser Hinsicht ist REF4FU klar ein vorwettbewerbliches Vorhaben, von dem eine Finanzierung ausschließlich durch die Wirtschaft nicht zu erwarten ist. Auch die geplante Projektarbeit ist vorkommerzieller Natur. Die im TRL 5 anzuesiedelnden Verfahren und der entsprechende Produktentwicklungsstand lassen Aussagen über die Skalierbarkeit und weitere Entwicklung der Prozesse und Produkte zu; allerdings bedarf es weiterer Anstrengungen für eine schrittweise kommerzielle Umsetzung und Implementierung

VII. Ressourcenplanung

Laufzeit des Vorhabens: **3 Jahre**

Projektstart **1. Juli 2022**

Gesamtprojektkosten: **9.234657 EUR**

Beantragte Fördersumme: **8.344.355 EUR**

Gegenüber der Projektskizze wurde die Laufzeit um 1 Jahr verringert und die Vorhabenkosten bzgl. der Fördersumme um rund 28 % reduziert.

In der Übersicht Abb. 3 sind die Personalkosten, Investitionen (Abschreibungen) und Sachkosten (Materialkosten, Reisekosten, Fremdleistungen, sonstige unmittelbare Vorhabenkosten, innerbetriebliche Leistungen) nach Jahren und Partner zusammengestellt. Die Leistungen der assoziierten Partner sind darin nicht erfasst. Auf eine Aufschlüsselung der einzelnen Kostenarten und der in den Förderanträgen der beteiligten Partner enthaltenen ausführlichen Erläuterung zu den einzelnen Positionen wird hier verzichtet.

Abb. 3: Finanzübersicht über die Projektlaufzeit REF4FU

Nr.	Partner	2022			2023			2024			2025			Projektkosten			Förderfaktor	Fördersumme
		Personal	Invest	Sachmittel	Personal	Invest	Sachmittel	Personal	Invest	Sachmittel	Personal	Invest	Sachmittel	Projektkosten	Förderfaktor	Fördersumme		
1	CAC	197.299		29.235	495.900		50.844	393.295		66.402	107.234		2.378	1.342.587	0,55	738.423		
2	DBFZ	46.824		1.325	208.200		12.359	289.245		13.042	165.665		11.098	747.758	0,95	710.371		
3	DLR	177.405		21.770	465.020		24.540	473.392		34.810	259.727		15.324	1.471.988	1,00	1.471.988		
4	EDL	9.500			30.000			30.000			30.000			99.500	0,50	49.750		
5	INERATEC	40.000		20.000	115.000		16.000	100.000		10.000	90.000		7.000	398.000	0,50	199.000		
6	KIT-CN	302.998	30.877	134.073	601.869	89.433	224.302	417.680	0	130.446	213.284	0	72.559	2.217.520	1,00	2.217.520		
7	KIT-CS	207.742	132.000	14.442	453.417	47.000	84.370	433.516	3.947	84.370	174.236	0	13.915	1.648.955	1,00	1.648.955		
8	TUBAF	162.408	106.903	42.710	338.808	95.000	28.230	279.924	20.000	84.993	130.758		19.190	1.308.924	1,00	1.308.924		
	Summe	1.144.176	269.780	263.555	2.708.214	231.433	440.645	2.417.053	23.947	424.063	1.170.904	0	141.464	9.235.233	Summe	8.344.931		
			1.677.511			3.380.291			2.865.063				1.312.367					

Eigenleistungen

KIT-IKFT erbringt im Rahmen dieses Vorhabens Eigenleistungen in Form von:

- 9 PM Akademiker in AP 1
- 24 Personenmonate Labortechniker*In in AP 2
- Personal- und Sachmittel zur Herstellung der Pyrolyseölfractionen für drei verschiedene Biomassen von jeweils einige 10 kg in AP2

Detaillierte, partnerspezifische Erläuterungen zu den Ausgaben finden sich bei den jeweiligen Zuwendungsanträgen der antragstellenden Verbundpartner.

In Abb. 4 sind die Personenmonate nach Arbeitspaketen und Partner zusammengestellt. Mit aufgenommen sind die zugesagten Leistungen der assoziierten Partner.

Abb. 4: Übersicht über die Personenmonate, aufgeschlüsselt nach Partner und Arbeitspaketen

AP	Nr.	Partner											Summe	Campus Nord			Campus Süd				
		CAC	DBFZ	DLR	EDL	IC	KIT-CS	KIT-CN	MIRO	PAG	TUBAF	ASG		IKFT Syn	IKFT Pyr	IMVT	IIP	IFKM	EBI		
AP 1	1.1	1,1	1	1	0,5	0,5	3	4	0,5	0,5	0,5			12,6							
	1.2	1,1	1	1			0	0						3,1							
	1.3	1,1	1	1			0	0						3,1							
	1.4			6,5			0	0						6,5							
AP 2	2.1.1					32	0	24						56			24				
	2.1.2						0	2						2			2				
	2.1.3						0	6						6			6				
	2.1.4						0	13,5						13,5			13,5				
	2.1.5						0	19						19			19				
	2.1.6						0	3						3			3				
	2.2.1	6,8					0	66		0,5	132,9			206,2	66						
	2.2.2	72,2					0	3		0,5	21,63			97,33	3						
	2.2.3	19,1					55	3		0,5	1			78,6	3					55	
	2.2.4	12,3					0	0						12,3							
AP 3	3.1	3	1,5	18		3	11	6		0,5	3,03			46,03	2	1	3		9	2	
	3.2		1,5	21			15	3		0,5				41					15		
	3.3			40			0	0						40							
	3.4						56	0		0,5				56,5						56	
	3.5						0	0						0							
AP 4	4.1	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	4	1,75	1	0,25				9,6	0,25	1	0,5		2	1	1
	4.2		1,5	0,5			3	2,5	1	0,25	2			10,75		2,5			2	1	
	4.3		3				17	0	0,5					20,5					17		
	4.4	3	5		0,5	1	6	1,25	0,5					17,25	0,25	0,5	0,5		6		
	4.5		6,5				4	0		0,25				10,75					4		
	4.6		0,5				4	0	2	0,25				6,75					4		
AP 5	5.1	1	4,5	1	1	1	1	2	0,5	1				13		1	1			1	
	5.2		10				2	0	0,5	0,25				12,75					2		
	5.3		3,5				2	0	1					7,5					2		
	5.4		2				3	0	2	0,25	3,7			10,95					2		1
	5.5						0	0						0							
		Summe	121,3	56	90,5	11,5	38	186	220	9,5	6	165,76	0		904,56	74,5	72	73,5	42	84	60

Referenzen

- [Alm2014] Almqvist M., Duwig C., Process and reaction system for the preparation of methanol, Topsøe H., WO 2014012601, 2014.
- [Asi1986] F. Asinger, Methanol – Chemie- und Energierohstoff, Springer, Berlin, 1986.
- [Bmw2022] <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Praxisbeispiele/projekt-haru-oni.html>
- [BDI2018] <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-fuer-deutschland>
- [Ble2020] https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Bio-masseherstellung/Evaluationsbericht_2019.pdf;jssionid=656AAB5A3C960A03E15621459E3A9A84.1_cid335?__blob=publicationFile&v=4
- [Bou2022] D. Bouzouita, A. Lelevic, C. Lorentz, R. Venderbosch, T. Pedersen, C. Geantet, Y Schuuman (2022) Co-processing bio-liquids with vacuum gasoil through hydrocracking. Appl. Cat. B: Environmental 12019, 304.
- [BMU2021-1] https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/ksg_aendg_2021_3_bf.pdf
- [BMU2021-2] https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-19_cc_43-2021_nir_2021_1.pdf
- [CAAFI2021] CAAFI R&D Team (2021): 100% SAF - initial reflections. CAAFI Virtual SAF Mini-Symposium. CAAFI. online, June, 3rd, 2021. https://caafi.org/resources/pdf/3.10_100_Percent_SAF_Andac_Kramer.pdf.
- [Cha1983] C. D. Chang, Hydrocarbons from methanol, Catal. Rev. Sci. Eng. 1983, 25, 1-118. DOI: 10.1080/01614948308078874
- [COR2021] Cortez, L; Teixeira Franco, T; Valenca, G; Rosillo-Calle, F (2021) Perspective use of Biofuels in Maritime Transport, Energies, 14, 4779. doi: 10.3390/en14164779
- [CSK2021] Clean Skies for Tomorrow (2021): Guidelines for a Sustainable Aviation Fuel Blending Mandate in Europe. Insight Report. <https://www.weforum.org/reports/guidelines-for-a-sustainable-aviation-fuel-blending-mandate-in-europe>.
- [Dab2018] Trine M. H. Dabros, Magnus Zingler Stummann, Martin Høj, Peter Arendt Jensen, Jan-Dierk Grunwaldt, Jostein Gabrielsen, Peter M. Mortensen, Anker Degn Jensen, Transportation fuels from biomass fast pyrolysis, catalytic hydrodeoxygenation, and catalytic fast hydrolysis, Progr. Energy Combust. Sci. 68, 268-309, doi 10.1016/j.pecs.2018.05.002
- [Dah2017] N. Dahmen, J. Abeln, M. Eberhard, T. Kolb, H. Leibold, J. Sauer, D. Stapf, B. Zimmerlin, The bioliq process for producing synthetic transportation fuels, WIREs Energy Environ 2017, 6:e236. <https://doi.org/10.1002/wene.236>
- [DBFZ2020] Eigene Zusammenstellung
- [Dim2022] A. Dimitriadis, G. Meletidis, U. Pfisterer, M. Auersvald, D. Kuicka, S. Bezergianni (2022). Integration of stabilized bio-oil in light cycle oil hydrotreatment unit targeting hybrid fuels. Fuel. Proc. Techn. 107220, 230.
- [Dyc2019] van Dyck, S; Su, J; McMillan, J; Saddler, J (2019) Potential synergies of drop-in bio-fuel production with further co-processing at oil refineries, Biofuels, Bioprod, Bioref. 13, 760-775.
- [Eil2015] Douglas C. Elliott, Biofuel from fast pyrolysis and catalytic hydrodeoxygenation, Curr. Opin. Chem. Engin. 2015, 9, 59–65, doi 10.1016/j.coche.2015.08.008
- [Ena2007] McEnally, C. S., & Pfefferle, L. D. (2007). Improved sooting tendency measurements for aromatic hydrocarbons and their implications for naphthalene formation pathways. Combustion and Flame, 148(4), 210–222. doi:10.1016/j.combustflame.2006.11.003.
- [Do2007] Do, P. T. M., Crossley, S., Santikunaporn, M., & Resasco, D. E. (2007). Catalytic strategies for improving specific fuel properties. Catalysis, 20, 33–64. doi:10.1039/b602366p.
- [Fuc2021] Fuchs C, Betz M, Arnold U, Sauer J (2021) Production of sustainable fuels by heterogeneously catalyzed oligomerization of C2-C4 olefins 13th International Colloquium Fuels. Conventional and Future Energy for Automobiles, 1. Aufl. expert, Tübingen.
- [Har2022] <https://www.haruni.com/#/en>
- [Hid2018] Angelica Hidalgo Vivas, Finn Joensen (2018). Process and catalyst for upgrading gasoline. Haldor Topsoe AS (US10150714B2).
- [ICL 2021] Panoutsou, C; Maniatis, K (2021) Sustainable biomass availability in the EU, to 2050. Imperial College London consultants. <https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/Sustainable-Biomass-Availability-in-the-EU-Part-I-and-II-final-version.pdf>.

- [Ipa1935] Ipatieff VN, Corson BB, Egloff G (1935) Polymerization, a New Source of Gasoline. *Ind. Eng. Chem.* 27(9):1077-1081. doi:10.1021/ie50309a027
- [Ire2021] IRENA AND METHANOL INSTITUTE (2021), *Innovation Outlook: Renewable Methanol*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-320-5
- [Kei1999] F. J. Keil, *Methanol-to-hydrocarbons: process technology*, *Microporous Mesoporous Mater.* 1999, 29, 49-66. DOI: 10.1016/S1387-1811(98)00320-5
- [Kun2013] Kunkes E., Behrens M., *Methanol chemistry*, In: *Chemical energy storage*, Edited by Schlögl R., De Gruyter, 2013.
- [Lep2001] Leprince P, Balvet BB (2001) *Conversion processes. Petroleum Refining V.3*, Institute Français du Pétrole. Éditions Technip, Paris.
- [Man2018] P. Manara, S. Bezergianni, U. Pfisterer (2018) Study on phase behaviour of binary blends of biooil/fossil-based refinery intermediates: A step toward bio-oil refinery integration. *Eng. Conversion & Management* 165, 304-315.
- [Mic2020] T. Michler, N. Wippermann, O. Toedter, B. Niethammer, T. Otto, U. Arnold, S. Pitter, T. Koch, J. Sauer, *Gasoline from the bioliq® process: Production, characterization and performance*, *Fuel Process. Technol.* 2020, 206, 106476. <https://doi.org/10.1016/j.fu-proc.2020.106476>
- [MWV2020] Jahresbericht des Mineralölwirtschaftsverbandes MWV, 2020 [Nau2021] https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Statements/Hintergrundpapier_Weiterentwicklung_THG-Quote.pdf
- [O'co2008] O'Connor CT (2008) *Oligomerization*. In: Ertl G (Hrsg) *Handbook of heterogeneous catalysis*, 2. Aufl. Wiley-VCH, Weinheim, Chichester.
- [Ola2006] G. A. Olah, A. Goepfert, G.K. Surya Prakash, *Beyond Oil and Gas: The Methanol Economy*, Wiley-VCH, Weinheim, 2006.
- [Ols2012] U. Olsbye, S. Svelle, M. Bjørgen, P. Beato, T. V. W. Janssens, F. Joensen, S. Bordiga, K.P. Lillerud, *Conversion of Methanol to Hydrocarbons: How Zeolite Cavity and Pore Size Controls Product Selectivity*, *Angew. Chem. Int. Ed.* 2012, 51, 5810-5831. DOI: 10.1002/anie.201103657
- [Pro2022] www.profilregion-ka.de/index.php/de/
- [Pyr2022] <https://www.lkv.uni-rostock.de/forschung/aktuelle-forschungsprojekte/pyromar/>
- [Rad2006] K. R. Radtke, M. Heinritz-Adrian, C. Marsico, *New wave of coal-to-liquids*, *VGB PowerTech* 2006, 86, 78-84.
- [Ref2022] www.refuels.de
- [San2007] Sanati M, Hörnell C, Järäs SG (2007) *The oligomerization of alkenes by heterogeneous catalysts*. In: Spivey JJ (Hrsg) *Catalysis*, Bd 14. Royal Society of Chemistry, Cambridge, S 236-288.
- [Sch2022] Schröder, J.; Naumann, K. (Hrsg.) (2022): *Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr*. Leipzig: DBFZ. 340 S. ISBN: 978-3-946629-82-5. DOI: 10.48480/19nz-0322.
- [Stö1999] M. Stöcker, *Methanol-to-hydrocarbons: catalytic materials and their behavior*, *Microporous Mesoporous Mater.* 1999, 29, 3-48. DOI: 10.1016/S1387-1811(98)00319-9
- [Tab1985] Tabak SA, Krambeck FJ (1985) *Shaping process makes fuels Hydrocarbon Process (United States)*, Bd 64.9, S 72-74.
- [Viz2021] https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2020-pdf.pdf?__blob=publicationFile
- [Voi2021] Voigt, C; Kleine, J; Sauer, D; Moore, R; Bräuer, T; Le Clercq, P. et al. (2021): *Cleaner burning aviation fuels can reduce contrail cloudiness*. In: *Commun. Earth Environ.* 2 (1). DOI: 10.1038/s43247-021-00174-y.
- [Yor1997] York D, Scheckler J, Tajbl D (1997) *UOP catalytic Condensation Process For Transportation Fuels*. In: Robert A. Meyers (Hrsg) *Handbook of Petroleum Refining Processes*. McGraw-Hill, Kap. 1-3.

Glossar

AAS	Atomadsorptionsspektroskopie
BET	Physi- bzw. Chemisorptionsmessungen
BtL	Biomass to Liquids
bpd	barrel per day (=bbl/d, 1 bbl = ca. 159 L)
CCS	Carbon capture and storage
CORSIA	Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation
DtG	Dimethyl ether to gasoline
DtO	Dimethyl ether to olefins
EU	Europäische Union
ETBE	Ethly-tert.-Butylether
FAME	Fatty acid methylester
FID	Flammenionisationsdetektor (GC)
FRL	Fuel readiness level
FT	Fischer-Tropsch
FTIR	Fourier-Infrarot-(Spektroskopie)
FTS	Fischer-Tropsch-Synthese
GC	Gaschromatographie
HVO	Hydrated vegetable oil
ICP-OES	Optische Emissionsspektrometrie mit induktiv gekoppeltem Plasma
GHG	Green house gas
KPI	Key performance indicator
LCA	Life cycle assessment, Lebenszyklus-Analyse
MOGD	Mobil olefin to gasoline and distillate
MtG	Methanol to gasoline
MtO	Methanol to olefins
MS	Massenspektrometrie
MTBE	Methyl-tert.-Butylether
NMR	Kernresonanz(spektroskopie)
PBtL	Power & biomass to liquids
PtG	Power to gas
PtL	Power to Liquids
PtX	Power to Fuels
REM	Rasterelektronenmikroskopie
RFA	Röntgenfluoreszenzanalyse
SPK	Synthetic paraffinic kerosene
SWOT	Strengths, weakness, opportunities and threats
RED	Erneuerbare Energien-Direktive der EU
TGA	Thermogravimetrische Analyse
THG	Treibhausgas

TOFMS	Time-of-flight Massenspektrometer
TPD	Temperatur-programmierte Reduktion
TRL	Technology Readiness Level
VUV	Vacuum Ultraviolet spectroscopy
WTT	Well-to-tank
WTW	Well-to-Wheel
XRD	Röntgenpulverdiffraktometrie

Annex I

Betrachtung des deutschen Kraftstoffmarktes

Ausgangslage

Die 2020er-Jahre gelten als die entscheidende Dekade, um die Ziele des Pariser Klimaabkommens zu erfüllen. Das weltweite Treibhausgasbudget für das 1,5 °C-Ziel schmilzt mit zunehmender Geschwindigkeit: Laut IPCC waren es ab 2021 noch 300 Milliarden Tonnen CO₂-Äquivalente. 42 ± 3 Milliarden Tonnen CO₂-Äquivalente werden jährlich freigesetzt, davon entfallen allein 8 Milliarden Tonnen CO₂-Äquivalente auf den Verkehr. Je nach in der Praxis umgesetzten und vor allem wirksamen Maßnahmen zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen bleibt ein Zeitfenster von wenigen Jahren bei gleichzeitig zunehmend sichtbaren Auswirkungen des Klimawandels. Hinzu kommen die weltweiten Herausforderungen infolge der COVID-19-Pandemie.

Eine Bestandsaufnahme für Deutschland zum bisher Erreichten in Sachen Klimaschutz im Verkehr, was bereits seit Anfang der 2000er-Jahre mit klaren Zielen und Maßnahmen (maßgeblich Reduzierung des Endenergieverbrauchs, Support durch erneuerbare Energien, alternative Antriebe und Verkehrsverlagerung) verfolgt wird, fällt – freundlich formuliert – ernüchternd aus:

Fahrzeugbestand: ca. 60 Millionen Fahrzeuge, davon ca. 48 Millionen Pkw, davon ca. 2,5 Millionen mit alternativen Antrieben wie z. B. Hybrid-Elektroantrieb oder Elektroantrieb (Abbildung 1, Stand Oktober 2021); gegenüber Januar 2010 ein Plus von über 15 % bei Pkw sowie 44 % bei Lkw und Sattelzugmaschinen (davon ca. 79 % sog. leichte Nutzfahrzeuge bis zu 3,5 Tonnen); stagnierender bzw. teils rückläufiger Bestand bei Bussen, Schienenfahrzeugen, Binnenschiffen und Flugzeugen.

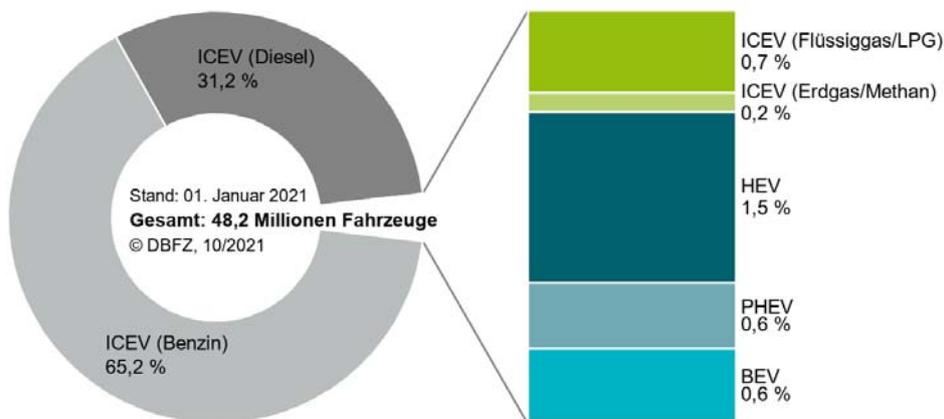


Abbildung 1 Pkw-Bestand in Deutschland, aufgeteilt nach Antriebsart und Kraftstoff

Verkehrsleistung: ca. 1.244 Milliarden Personenkilometer im Personenverkehr (Abbildung 2, Stand 2018/2019), davon ca. 74 % im motorisierten Individualverkehr mit Pkws und innerhalb von zehn Jahren ein Plus von ca. 5 %; ca. 2.666 Milliarden Tonnenkilometer im Güterverkehr (inkl. seegehende Schifffahrt, Stand 2013/2019) mit einem Zuwachs von 35 % innerhalb von zehn Jahren ohne quantifizierbare Verlagerung von der Straße auf die Schiene oder Schiff.

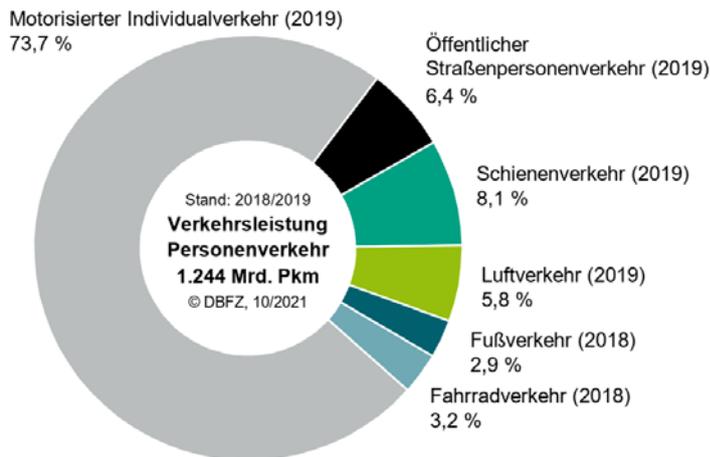


Abbildung 2 Verkehrsleistung im Personenverkehr für Deutschland 2018/2019

Endenergieverbrauch (inkl. des von Deutschland ausgehenden internationalen Luft- und Seeverkehrs): Dieser beträgt 2.739 Petajoule (Stand 2019, Abbildung 3) mit ca. 83 % im Straßenverkehr und 16 % im Luftverkehr sowie einem Plus von 8 % seit 2009; der Anteil der erneuerbaren Energien lag 2019 lediglich bei 5 % bzw. bezogen auf den Straßenverkehr bei ca. 6,6 % und wird bisher nahezu ausschließlich über Biokraftstoffe realisiert.

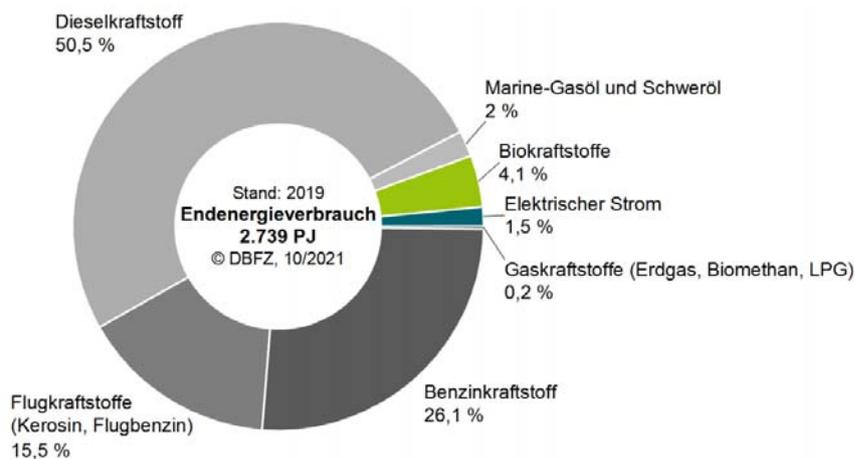


Abbildung 3 Endenergieverbrauch im Verkehr aufgeteilt nach Energieträgern für Deutschland 2019

Treibhausgasemissionen (inkl. des von Deutschland ausgehenden internationalen Luft- und Seeverkehrs): ca. 196 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente (Abbildung 4, Stand 2019), davon ca. 51 % Individualverkehr, 30 % Straßengüterverkehr und öffentlicher Straßenpersonenverkehr sowie 16 % Luftverkehr. Das bedeutet ein Plus von 6,3 % gegenüber 2010 bzw. 8,5 % gegenüber 1990 und dies trotz steigender Treibhausgasvermeidung durch den Einsatz von Biokraftstoffen (ca. 9,7 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente in 2019 als Erfüllung der Treibhausgasminderungsquote).

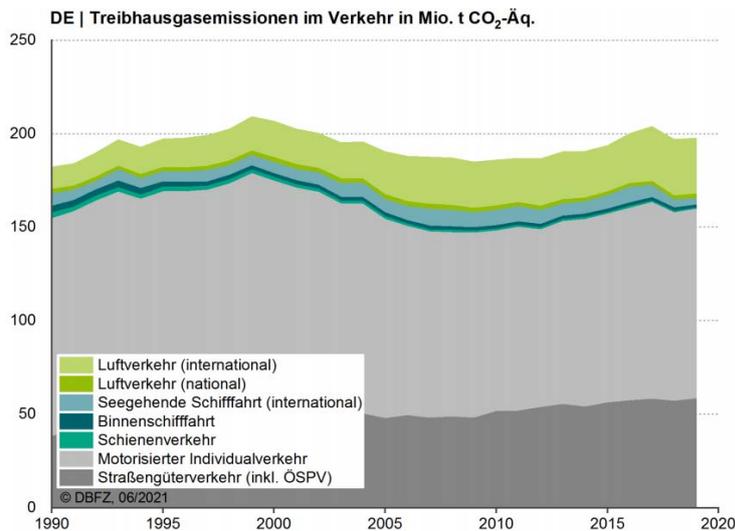


Abbildung 4 Treibhausgasemissionen im Verkehr für Deutschland, aufgeteilt nach national und international (Bunkerung für seegehende Schifffahrt und grenzüberschreitende Luftfahrt); Hinweis: motorisierter Individualverkehr umfasst Pkw und Krafträder

Politische Rahmenbedingungen

Die politisch gesetzten Rahmenbedingungen dienen der Erreichung von Klimaschutzziele und beeinflussen folglich insbesondere auf europäischer und nationaler Ebene auch die Entwicklung des Marktes und des Wettbewerbs. Ein übersichtlicher Zusammenhang zeigt Abbildung 5. Eines der zentralen Instrumente für die Förderung der Nutzung erneuerbarer Energieträger im Verkehr ist die 2009 auf europäischer Ebene verabschiedete Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2009/28/EC, Renewable Energies Directive kurz RED) und deren Überarbeitung 2018 (2018/2001/EC, kurz RED II). Kern beider Richtlinien sind die durch die EU-Mitgliedsstaaten zu erreichenden Mindestanteile alternativer und erneuerbarer Energieträger im Verkehr (RED: 10 % bis 2020, RED II: 14 % bis 2030, Ansatz bei beiden über den relativen energetischen Anteil, Entwurf RED III: 13 % Ansatz über THG-Minderung bis 2030). Zudem werden Randbedingungen zum Nachweis der Nachhaltigkeit und Mindesttreibhausgasreduzierung dieser Energieträger festgelegt. [Europäische Union 23.04.2009a, 11.12.2018] Ein zweites relevantes Instrument für Energieträger im Verkehr ist die ebenso 2009 verabschiedete Kraftstoffqualitätsrichtlinie (2009/30/EC, Fuel Quality Directive kurz FQD). Mit der FQD sollen die Lebenszyklustreibhausgase von Kraftstoffen schrittweise verringert werden. Die FQD definiert durch die EU-Mitgliedsstaaten umzusetzende Treibhausgasreduzierungsziele für in Verkehr gebrachte Kraftstoffe (bis 2020: 6 % durch alternative und erneuerbare Kraftstoffe inklusive der Anrechnung von bis zu 1,2 % Upstream-Emissionsminderungen). [Europäische Union 23.04.2009b]

Europäische Richtlinien sind jeweils in den EU-Mitgliedsstaaten in nationalen Regelwerken umzusetzen. In Deutschland werden die RED und FQD durch die Treibhausgasreduzierungsquote (kurz THG-Quote) umgesetzt (konkret §37a-d Bundes-Immissionsschutzgesetz (kurz BImSchG) und nachfolgende Verordnungen). Das Grundprinzip der THG-Quote ist einfach: Inverkehrbringer von Kraftstoffen (sog. Quotenverpflichtete) sind seit 2015 verpflichtet, die THG-Emissionen der durch sie in Verkehr gebrachten Kraftstoffe zu erfassen und schrittweise zu reduzieren. Realisiert wird dies im Regelfall durch die Beimischung von erneuerbaren Kraftstoffen mit niedriger Treibhausgasbilanz (kurz THG-Bilanz) zu fossilen Kraftstoffen.

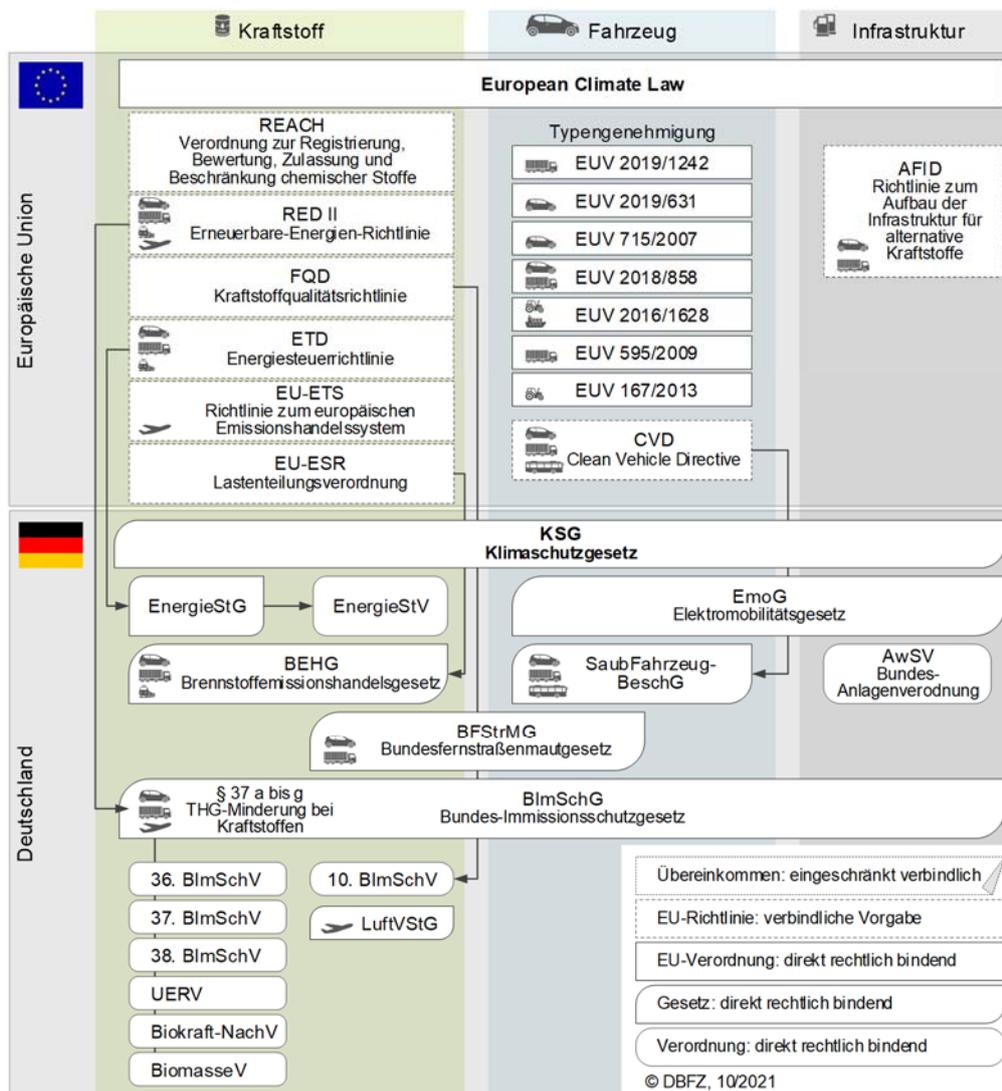


Abbildung 5 Vereinfachte Darstellung zu Rahmenpolitik im Verkehr auf EU-Ebene, nationale Umsetzung in Deutschland sowie direkt verbindliche Vorgaben (Abk. in Report 44)

Im Rahmen des Europäischen Green Deal und der jeweiligen nationalen Umsetzung in Deutschland sind und werden eine Vielzahl an Regulativen relevant. Für den Verkehr sind dies in besonderem Maße das Klimaschutzgesetz (2030-Ziel: zulässige Jahresemissionsmenge von 85 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente) sowie die Fortsetzung der seit 2015 bestehenden THG-Quote (2030-Ziel: Treibhausgas-minderung von mindestens 25 % mit unterschiedlichen, teils mit Mindest- und Maximalanteilen sowie Multiplikatoren und Anpassungsmechanismen versehenen Erfüllungsoptionen für erneuerbare Energieträger und Kraftstoffe sowie Elektromobilität). Hinzu kommen die CO₂-Flottenregulierung für Neufahrzeuge (2030-Ziel von 37,5 % für Pkw und 31 % für leichte Nutzfahrzeuge im Vergleich zu 2021; 30 % für schwere Nutzfahrzeuge im Vergleich zu 2020) sowie implizit das Energiesteuergesetz und Brennstoffemissionshandelsgesetz.

Bisherige Entwicklungen für erneuerbare Kraftstoffe in Deutschland

Das Instrument der Quote wurde in Deutschland erstmals 2006 als energetische Biokraftstoffquote verankert. Diese verpflichtete die Inverkehrbringer von Kraftstoffen, einen definierten energetischen Mindestanteil von Biokraftstoffen einzusetzen. Aufgrund dieser und weiterer Fördermaßnahmen (z. B. befristete Energiesteuererleichterung auf biogene Reinkraftstoffe) stieg der Anteil an Biokraftstoffen in Deutschland bis zum Jahr 2007 an. Neben vergleichsweise geringeren Anteilen an Reinkraftstoffen wurde die Quote maßgeblich durch eine Beimischung von Biokraftstoffen zu Otto- und Dieselmotorkraftstoffen realisiert.

Die ab 2015 geltende THG-Quote löste die energetische Biokraftstoffquote ab; entscheidend wurde nunmehr die jeweils erzielte THG-Minderung. Quotenverpflichtete, d. h. die Inverkehrbringer von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen für den Straßenverkehr, müssen nunmehr sicherstellen, dass die Treibhausgasemissionen der von ihnen in Verkehr gebrachten fossilen Kraftstoffe zuzüglich der Treibhausgasemissionen der von ihnen in Verkehr gebrachten alternativen Kraftstoffe und Biokraftstoffe gegenüber einem definierten Referenzwert reduziert werden (3,5 % ab 2015, 4 % ab 2017 und 6 % ab 2020 zum Referenzwert). Bei Nichterfüllung sind Abgaben für die Fehlmengen zu bezahlen. Es besteht die Möglichkeit, die eigene Verpflichtung im Rahmen einer vertraglichen Vereinbarung an Dritte zu übertragen (§37a BImSchG Absatz 6), hier hat sich inzwischen ein Quotenhandel etabliert. Für die Berechnung und Überwachung der Treibhausgasquote ist das Hauptzollamt Frankfurt/Oder zuständig. Die Vorgaben der RED [Europäische Union 23.04.2009a] zu Nachhaltigkeit und THG-Bilanzierung werden durch die 2009 verabschiedete Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) in nationales Recht umgesetzt. Sie gilt für alle Betriebe der gesamten Herstellungs- und Lieferkette, d. h. vom Landwirt bis zum Nachweispflichtigen im Biokraftstoffbereich. Für die Umsetzung der Nachhaltigkeitskriterien ist die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) die zuständige Behörde.

Biokraftstoffe (und alle anderen erneuerbaren Kraftstoffe) können nur dann auf die Quote angerechnet werden, wenn die Anforderungen der Biokraft-NachV entsprechend erfüllt und der Nachweis per Zertifikat erbracht wird. Die Anforderungen sind in den vergangenen Jahren gestiegen, z. B. in Bezug auf spezifische THG-Mindestminderungen der erneuerbaren Kraftstoffe im Vergleich zur fossilen Referenz (Ab 2021 geltende THG-Mindestanforderungen: Altanlagen mindestens 50 %, Anlagen mit Bestandsanlagen mindestens 60 %, Neuanlagen mindestens 65 %), einsetzbare Rohstoffe oder nutzbare Flächen zum Biomasseanbau.

Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. zeigt die Entwicklung der in Deutschland eingesetzten Biokraftstoffe seit dem Jahr 1998 sowie die durch deren Einsatz erfolgte THG-Minderung seit dem Jahr 2009. Im Jahr 2020 wurden laut BLE 168 PJ zertifizierte Biokraftstoffe eingesetzt, die bei einer durchschnittlichen THG-Minderung von 83 % gegenüber der fossilen Referenz insgesamt 13,2 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente eingespart haben. Dabei haben bis 2019 vorwiegend FAME (fatty acid methyl ester)- und Ethanol-Kraftstoffe zur Quotenerfüllung beigetragen. 2020 kam es mit dem Anstieg der THG-Quote auf 6 % zu einem deutlich verstärkten Einsatz von HVO-Diesel (hydroprocessed vegetable oils). Gründe hierfür liegen zum einen in der neben FAME zusätzlich möglichen Beimischung von HVO-Diesel und dem Ausschluss der Übertragung des Quotenüberhangs der Vorjahre in das Jahr 2020. Biomethan (2,6 PJ), erneuerbarer Strom (0,4 PJ) und erneuerbarer Wasserstoff (0,01 PJ) sind weiterhin von untergeordneter, wenn auch zunehmender Bedeutung. Für das Quotenjahr 2021 ist mit einem Rückgang an in Verkehr gebrachten erneuerbaren Kraftstoffen zu rechnen, da die Quotenüberhänge aus den vergangenen Jahren wieder angerechnet werden können und Quotenverpflichtete verstärkt Upstream-Emissionsminderungsmaßnahmen anrechnen lassen.

Bis heute wird die THG-Minderung im Verkehr nahezu ausschließlich durch konventionelle aus Primär-Biomasse hergestellte Biokraftstoffe bzw. aus Altspeiseölen/-fetten bzw. tierischen Fetten hergestellte Biokraftstoffe realisiert. Die Menge an fortschrittlichen Biokraftstoffen, welche aus Reststoffen der Lebensmittelindustrie oder aus lignocellulosehaltiger Biomasse hergestellt wurden, entsprach im Quotenjahr 2020 6 PJ. Da bei einem Quotenziel von 0,05 % für fortschrittliche Kraftstoffe lediglich etwa 1 PJ im Jahr 2020 erforderlich gewesen wäre, steht eine Übererfüllungsmenge von 5 PJ für die Folgejahre zur Verfügung.

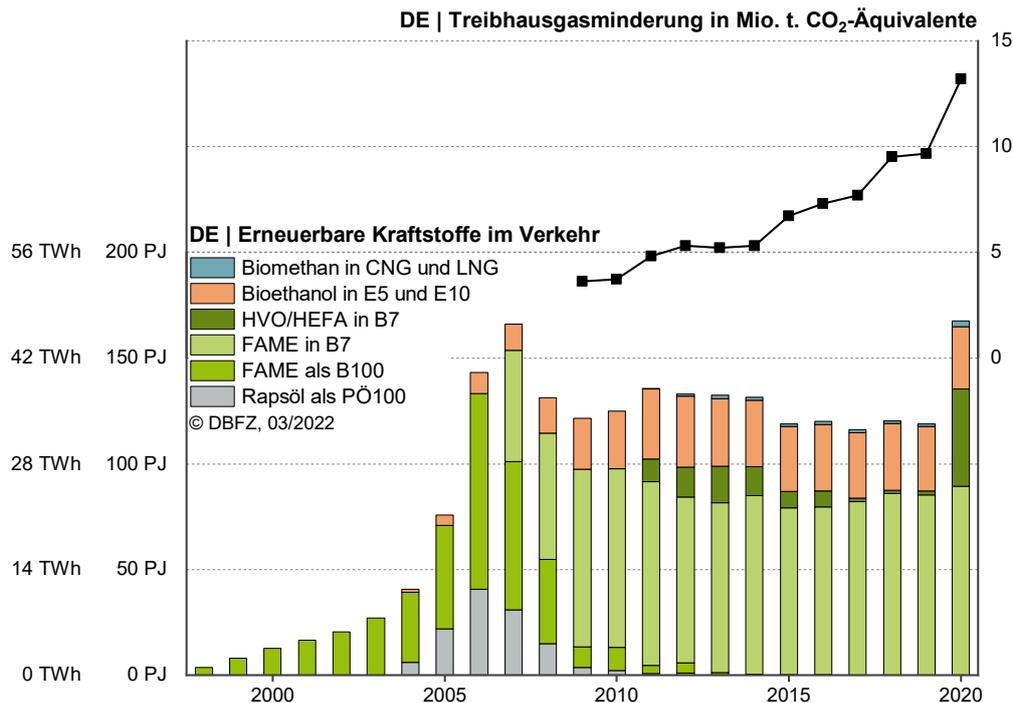


Abbildung 6 Entwicklung der Verwendung von Biokraftstoffen seit 1998

Neben Biokraftstoffen wurden inzwischen auch weitere Erfüllungsoptionen für die THG-Quote zugelassen. Dies bedeutet, dass auch andere, teilweise fossile Kraftstoffe eingesetzt werden können, sofern deren THG-Bilanz einen Vorteil gegenüber dem bisherigen Durchschnittswert aufweist. Zusätzliche Erfüllungsoptionen sind:

- fossile Gaskraftstoffe wie Autogas (Liquefied Petroleum Gas - LPG) und Erdgas (als Compressed Natural Gas - CNG oder Liquefied Natural Gas - LNG),
- Strom und strombasierte Kraftstoffe,
- begrenzt bis 2020 die Mitraffination von Pflanzenölen in Mineralölraffinerien,
- die Mitraffination von Wasserstoff aus Elektrolyse in Mineralölraffinerien sowie
- Maßnahmen zur Reduktion von Emissionen bei der Erdölförderung, sog. Upstream-Emission Reduction (kurz: UER), welche ab 2020 mit einem Anteil von bis zu 1,2 % zur THG-Minderung beitragen können. (Für das Quotenjahr 2020 wurden Emissionsminderungen durch UER in Höhe von insgesamt 783.000 t CO₂-Äq. verifiziert was einem Beitrag von etwa 0,37 % zur THG-Quote entspricht.)

Die wesentlichen Herkunftsländer konventioneller Biokraftstoffoptionen waren im Jahr 2019 Indonesien (Palmöl für 20,0 PJ Kraftstoffe), Deutschland (Raps für 13,8 PJ Kraftstoffe) und die Ukraine (Mais für 10 PJ). Als weitestgehend neue Ressource ist in den letzten Anrechnungsjahren Brassica carinata, welche zukünftig eventuell als eine fortschrittliche Ressource deklariert wird, mit geringen Mengen (umgerechnet 0,1 PJ Kraftstoff) aus Uruguay und den USA hinzugekommen. Die treibenden Herkunftsländer bei den Abfall- und Reststoffen sind China (umgerechnet 9,5 PJ Kraftstoff) und Deutschland (7,2 PJ Kraftstoff). Zukünftig ist vor allem für diese Kraftstoffoptionen von einem weiteren Import und einer Steigerung der Importmengen auszugehen.

Erfahrungen im Kraftstoffmarkt

Die in Deutschland genutzte Menge an erneuerbaren Kraftstoffen wird in erster Linie durch die rechtlichen Rahmenbedingungen beeinflusst. Während sie aufgrund steuerlicher Vergünstigungen in den Jahren bis 2007 stark gestiegen war, ist sie infolge der genannten Änderungen anschließend wieder deutlich zurückgegangen und blieb zwischen 2009 und 2019 auf vergleichbarem Niveau.

Untersuchungen zeigen, dass sich erneuerbare Kraftstoffe in einem begrenzten Markt und innerhalb einer THG-Quote zunächst maßgeblich entsprechend ihrer THG-Vermeidungskosten im Wettbewerb positionieren [Meisel et al. 2020]. Besonders erwünschte Technologie- und Kraftstoffoptionen können vom Gesetzgeber unter anderem durch mögliche Mehrfachanrechnung für ausgewählte Erfüllungsoptionen auf die zu erreichenden energetischen Mindestziele sowie die THG-Quote gefördert werden.

Die in Deutschland implementierte THG-Minderungsquote führte in den letzten Jahren bereits zu zahlreichen Verbesserungen, z. B. konnten sich auf der Technologieseite verschiedene Verfahren (Ethanol, HVO) etablieren. Weiterhin hat auch die Ressourcenseite teilweise eine erhebliche Sogwirkung entfaltet und verschiedene Ressourcen (UCO, nunmehr verstärkt POME) in den Kraftstoffmarkt gelenkt, mit den jeweiligen entsprechenden, teils unerwünschten Begleiteffekten. Gerade im Hinblick auf die fortschrittlichen Biokraftstoffe sind einige Beispiele zu nennen, welche aus technologischer Sicht Erfolge sind. So wird etwa Lignocelluloseethanol erstmals großtechnisch hergestellt werden (Clariant in Rumänien). Auch das prominente Beispiel Bio-SNG im Projekt Gobigas aus Waldrestholz oder Biomass-to-Liquid (BtL, bioliq) zeigen Erfolge in der technologischen Umsetzung. Bei all diesen herausragenden Beispielen steht jedoch jeweils der wirtschaftliche Erfolg, auch aufgrund der politischen Rahmenbedingungen, in Frage und es ist noch keine langfristige Wirtschaftlichkeit absehbar, welche zu einer wirklichen Etablierung und großskaligen Reproduktion der Technologie führen würde.

Mit dem langfristigen Klimaziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 sind konkrete und umfassende Infrastrukturänderungen notwendig. Die Erfahrungen der vergangenen Jahre mit der gezielten Förderung der Elektrifizierung haben gezeigt, mit welcher Trägheit Änderungen im Fahrzeugbestanderfolgen. Neben dem Ziel der THG-Neutralität in 2045 steht jedoch auch ein insgesamt begrenztes Emissionsbudget bis 2045 für das 1,5 °C-Ziel zur Verfügung, was einen sehr ambitionierten Reduktionspfad für die kommenden Jahre zur Folge hat. Nicht zuletzt vor diesem Hintergrund erscheint es unerlässlich, neben allen Maßnahmen zur Vermeidung und Verlagerung von Verkehr vor allem für schwer elektrifizierbare Bereiche, allem voran schwere Nutzfahrzeuge als einem der wesentlichen THG-Emittenten im Verkehr, auch kurzfristig verfügbare Optionen zur Verfügung zu stellen.

Rahmenbedingungen bis 2030

Die Vorgaben der Erneuerbare-Energien-Richtlinie für den Verkehrssektor werden in Deutschland über §37a–h des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) und die nachgeordneten Verordnungen zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (36., 37., und 38. BImSchV) implementiert. Tabelle 1 enthält eine Übersicht der darin enthaltenen Verpflichtungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen für die Jahre 2022 bis 2030. Analog zur RED II gibt es neben dem übergeordneten Ziel eine Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe aus dafür definierten biogenen Rohstoffen bzw. Ressourcen. Darüber hinaus erfolgt eine verbindliche Festlegung einer Unterquote für die Luftfahrt ab 2026. Hier existieren noch keine europäischen Vorgaben, sie sollen jedoch zukünftig etabliert werden.

Tabelle 1 Ziele der nationalen RED-II-Umsetzung in Deutschland, Power-to-Liquid (PTL)

Ziele	Mindestanteil	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
THG-Quote Flüssigkraftstoffe	THG-Minderung	7,0 %	8,0 %	9,25 %	10,5 %	12,0 %	14,5 %	17,5 %	21,0 %	25,0 %
Fortschrittliche Biokraftstoffe (Anhang IX, A)	Straße (energetisch)	0,2 %	0,3 %	0,4 %	0,7 %	1,0 %	1,0 %	1,7 %	1,7 %	2,6 %
PTL-Kerosin	Luft (energetisch)					0,5 %	0,5 %	1,0 %	1,0 %	2,0 %

An die Erfüllung der vorgegebenen Quoten sind weitere Rahmenbedingungen geknüpft hinsichtlich der Begrenzung oder mehrfachen Anrechnung einzelner Optionen. Diese sind Tabelle 2 zusammenfassend dargestellt. Die deutsche THG-Quote orientiert sich dabei zwar am Rahmen der RED II, weicht in den Details der Ausgestaltung allerdings auch davon ab.

Tabelle 2 Randbedingungen für Erfüllungsoptionen innerhalb der THG-Quote der RED-II-Umsetzung in Deutschland, Hinweis: erfolgt keine Angabe je Jahr, gibt es keine Vorgaben bzgl. der Mindest- oder Maximalanteile

Erfüllungsoption	Erläuterung	Bedingung
Fortschrittliche Biokraftstoffe im Straßenverkehr (38. BImSchV, Anlage 1)	Mengen oberhalb des Mindestanteils, ausgenommen POME	2-fache Anrechnung für Mengen oberhalb des energetischen Mindestanteils
Biokraftstoffe aus Altspeiseölen (UCO) und tierischen Fetten (38. BImSchV, Anlage 4)	Anteil energetisch	maximal 1,9 %
Konventionelle Biokraftstoffe aus Rohstoffen, die auch den Nahrungs- und Futtermittelsektor bedienen	Anteil energetisch	maximal 4,4 %
Biokraftstoffe aus Rohstoffen mit hohem Risiko indirekter Landnutzungsänderung (Palmöl)		ab 2022: maximal 0,9 % ab 2023: 0 %
Grüner Wasserstoff und Folgeprodukte (PTX-Kraftstoffe)	Einsatz in Raffinerien und Anwendung im Straßenverkehr	2-fache Anrechnung
Elektrischer Strom	Strom für Elektrofahrzeuge ¹	3-fache Anrechnung; Anpassungsmechanismus ²
Batteriegestützter Elektroantrieb und brennstoffzellengestützter Elektroantrieb	Faktorisierung von elektrischem Strom und Wasserstoff	Anpassungsfaktor für die Antriebs-effizienz: 0,4
Upstream Emission Reduction (UER)	THG-Vermeidung durch UER	bis 2026: maximal 1,2 % ab 2027: 0 %

Die Überarbeitung der RED II (Entwurf RED III), welche sich aus den Änderungen des Vorschlags der Europäischen Kommission und des Rates ergibt, erhöht das Gesamtziel für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch der Europäischen Union von vormals 32 % auf nunmehr 40 % im Jahr 2030. Für den Verkehrssektor beinhaltet sie darüber hinaus im Wesentlichen folgende Ziele:

- a. Die Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor sollen bis 2030 um 13 % durch die Nutzung erneuerbarer Energien gesenkt werden, der Zielpfad soll durch die Mitgliedstaaten definiert werden (dies entspricht einem veränderten Ansatz gegenüber dem bisher definierten relativen energetischen Anteil von 14 % für 2030 in der aktuellen RED II).
- b. Der Anteil an erneuerbaren fortschrittlichen Biokraftstoffen soll von mindestens 0,2 % im Jahr 2022 auf 0,5 % im Jahr 2025 und 2,2 % im Jahr 2030 steigen (gegenüber 1,75 % ohne doppelte Anrechnung in der aktuellen RED II).
- c. Der Anteil erneuerbarer Kraftstoffe nicht biologischen Ursprungs (engl.: Renewable Fuels of Non-Biological Origin - RFNBO) soll bis 2030 einen Anteil von 2,6 % erreichen (einschließlich Wasserstoff).

¹ Strom aus öffentlichen und privaten Ladepunkten

² gesetzlich vorgegebener maximaler Ausbau, bei Überschreitung erfolgt Anpassung der Gesamtquote

Dabei stellt für die beiden Unterziele (b und c), die sich jeweils auf den Energieanteil beziehen, der Gesamtenergiebedarf im Verkehrssektor die Referenzgröße dar. Bezogen auf diese beiden Unterziele wird die Verwendung der Energieträger im Luft- oder Seeverkehr zusätzlich 1,2-fach angerechnet.

Flugkraftstofflieferanten müssen gemäß dem Vorschlag für eine Verordnung zur Gewährleistung gleicher Wettbewerbsbedingungen für einen nachhaltigen Luftverkehr (REFUELEU AVIATION) zukünftig sicherstellen, dass der gesamte, den Luftfahrzeugbetreibern an jedem Flughafen der Union zur Verfügung gestellte Flugkraftstoff einen Mindestanteil an nachhaltigem Flugkraftstoff (engl.: Sustainable Aviation Fuel – SAF) enthält, einschließlich eines Mindestanteils an synthetischem Flugkraftstoff. Für Deutschland würde der Mindestanteil von 5 % für das Jahr 2030 gemessen am Flugtreibstoffverbrauch im Jahr 2019 einer Menge von 22 PJ entsprechen. Verfehlungen dieser Quote sollen mit einem Bußgeld belegt werden, das mindestens dem doppelten Preisdelta zwischen fossilem Kerosin und SAF entspricht. Die betreffenden Lieferanten müssen zusätzlich dieses Defizit im darauffolgenden Berichtszeitraum zumindest ausgleichen. Biokraftstoffe auf Basis von Lebens- und Futtermitteln sind genauso wie Wasserstoff und Elektrizität keine Erfüllungsoptionen im Rahmen dieser Richtlinie.

Die Treibhausgasemissionen durch den Treibstoffbedarf in der maritimen Schifffahrt sollen gemäß dem Vorschlag einer Verordnung über die Nutzung erneuerbarer und kohlenstoffarmer Kraftstoffe im Seeverkehr (FUELEU MARITIME) schrittweise um 2 % ab 2025 bis 75 % ab 2050 reduziert werden. Der Referenzwert hierfür wird noch festgelegt und soll sich an der durchschnittlichen Treibhausgasintensität der an Bord von Schiffen verbrauchten Energie im Jahr 2020 orientieren. Ab 2030 sollen zudem alle Container- und Fahrgastschiffe grundsätzlich während ihrer Liegezeit im Hafen über Landstrom versorgt werden.

Szenarien für den Straßenverkehr

Im Folgenden wird kurz dargestellt (Abbildung 7 f.), wie sich die Ausgestaltung der Quotenerfüllung bis 2030 unter ausgewählten Verkehrsszenarien entwickeln könnte. Dieses Ergebnis wird wiederum mit den jährlichen Emissionszielen nach dem Bundes-Klimaschutzgesetz, den Vorgaben aus der RED sowie dem aktuellen Stand der RED-Novellierung abgeglichen. Der Szenarienvergleich soll einen gewissen Korridor bis 2030 aufspannen, weshalb die ausgewählten Szenarien einen deutlichen Unterschied in ihrem Ambitionsniveau aufweisen. Genauer betrachtet werden im Folgenden zwei Szenarien, die auf Annahmen zur Strukturentwicklung im Verkehrssektor gemäß zweier Studien aufbauen:

- a. das GreenLate-Szenario aus der RESCUE-Studie des UBA, bei welchem ein verzögertes Handeln zur Vermeidung des Klimawandels zugrunde gelegt wurde, für das wenig ambitionierte Szenario sowie
- b. das Szenario von Agora Energiewende zur Erreichung des Ziels von null Emissionen im Jahr 2045 für das ambitionierte Szenario.

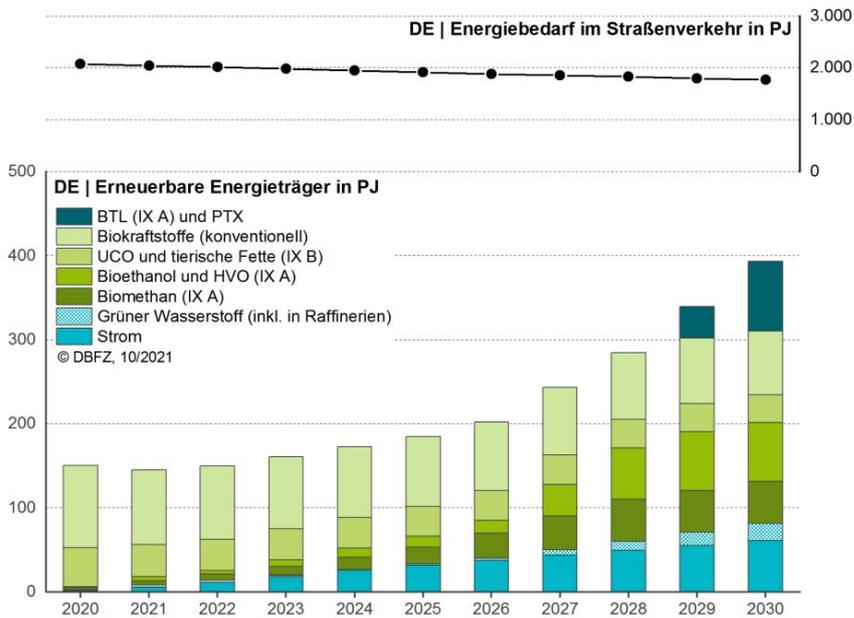


Abbildung 7 Quotenerfüllung von 2020 bis 2030 im weniger ambitionierten Szenario

Das Emissionsbudget, welches gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz für den Verkehrssektor definiert wird, beträgt für die Jahre 2022 bis 2030 in Summe 1.034 Mio. t CO₂-Äq. Reduziert um 5 Mio. t CO₂-Äq. pro Jahr für sonstige nationale Verkehre (analog dem Jahr 2018), verbleibt ein Budget von 994 Mio. t CO₂-Äq. für die Jahre 2022 bis 2030 für den Straßenverkehr als Geltungsbereich der weiterentwickelten THG-Quote. Dieses Budget wird im weniger ambitionierten Szenario für die Jahre 2022 bis 2030 deutlich verfehlt und in Summe um 110 Mio. t CO₂-Äq. überschritten.

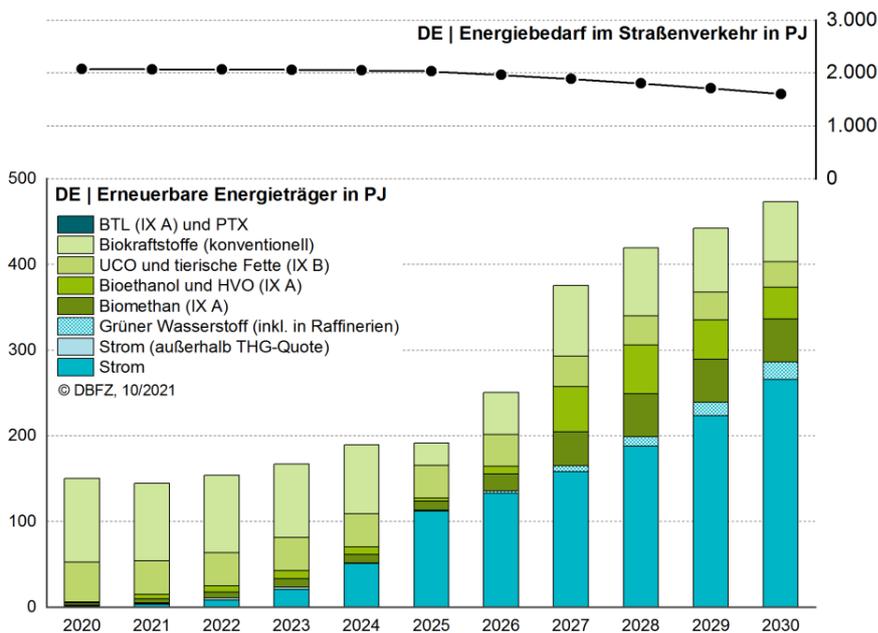


Abbildung 8 Quotenerfüllung von 2020 bis 2030 im ambitionierten Szenario

Das Emissionsbudget für die Jahre 2022 bis 2030 gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz wird selbst bei diesem ambitionierten Szenario in jedem Fall überschritten. Die Erreichung der Ziele gemäß RED II von

14 % erneuerbaren Energien im Straßen- und Schienenverkehr sowie von 13 % THG-Vermeidung im gesamten Verkehrssektor im Jahr 2030 ist wiederum völlig unkritisch.

Die erforderliche Menge von mindestens 2,6 % fortschrittlichen Biokraftstoffen im Jahr 2030 umfasst je nach Szenario 41 bzw. 45 PJ. Ohne ausreichende Gaskraftstoffanteile im Verkehrssektor dürfte es deutlich schwieriger werden, die erforderlichen Mengen in Form von flüssigen fortschrittlichen Kraftstoffen (HVO/HEFA oder Ethanol auf Basis von Rohstoffen gemäß Anhang IX A der RED bzw. Anlage 1 der 38. BImSchV) bereitzustellen. Auch wenn die Mobilisierbarkeit der hohen technischen Ressourcenpotenziale nicht abschließend beurteilt werden kann, so bleibt abzuwarten, wie schnell sich die Produktionskapazitäten auf diese Nachfrage hin orientieren. Gerade mit dem Ausblick für die notwendige Entwicklung nach 2030 wird deutlich, dass es eine dringende Notwendigkeit für synthetische Kraftstoffe gibt und ein schneller Markthochlauf notwendig sein wird.

Grundsätzlich zeigen die Berechnungen, dass es für die Erreichung der Klimaziele im Verkehrssektor von zentraler Bedeutung ist, dass alle Maßnahmen, ob Förderung oder gesetzliche Vorgabe, gut aufeinander abgestimmt sein müssen, um nicht schlussendlich in eine Erfüllungslücke zu laufen.

Weitere Details und ausführliche Beschreibungen aller Inhalte sind hier nachzulesen.



<http://www.dbfz.de/report-44>

Literaturverweise

[Europäische Union 23.04.2009a, 11.12.2018] Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG. RED. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legalcontent/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32009L0028&qid=1611328079991>, zuletzt geprüft am 22.01.2021

[Europäische Union 11.12.2018] Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. 2018/2001 (RED II). Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legalcontent/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32018L2001&qid=1611328254590>, zuletzt geprüft am 20.01.2021

[Europäische Union 23.04.2009b] Richtlinie 2009/30/EG zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Spezifikationen für Otto-, Diesel- und Gasölkraftstoffe und die Einführung eines Systems zur Überwachung und Verringerung der Treibhausgasemissionen. FQD, vom 21.05.2016. Online verfügbar unter <https://eurlex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A02009L0030-20160610&qid=1611328610367>, zuletzt geprüft am 22.01.2021.

[Meisel et al. 2020] Meisel, Kathleen; Millinger, Markus; Naumann, Karin; Müller-Langer, Franziska; Majer, Stefan; Thrän, Daniela (2020): Future Renewable Fuel Mixes in Transport in Germany under RED II and Climate Protection Targets. In: *Energies* 13 (7), S. 1712. DOI: 10.3390/en13071712

Annex II

Vorlage Risiko-ID

Risiko-ID: R1	Kurzbezeichnung Risiko
Risikobeschreibung	Kurzbeschreibung des Risikos
Bezug zu Arbeitspaket Verantwortlicher Akteure	Bsp. Arbeitspaket x.1; Maxi Musterfrau
Risikoeffekt/-auswirkungen	Stichpunktartige Beschreibung des Effektes, Wechselwirkung mit anderen Risiken (Risiko-ID benennen)
Eintrittswahrscheinlichkeit	Wie hoch ist die Eintrittswahrscheinlichkeit des Risikos? Bitte um Zahlenangabe und kurze allgemeinverständliche Erläuterung Legende: 0 bis 100% in 20%-Schritten
Tragweite	Wie hoch ist Tragweite des Risikos als „kategorisierte Auswirkung auf das Projekt und den Projekterfolg“? Legende: 1 vernachlässigbar 2 unkritisch 3 teilweise kritisch in bestimmten Bereichen/Teilaufgaben (mit negativer Auswirkung) 4 kritisch (mit stark negativer und deutlich merkbarer beeinträchtigender Auswirkung) 5 projektgefährdend
Auswirkungen auf Zeit-/Arbeitsplan und Kosten	Bsp. Verzögerung um xy Wochen >> xxx Zusätzliche Kosten im Umfang von ca. xy EUR/Woche
Maßnahmen zur Vorbeugung des Risikos (präventiv)	Welche Maßnahmen können konkret vorgenommen werden um die Eintrittswahrscheinlichkeit des Risikos zu reduzieren/ minimieren? Bringen diese Maßnahmen weitere Risiken mit sich?
Maßnahmen bei Eintritt des Risikos (korrektiv)	Welche Maßnahmen können konkret vorgenommen werden, um den Schaden zu minimieren, falls das Risiko eingetreten ist (z.B. Plan B, Abbruch Aufgabe/Vorhaben)?
Risikoüberwachung; Dokumentation	Erfolgt durch o.g. Verantwortliche/n in Absprache mit der Projektleitung Dokumentation mit Datum, Status, Maßnahmen mit Blick auf folgende Fragen: Wurden die definierten Maßnahmen umgesetzt? Waren die ergriffenen Maßnahmen erfolgreich? Konnten Risiken reduziert oder vermieden werden?