



INSTITUT FÜR ENERGIE-  
UND UMWELTFORSCHUNG  
HEIDELBERG



# Beitrag strombasierter Kraftstoffe zum Erreichen ambitionierter verkehrlicher Klimaschutzziele in Baden-Württemberg

## Kurzgutachten

Fabian Bergk, Horst Fehrenbach, Udo Lambrecht, Dominik Räder,  
ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg

Anna-Lena Fuchs, Maike Schmidt, Simon Schwarz, Patrick Wolf,  
ZSW - Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Stuttgart

Heidelberg, Stuttgart, November 2018

---



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR VERKEHR

**Im Auftrag des Ministeriums für Verkehr Baden-Württemberg**

Abteilung 4, Nachhaltige Mobilität

Referat 41 – Grundsatzfragen, Klimaschutz, Digitalisierung und Europa

Dr. Monika Herrmann

**IMPRESSUM**

Autoren: Fabian Bergk, Horst Fehrenbach, Udo Lambrecht, Dominik Räder,  
ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg  
Im Weiher 10, D-69121 Heidelberg, [www.ifeu.de](http://www.ifeu.de)

Anna-Lena Fuchs, Maike Schmidt, Simon Schwarz, Patrick Wolf,  
ZSW - Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Stuttgart  
Meitnerstraße 1, 70563 Stuttgart, [www.zsw-bw.de](http://www.zsw-bw.de)

Fertigstellung: November 2018

44 Seiten

<https://vm.baden-wuerttemberg.de/de/verkehrspolitik/zukunftskonzepte/klimaschutz-und-mobilitaet/projekte/>

# Inhalt

<b>Zusammenfassung und Fazit</b>	<b>4</b>
<b>Glossar und Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>6</b>
<b>1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen des Verkehrs in Baden-Württemberg seit 1990 und in Szenarien bis 2030</b>	<b>7</b>
<b>2 Potentieller Beitrag strombasierter Kraftstoffe im Jahr 2030 zur THG-Minderung im Verkehr in Baden-Württemberg</b>	<b>13</b>
<b>3 Anforderungen an den regulatorischen Rahmen für den Markthochlauf strombasierter Kraftstoffe</b>	<b>18</b>
<b>4 Auswirkungen der Vorschläge zur RED II und CO<sub>2</sub>-Flottenzielwert auf die Zielerreichung und die PtL-Einführung</b>	<b>22</b>
<b>5 Vorschlag einer THG-Minderungsquote als nationales Instrument zum Markthochlauf strombasierter Kraftstoffe</b>	<b>28</b>
<b>6 Chancen und Risiken einer zeitnahen Einführung strombasierter Kraftstoffe für Baden-Württemberg</b>	<b>34</b>
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>40</b>

## Zusammenfassung und Fazit

---

In Baden-Württemberg sind die auf der Basis des Kraftstoffabsatzes ermittelten Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) des Verkehrs zwischen 1990 und 2016 um 11 Prozent gestiegen. Mit ambitionierten Vermeidungs-, Verlagerungs- und Effizienzmaßnahmen sowie einer 1 prozentigen Beimischung von strombasierten Kraftstoffen, wie sie im Projekt „Energie- und Klimaschutzziele 2030“ des Umweltministeriums unterstellt werden, können bis 2030 Minderungen von 31 Prozent<sup>1</sup> gegenüber 1990 erreicht werden. Diese Minderung ist geringer als das deutsche Sektorziel Verkehr im Klimaschutzplan 2050 von 40 bis 42 Prozent von 1990 - 2030.

**Treibhausgas-Minderungsziele stellen Verkehrssektor vor große Herausforderungen**

Im vorliegenden Kurzgutachten wird untersucht, welchen Beitrag ein höherer Anteil strombasierter Kraftstoffe im Jahr 2030 zur Minderung der Treibhausgasemissionen des Verkehrs in Baden-Württemberg leisten könnte und Rahmenbedingungen dafür diskutiert. Die Aktivitäten bis 2030 werden als entscheidend für die Industrialisierung und den Markthochlauf von strombasierten Kraftstoffen angesehen, auch um die für einen langfristig nahezu THG-neutralen Verkehr benötigten Mengen – insbesondere für den internationalen Luft- und Seeverkehr – herzustellen.

**Fokus der Studie ist der Beitrag von strombasierten Kraftstoffen zur THG-Minderung in Baden-Württemberg im Jahr 2030**

Unter der Annahme einer optimistischen Entwicklung der Power-to-Liquid (PtL)-Technologie könnte ein 7 prozentiger Beimischungsanteil von PtL im Kraftstoff der Straßenfahrzeuge erreicht werden. Damit könnte die Minderung der THG-Emissionen des Verkehrs in Baden-Württemberg bis 2030 (ggü. 1990) von 31 % auf 36 % gesteigert werden. Für einen entsprechenden Hochlauf ist PtL massiv politisch zu unterstützen, während gleichzeitig ein klarer Pfad für den Ausstieg aus der Nutzung fossiler Kraftstoffe verfolgt werden muss.

**Ein 7 prozentiger Beimischungsanteil von PtL kann im optimistischen Fall bis 2030 erreicht werden.**

Es wird von einem Import der strombasierten Kraftstoffe aus dem Ausland (Middle East & North Africa (MENA)-Region<sup>2</sup>) ausgegangen. Wesentlich ist dabei ein regulatorisches Umfeld, das über Push- und Pull-Faktoren Geschäftsmodelle ermöglicht, die große Mengen Kapital für eine Industrialisierung der Technologie in Gunstgebieten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu aktivieren. Dies ist mit der im Trilog abgestimmten Renewable Energy Directive (RED) II nicht direkt der Fall. Sie bietet aber eine effektive Möglichkeit, auf nationaler Ebene mit einer weiterentwickelten THG-Quote die Klimaschutzziele durch die Einführung von auf erneuerbaren Energien basierenden Kraftstoffen (refuels) und Elektro-Fahrzeugen umzusetzen. Hier könnten die Vorschläge aus der Studie auf Bundesebene zur Diskussion gestellt werden.

**Eine weiterentwickelte THG-Quote bietet zusätzliche Anreize zur Einführung von PtL und Elektro-Pkw**

Die Handlungsspielräume Baden-Württembergs zur direkten Unterstützung des industriellen PtL-Hochlaufs sind begrenzt. Neben der Förderung von Forschungs- und Pilotprojekten könnte die wirtschaftliche, forschungsseitige und politische Zusammenarbeit mit PtL-produzierenden Ländern intensiviert werden. Dabei darf die Einführung von PtL nicht zu einem geringeren Ambitionsniveau bei Maßnahmen zur Vermeidung, Verlagerung und Effizienzverbesserung führen.

**Baden-Württemberg hat verschiedene Unterstützungsmöglichkeiten**

Ergebnisse im Überblick:

- Strukturelle Effekte wie der Rückgang des Tanktourismus in der Vergangenheit sowie die vorraussichtliche stärkere Bevölkerungszunahme erschweren die verkehrliche THG-Minderung in Baden-Württemberg. Bei analogen Minderungsanstrengungen sind daher

**Warum unterscheiden sich die THG-Minderungen zum Bund?**

---

<sup>1</sup> Emissionsabgrenzung entsprechend des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung.

<sup>2</sup> Eine globale Standortanalyse erfolgte nicht. Ein Aufbau von PtL-Anlagen wäre prinzipiell auch in anderen Regionen (z.B. Südeuropa, Norwegen oder Island) denkbar, bedürfte aber weiterer Untersuchungen.

zwischen 1990 und 2030 um bis zu 6 Prozentpunkte geringere Effekte als in Deutschland zu erwarten.

- Die länderspezifischen Energiebilanzen des Verkehrs von 1990 bis heute weisen deutliche statistische Sprünge auf. Daher sollte genauer untersucht werden, ob diese eine geeignete Grundlage für länderspezifische Emissionsminderungsziele im Verkehrssektor darstellen. Eine Diskussion mit dem Mineralölwirtschaftsverband und dem Länderarbeitskreis Energiebilanzen erscheint hier erforderlich.
- Der Einsatz von Elektrolyse zur Wasserstoffherzeugung erfolgt derzeit überwiegend in Demonstrationsvorhaben und Nischenanwendungen, auch PtL-Erzeugung und -Anwendungen werden erst erprobt. Unter positiven Annahmen zur raschen Industrialisierung der Technologie wäre eine Erzeugung von PtL in nennenswertem Umfang erst ab 2024 realisierbar. Ein entsprechender Hochlaufpfad, der den Aufbau von Kapazitäten in der MENA-Region vorsieht, würde einen maximalen Beimischungsanteil von 7 Prozent bundesweit bzw. 115 PJ in 2030 erlauben.
- Da der aktuelle Vorschlag zur EU Pkw CO<sub>2</sub>-Regulierung deutlich unter den im Zielszenario getroffenen Annahmen zur Effizienzentwicklung und Elektrifizierung bleibt, müssen zur Erreichung des Zieles des Klimaschutzplans (-40 bis -42 Prozent) Minderungsstrategien im Verkehrssektor umfassend und konsequent verfolgt werden. Zentrale Optionen sind dabei Vermeidung, Verlagerung, der Einsatz alternativer Antriebe im Güterverkehr und der Einsatz von PtL.
- Zur notwendigen langfristigen THG-Neutralität des Luft- und Schiffverkehrs stellt der Aufbau von PtL-Produktionskapazitäten eine sogenannte Sowieso-Maßnahme oder No-Regret-Maßnahme dar. Aufgrund der regulatorischen Möglichkeiten und der Zahlungsbereitschaft - auch unter optimistischen Annahmen wird PtL in 2030 deutlich teurer als die fossilen Alternativen sein<sup>1</sup>- ist der Straßenverkehr ein denkbarer Markt für den Markthochlauf. Dabei ist weiter zu prüfen, wie die Transformation des PtL-Marktes vom Straßenverkehr auf den Luft- und Schiffsverkehr als zentrale Abnehmer gelingen kann.
- Um die Belastung für den Staatshaushalt und die Kapitalkosten gering zu halten, sind kapitalstarke Akteure, wie z.B. multinationale Ölkonzerne oder Automobilhersteller zu aktivieren. Dies kann insbesondere gelingen, wenn durch die Regulierung politische Risiken adressiert werden und ein glaubwürdiger Plan für einen PtL-Hochlauf bei einem gleichzeitigen Ausstiegspfad aus der Nutzung fossiler Kraftstoffe besteht. Dies ist mit den aktuell diskutierten Vorschlägen (bzw. den beschlossenen Rahmen der RED II) nicht der Fall. Eine ambitionierte THG-Minderungsquote könnte einen PtL-Hochlauf im Verkehrssektor effektiver fördern.
- PtL wird im großindustriellen Maßstab in Ländern mit günstigen Potenzialen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wie der MENA-Region produziert werden. Dabei müssen Nachhaltigkeitskriterien eine umwelt- und sozialverträgliche Erzeugung sicherstellen. Es bestehen weiterhin Importabhängigkeiten, andererseits könnten Exportchancen für die Technologie in einem globalen Markt erwachsen: Im Anlagenbau und der chemischen Industrie ist Baden-Württemberg gut aufgestellt und als Teil der bundesweiten Forschungs- und Entwicklungslandschaft im Bereich der Elektrolyse führend. Dabei stehen deutsche Unternehmen im Bereich klimafreundlicher Technologien bereits heute im starken Wettbewerb zu asiatischen und nordamerikanischen Unternehmen.

**Wie hoch ist der potentielle Beitrag strombasierter Kraftstoffe?**

**Wie könnte ein Markthochlauf für PtL gelingen?**

**Welche Chancen und Risiken bietet ein frühzeitiger PtL-Hochlauf für Baden-Württemberg?**

<sup>1</sup> PtL-Gestehungskosten von ca. 1,0 bis 1,9 €<sub>2015</sub>/l Dieseläquivalent bei Erzeugung in der MENA-Region inklusive Transport nach Deutschland. Mit innerdeutschen Transport, Verarbeitung, Marge und Energiesteuern ergeben sich Verbraucherpreise von ca. 2,00 – 3,00 €<sub>2015</sub>/l. Bei einem Beimischungsanteil von 7 % und einer Bandbreite des Dieselpreises von 1,10 bis 1,50 €<sub>2015</sub>/l würde dies zu einem maximalen Preisanstieg von 13 ct<sub>2015</sub>/l führen.

## Glossar und Abkürzungsverzeichnis

---

BEE	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
BEV	Battery Electric Vehicle (Rein Batterieelektrische Pkw)
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BW	Baden-Württemberg
BW-I	Kompetenzzentrums Baden-Württemberg International
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
BVWP	Bundesverkehrswegeplanung
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
CNG	Compressed Natural Gas (Komprimiertes Erdgas)
CO <sub>2</sub> Äq	CO <sub>2</sub> -Äquivalente (Masseinheit zur Vereinheitlichung der Klimawirkung der unterschiedlichen Treibhausgase)
EE	Erneuerbare Energien
ETS	Emissions Trading System (Emissionshandelssystem der EU)
FQD	Fuel Quality Directive (Kraftstoffqualitäts-Richtlinie)
FNR	Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe
ggü.	Gegenüber
Kfz	Kraftfahrzeug
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
MVIBW	Ministerium für Verkehr und Infrastruktur Baden-Württemberg
MWV	Mineralölwirtschaftsverband
MIV	Motorisierter Individualverkehr
MENA-Region	Middle East & North Africa (Region Naher Osten und Nordafrika)
MW/ GW	Megawatt/ Gigawatt (Einheiten der elektrische Leistung)
PtX	Power-to-X (Verwendung von Strom in Wärme, flüssigen bzw. gasförmigen Energieträgern oder chemischen Grundstoffen)
PtL/ E-Fuels	Power-to-Liquid (Synthetische flüssige Kraftstoffe, hergestellt unter Einsatz von elektrischem Strom und chemischen Syntheseverfahren; auch: Strombasierte Kraftstoffe)
PHEV	Plug-In Hybrid Electric Vehicle (Plug-In Hybrid Pkw)
PtG	Power-to-Gas (Synthetische gasförmige Kraftstoffe, hergestellt unter Einsatz von elektrischem Strom und chemischen Syntheseverfahren)
PV	Photovoltaik
refuels	Synthetische Kraftstoffe aus regenerativen Energiequellen (EE-Strom oder biogene Quellen)
THG	Treibhausgas
TWh/ kWh/ PJ	Terawattstunde/ Kilowattstunde/ Petajoule (Energieeinheiten)
TRL	Technology Readiness Level (Entwicklungsstand einer Technologie)
TREMOD	Transport Emission Model
UBA	Umweltbundesamt
UCO	Altpflanzenöl
WACC	Weighted Average Cost of Capital (Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten)

# 1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen des Verkehrs in Baden-Württemberg seit 1990 und in Szenarien bis 2030

Der Kraftstoffabsatz und damit die auf Basis der Energiebilanz ermittelten THG-Emissionen des Verkehrs sind seit 1990 in Baden-Württemberg stärker als in Deutschland gestiegen. Diese unterschiedliche Entwicklung resultiert aus einem Sprung in der Benzinabsatzstatistik zwischen 1991 und 1992, einem stärkeren Anstieg des Dieselaabsatzes und dem stärkeren Rückgang des Tanktourismus (d.h. der im Ausland gekauften aber auf dem Territorium Baden-Württembergs verbrauchten Kraftstoffe) in Baden-Württemberg.

*Die auf Basis der Energiebilanz ermittelten THG-Emissionen des Verkehrs stiegen zwischen 1990 und 2016 in Baden-Württemberg um 10 Prozent-Punkte stärker als in Deutschland an.*

## Abgrenzung der Treibhausgasemissionen des Verkehrs nach dem Klimaschutzplan 2050

Auf Bundesebene gibt der Klimaschutzplan eine 40-42 % Minderung der verkehrlichen THG-Emissionen im Jahr 2030 ggü. 1990 vor. Die Emissionen des Verkehrs werden dabei, analog den Inventarberichten, nach der Menge des abgesetzten Kraftstoffs bestimmt (Absatz- oder Energiebilanzprinzip). Dabei werden nur diejenigen Kraftstoffmengen dem nationalen Inventar zugerechnet, die im Straßen- und Schienenverkehr stattfinden bzw. sich auf inländische Relationen beziehen: Straßenverkehr (Güter und Personen), Schienenverkehr, inländischer Flugverkehr, inländischer Schiffsverkehr und Schmierstoffverbrauch. Internationaler Luftverkehr, Seeschifffahrt und Pipelinetransport sind in der Abgrenzung nicht enthalten (Öko-Institut, 2017a). Zudem werden nur die Abgasemissionen betrachtet, d.h. weder die Emissionen zur Bereitstellung von Strom noch von Biokraftstoffen fließen ein.

- Die THG-Emissionen des Verkehrssektors in Baden-Württemberg nahmen zwischen 1990 und 2016 um 11 Prozent zu und damit um 10 Prozent-Punkte stärker als in Deutschland (Abbildung 1, links). Den größten Anteil an den THG-Emissionen im Verkehr hat der Straßenverkehr (2016: 94 Prozent Anteil in Baden-Württemberg an den THG im Verkehr, 96 Prozent Anteil in Deutschland) (StaLA-BW, 2018d; UBA, 2018a).
- Die THG-Emissionen aus dem Dieserverbrauch im Straßenverkehr stiegen in Baden-Württemberg und Deutschland im Zeitraum 1990-2016 nahezu gleich stark an (1990: jeweils ca. 37 Prozent, 2016: jeweils ca. 67 Prozent), während der Benzinverbrauch gesunken ist (Abbildung 1, rechts) (StaLA-BW, 2018f; UBA, 2018b).
- Der stärkere Anstieg des Dieserverbrauchs in Baden-Württemberg seit 2011 führt zu einem um 5 Prozent-Punkte höheren Dieserverbrauch in 2016 gegenüber Deutschland. Mögliche Erklärungsansätze für die dynamischere Entwicklung in Baden-Württemberg sind der um 2 Prozent höhere Pkw-Dieselanteil und stärker motorisierte Fahrzeuge gegenüber dem Pkw-Bestand 2018 im Bundesdurchschnitt (3 Prozent mehr Pkw mit Motoren über zwei Liter Hubraum, vor allem Diesel-Pkw) (KBA, 2018).
- In der Absatzstatistik weist der Benzinverbrauch in Baden-Württemberg einen auffälligen Sprung um 12 Prozent zwischen 1991 und 1992 auf. In Deutschland und Baden-Württemberg würden sich beim Benzinverbrauch nahezu identische Verläufe zeigen, wenn der Sprung aus der Statistik herausgerechnet würde. Die Differenz der

THG-Emissionen zwischen Baden-Württemberg und Deutschland würde sich auf ca. 3 Prozent-Punkte reduzieren.

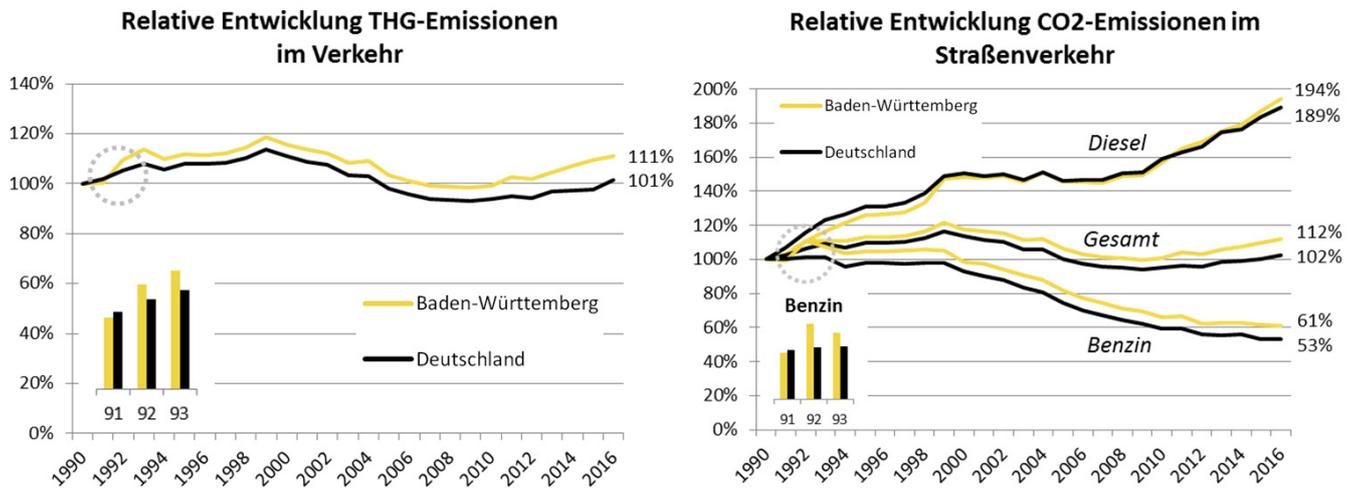


Abbildung 1: Relative Entwicklungen der THG-Emissionen im Verkehr und der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Straßenverkehr in Baden-Württemberg und Deutschland Quellen: (UBA, 2018b; StaLA-BW, 2018f; AGEB, 2018; LAK, 2018)

### Statistische Sprünge in den Energiebilanzen des Verkehrssektors der Bundesländer

- Neben dem Sprung in Baden-Württemberg (1991/1992), sind auch in den Energiebilanzen, und damit im statistisch erfassten Kraftstoffabsatz, weiterer Bundesländer teilweise deutliche Sprünge zu erkennen.
- Die Sprünge treten insbesondere Anfang der 90er-Jahre auf. Während z.B. in Hamburg zwischen 1990 und 1992 der Kraftstoffabsatz im Straßenverkehr um 23 Prozent sinkt, steigt er in Rheinland-Pfalz und Sachsen um ca. 20 Prozent an. Daraus folgen entsprechende Unterschiede in den jeweiligen Gesamtentwicklungen im Zeitraum 1990-2016 (z.B. Zunahme Rheinland-Pfalz: ca. 17 Prozent, Abnahme Hamburg ca. 24 Prozent).
- Mit Basisjahr 1995 und demnach mit der Betrachtung nach dem Auftreten der statistischen Sprünge, zeigen die Entwicklungen weitaus plausiblere Verläufe.

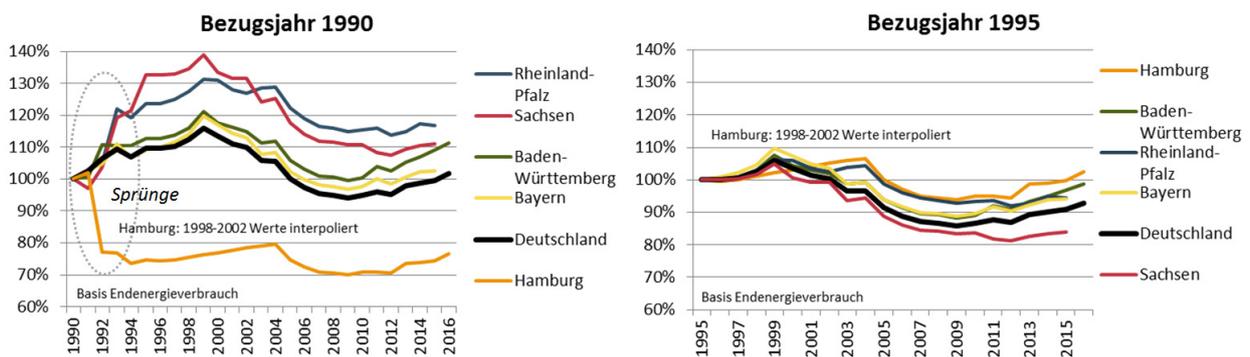


Abbildung 2: Relative Entwicklung des Kraftstoffabsatz im Straßenverkehr Quelle: (LAK, 2018)

- Die Ursachen der Sprünge in den einzelnen Bundesländern ist unklar, eine Analyse auf Basis der Bevölkerungsentwicklungen, des Bruttoinlandsprodukts (BIP) und der Kfz-Bestände brachte keine hinreichenden Hinweise, um die Sprünge über strukturelle Ursachen zu begründen.
  - Diese Unplausibilitäten wurden auch in (EEFA, 2015) festgestellt: „...die in den Energiebilanzen der Länder für das Jahr 2010 (und davor) erfassten Endenergieverbräuche von Mineralölprodukten (einmal abgesehen vom Einsatz der Industrie) bereits Schätzungen darstellen und deshalb **nicht die Qualität und Belastbarkeit einer amtlichen Statistik** haben.“
  - Ohne Klärung der Sprünge scheinen die derzeitigen Energiebilanzen der Bundesländer ungeeignet als Grundlage für die Ableitung von länderspezifischen THG-Zielen im Verkehrssektor mit Bezugsjahr 1990. Leider konnten bisher mit den Erstellern der Energiebilanz keine Lösungen für die Sprünge gefunden werden.
- 
- Ein weiterer Erklärungsansatz für die stärkere Zunahme der THG-Emissionen in Baden-Württemberg gegenüber Deutschland könnte der höhere Bevölkerungszuwachs sein. Die Bevölkerung stieg in Baden-Württemberg zwischen 1990 und 2016 um ca. 9 Prozent stärker als in Deutschland (Abbildung 3, links oben). Aus der unterschiedlichen Bevölkerungsentwicklung resultierten jedoch keine auffallenden Differenzen in der Entwicklung des Pkw-Bestands und der modellierten Pkw-Fahrleistung.

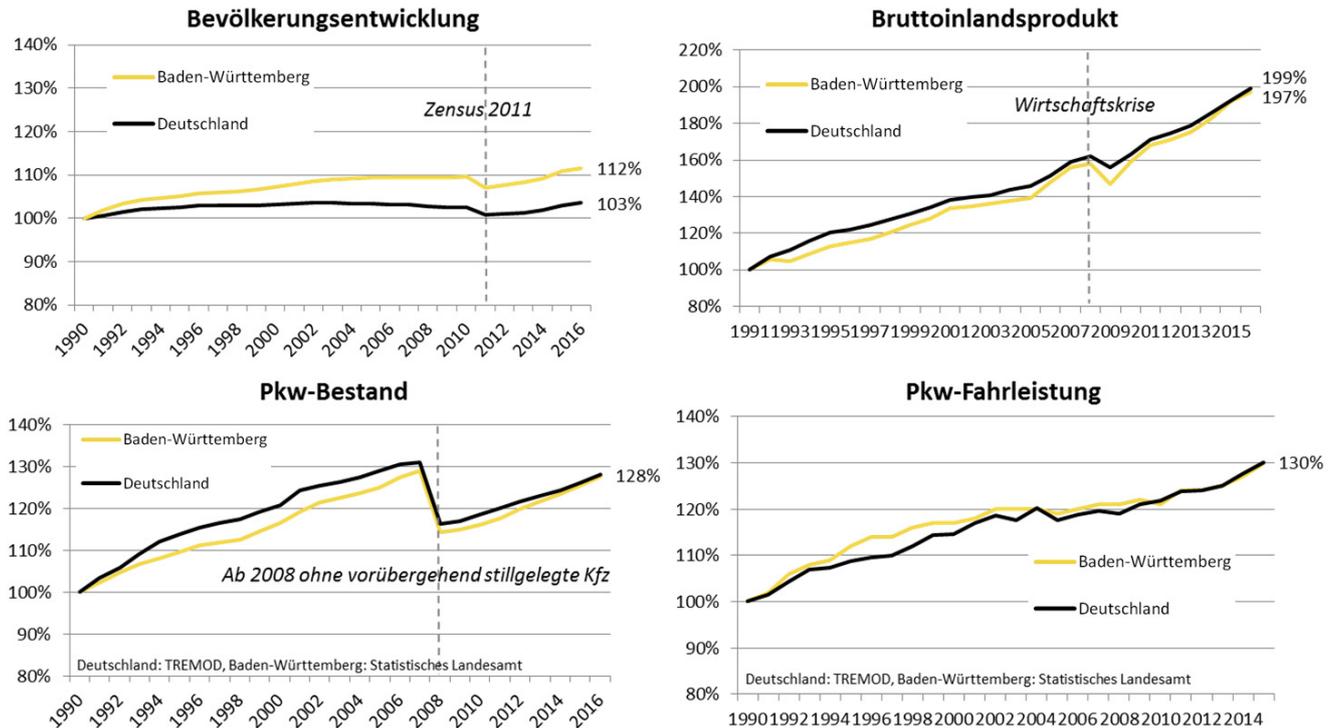


Abbildung 3: Relative Entwicklung der Bevölkerung, des Bruttoinlandsprodukts, des Kfz-Bestands und der Fahrleistung in Baden-Württemberg und Deutschland Quellen: (StaÄdBudL, 2018; StaLA-BW, 2018a; StaLA-BW, 2018b; StaLA-BW, 2018e; TREMOD)

**Wegen des hohen Anteils des Tanktourismus bildet die Entwicklung des Kraftstoffabsatzes die Entwicklung des Verkehrs in Baden-Württemberg unzureichend ab.**

Zwischen Deutschland und den umliegenden Ländern bestanden in den letzten Jahren große Differenzen bei den Kraftstoffpreisen an den Tankstellen. Dies hat Auswirkungen auf das Tankverhalten der in den Grenzregionen angesiedelten Menschen ebenso wie auf das Verhalten des grenzüberschreitenden Transit-Verkehrs.

- Nach eigener Modellrechnungen<sup>1</sup> lag der Anteil der „grauen Importe“ bei Pkw (Tanktourismus) im Jahr 2004 bei ca. 4 Prozent der auf dem Gebiet Baden-Württembergs verkauften Kraftstoffe, stieg im Jahr 2007 auf ca. 5 Prozent an und verzeichnete 2016 einen Anteil von nur noch ca. 1 Prozent.
- Die Summe der durch Tanktourismus im Ausland gekauften aber auf dem Territorium Baden-Württembergs verbrauchten Kraftstoffe ist zwischen 2004 und 2015 um insgesamt ca. 400 Millionen Liter zurück gegangen (Abbildung 4, unten links). Im Jahr 2016 wurde quasi kein Benzin mehr aus den Nachbarländern importiert und ca. 100 Mio. Liter Diesel in die Nachbarländer (Frankreich und Schweiz) exportiert.
- Die Grauiporte nach Deutschland sind bis 2016 in deutlich geringeren Umfang zurückgegangen (Abbildung 4, unten rechts). Folglich erhöht der Rückgang des Tanktourismus den Absatz in Deutschland in geringerem Umfang als in Baden-Württemberg.

<sup>1</sup> Basierend auf einem Kosten-Nutzen-Modell nach (Michaelis, 2003) wurden anhand der Preisdifferenzen zwischen dem Ausland und Deutschland sowie unter zusätzlicher Berücksichtigung länderspezifischer Strukturdaten die Grauiporte quantifiziert.

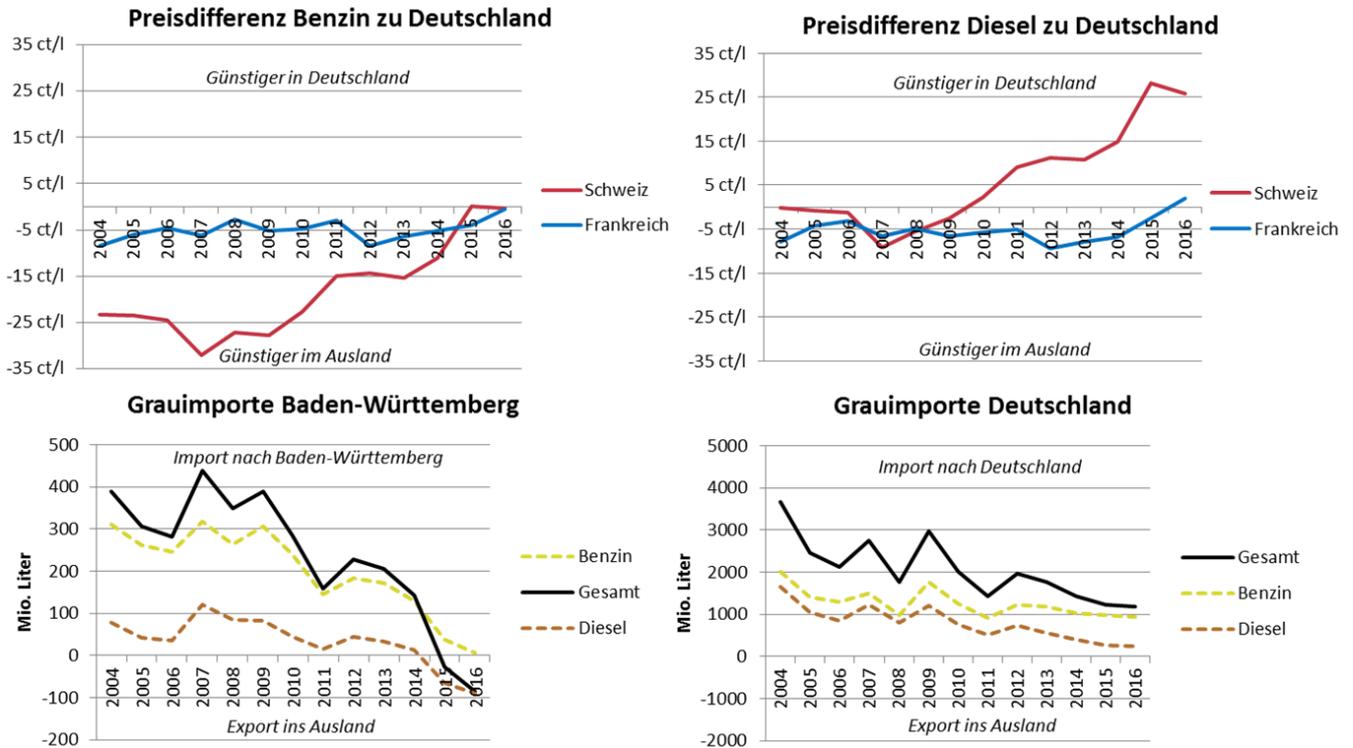


Abbildung 4: Preisdifferenzen und Ergebnisse der Modellrechnungen zu den Grauiporten von Pkw in Baden-Württemberg und Deutschland Quelle: Eigene Berechnung

In Abbildung 5 sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Energiebilanz (Absatz von Benzin und Diesel – durchgezogene Linien) und zusätzlich korrigierte CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftstoffabsätze mit Berücksichtigung des Tanktourismus (Strichlinien), jeweils für Baden-Württemberg und Deutschland dargestellt. Mit Basisjahr 1990 erklärt der Tanktourismus im Jahr 2016 um ca. 3 Prozent höhere CO<sub>2</sub>-Emissionen Baden-Württembergs gegenüber Deutschland.

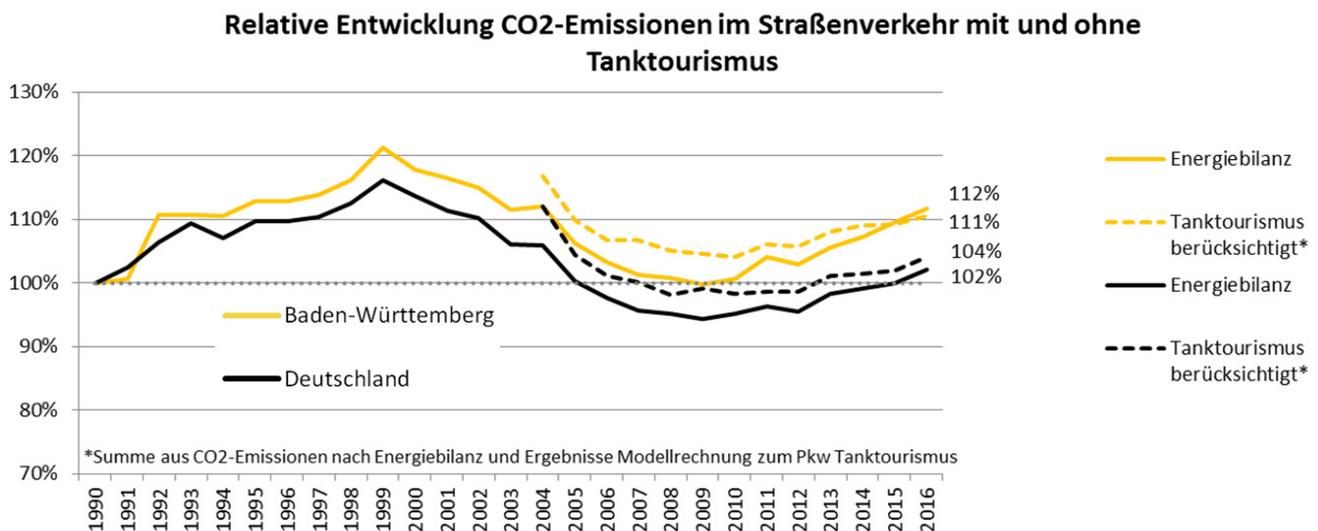


Abbildung 5: Relative Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftstoffabsatzes nach Energiebilanz (durchgezogene Linie) und THG-Emissionen des Kraftstoffabsatzes unter Berücksichtigung des Tanktourismus (Strichlinie) in Baden-Württemberg und Deutschland Quellen: Eigene Berechnung und (LAK, 2018)

**Eine Minderung der THG-Emissionen des Verkehrs um 40 Prozent im Jahr 2030 gegenüber 1990 ist in Baden-Württemberg nur mit sehr großen Anstrengungen in allen Bereichen (mit Hilfe von Vermeiden, Verlagern, Effizienz, alternative Antriebe und THG-neutrale Kraftstoffe) sowie einer umfassenden Änderung der Mobilitätskultur zu erreichen.**

Trotz einer Verfolgung der Minderungsstrategien Vermeiden, Verlagern und Elektrifizieren in einer Intensität, die für Deutschland in der Größenordnung einer 40 prozentigen Minderung liegt, erreichen sowohl das Klimaschutzscenario als auch das Zielszenario (siehe Marginalien rechts) nur eine Minderung um 34 Prozent respektive 31 Prozent<sup>1</sup> bis 2030. Neben der bereits im Kapitel diskutierten, nach der Energiebilanz um 10 Prozent in 2016 schlechteren Ausgangslage Baden-Württembergs gegenüber Deutschland, spielt dabei auch die vorraussichtliche Bevölkerungsentwicklung bis 2030 eine Rolle. So ist in der Bevölkerungsvorausberechnung für Baden-Württemberg eine zwischen 2 und 5 Prozent höhere Entwicklung der Einwohnerzahlen bis 2030 als in Deutschland errechnet (siehe Abbildung 6). Wird dies auf die Entwicklung der Verkehrsleistung übertragen, ergeben sich THG-Mehremissionen zwischen 1 und 3 Prozent gegenüber Deutschland.

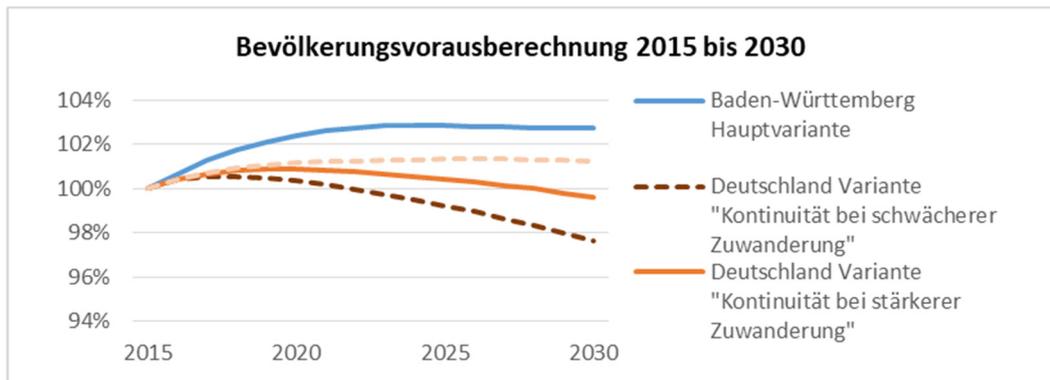


Abbildung 6: Bevölkerungsvorausberechnung 2015 bis 2030 nach (Destatis, 2018; StaLA-BW, 2018g)

Trotz dieser ungünstigeren Ausgangsposition und Entwicklungen wäre jedoch auch eine deutlich stärkere Minderung der THG-Emissionen als im Klima- bzw. Zielszenario denkbar: So erreicht das Szenario "Neue Mobilitätskultur" durch die Annahme, „dass deutliche Veränderungen im Mobilitätsverhalten unter Einbeziehung von Suffizienz-Ansätzen gelebte Alltagspraxis werden“ (Öko-Institut et al., 2017) eine Minderung der Fahrleistung des motorisierten Individualverkehrs (MIV) um 48 Prozent in 2030 gegenüber 1990. Die THG-Emissionen des Verkehrs reduzieren sich in dem Szenario um 45 Prozent.

**Klimaschutzscenario (ITP et al., 2017):**

Aufbauend auf den Prognosen zur Bundesverkehrswegeplanung (BVWP-Prognose) wurde für Baden-Württemberg ein Klimaschutzscenario erstellt, das zusätzlich Maßnahmen u.a. hinsichtlich Steigerung der Attraktivität des öffentlichen und des Fahrradverkehrs sowie Erhöhung der Nutzerkosten des Pkw-Verkehrs berücksichtigt.

**Zielszenario (ZSW et al., 2017):**

Ermittlung von Entwicklungspfaden für die einzelnen Sektoren bis zum Jahr 2030 unter Berücksichtigung der Langfrist-Zielsetzung des Klimaschutzgesetzes, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 90 Prozent gegenüber 1990 zu mindern.

<sup>1</sup> nach Abgrenzung des Klimaschutzplans 2050

## 2 Potentieller Beitrag strombasierter Kraftstoffe im Jahr 2030 zur THG-Minderung im Verkehr in Baden-Württemberg

**Der Einsatz strombasierter Kraftstoffen beträgt in den betrachteten Szenarien für Baden-Württemberg in 2030 zwischen 1 Prozent im Zielszenario und 4 Prozent im Szenario „Mobiles BW“. In Studien mit Fokus auf Deutschland werden teilweise etwas höhere Beimischquoten gesehen (z.B. Öko-Institut et al., 2016a: 5 Prozent). Im folgenden Kapitel wird analysiert, welchen Beitrag strombasierte Kraftstoffe in einem ambitionierten PtL-HochlaufszENARIO zur THG-Minderung im Verkehr leisten können.**

***Inbetriebnahme der PtL-Technologie im nennenswerten Umfang ist erst ab 2024 realisierbar, hierzu gilt es den Forschungs- und Entwicklungsstand weiterzuentwickeln.***

Für die Produktion von PtL stehen zwei Produktionspfade zur Verfügung: Zunächst wird via Elektrolyse erneuerbarer Wasserstoff zur Verfügung gestellt. Die Synthese zu flüssigen Kohlenwasserstoffen erfolgt entweder mittels Fischer-Tropsch-Synthese oder Methanolsynthese. Das erforderliche CO<sub>2</sub> kann direkt aus der Luft abgeschieden (Direct Air Capture) oder aus konzentrierten Quellen (Abgasströmen) abgetrennt werden.<sup>1</sup>

Der Einsatz einer dynamisch betriebenen, mit erneuerbaren Energien gespeisten Elektrolyse erfolgt derzeit überwiegend in Demonstrationsvorhaben und in ersten Nischenanwendungen (Technology Readiness Level, TRL<sup>2</sup> 6 - 8), auch PtL-Anwendungen werden in dieser Konstellation erst im kleinen Maßstab erprobt (TRL 5). Aktuell sind in Deutschland 25 MW Elektrolyseleistung in 30 Pilotprojekten installiert, für 2020 ist die Inbetriebnahme einer 20 MW-PtL-Anlage in Norwegen geplant (Sunfire, 2017). Für die Elektrolyse als Schlüsseltechnologie des Prozesses, soll 2020 das derzeit größte Elektrolyseur-Werk mit einer Produktionskapazität von 360 MW/a, ebenfalls in Norwegen, in Betrieb gehen (electrive, 2018). Für die großtechnische Anwendung im dreistelligen MW-Bereich ist die Fertigungstechnologie noch bis (TRL 9) zu entwickeln (vgl. Abbildung 7 auf der nächsten Seite).

Diese Voraussetzung bezieht sich sowohl auf die eigentlichen Kraftstoffproduktionsprozesse in den Anlagen, als auch auf den Anlagenbau zur Errichtung der Kraftstoffproduktionsanlagen. Um die Gesamtkette Wasserstofferzeugung – Kohlenstoffbereitstellung - Kraftstoffsynthese insgesamt wettbewerbsfähig darstellen zu können sind daher weitere Forschungs- und Entwicklungsaufgaben zur Kostensenkung und zur Prozessverbesserung durchzuführen. Gleichzeitig müssen auch Strukturen, Lieferketten und Produktionskapazitäten im Anlagenbau aufgebaut und etabliert werden, um die benötigten Anlagenleistungen ab Mitte der 2020er Jahre errichten zu können.

<sup>1</sup> Die Bereitstellung von Oxymethylenether (OME<sub>x</sub>) und verdichtetem oder verflüssigtem Methan (synthetic natural gas, SNG bzw. liquid natural gas, LNG) wurde nicht untersucht, da hierdurch auch Adaptionen an Fahrzeugen und der Liefer- und Verteilinfrastruktur berücksichtigt werden müssten. Bei einer weiterführenden Betrachtung sollten alternative Energieträger wie OME und Methan als zusätzliche Option zur ganzheitlichen Darstellung aufgenommen werden.

<sup>2</sup> beschreibt Entwicklungsstand einer Technologie dabei reicht die Skala von TRL 1 „Grundprinzipien beobachtet“ bis TRL 9 „wettbewerbsfähige Fertigung“. Siehe Abbildung 7, Definition nach (BMW, 2018b)

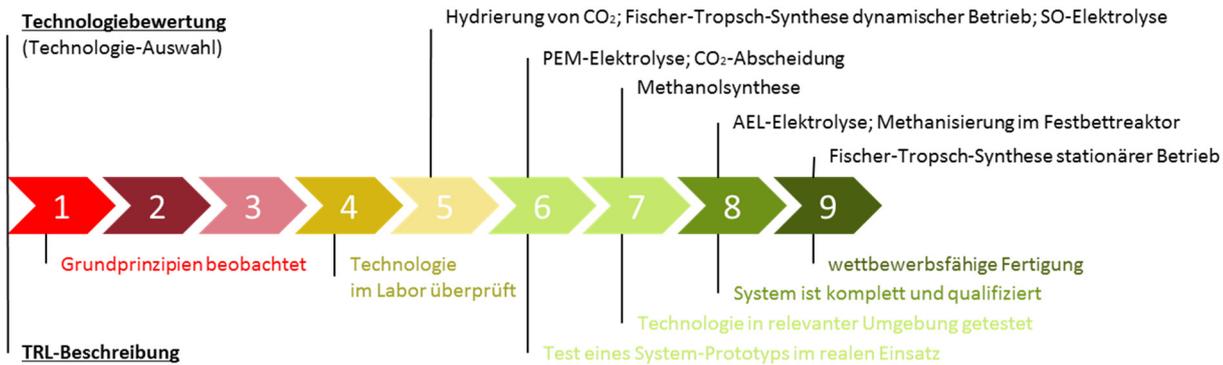


Abbildung 7: Technologieklassifizierung der wichtigsten Komponenten eines Ptl-Bereitstellungspfads anhand des Technology Readiness Level (siehe auch Fußnote 2).

Zumindest für die Elektrolyse als Schlüsseltechnologie des Prozesses, wird das Ziel als realistisch erreichbar betrachtet. So weist die Analyse der Akteurslandschaft nach (BMVI, 2018) eine weltweite, jährliche Elektrolyseproduktionskapazität < 100 MW in 2016 aus, wobei rund zwei Drittel der Kapazität aus Europa stammt. Bis zum Jahr 2020 soll die Herstellkapazität auf bis zu 2 GW/a erweiterbar sein und bis 2030 ein jährlicher Zubau von bis zu 5 GW, für den Wasserstoffbedarf in Deutschland, realisiert werden können. Um dies zu erreichen ist eine Planungssicherheit über die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen (siehe Kapitel 3), welche die Marktentwicklung beeinflussen, ebenso wie ein weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf zur maschinellen und automatisierten Fertigung erforderlich.

Parallel zur technologischen Entwicklung müssen organisatorische Vorarbeiten zur Standortfindung und Genehmigungsplanung durchgeführt werden, damit, unter positiven Annahmen der Industrialisierung der Technologie, die Inbetriebnahme von Anlagen im nennenswerten Umfang ab 2024 möglich wird. Damit verkürzt sich allerdings das noch verfügbare Zeitfenster zum Technologieaufbau bis 2030 auf sechs Jahre, was umso höhere Zubauraten zur Folge haben müsste. In Abbildung 8 ist beispielhaft ein Zeitplan für die Technologieentwicklung und den Anlagenbau skizziert mit dem Ziel einer ersten Anlageninbetriebnahme im Jahr 2024. Die bis dahin noch zur Verfügung stehenden fünf Jahre zeigen einen sehr ambitionierten Weg auf. Beispielhaft sei auf die Projektierung einer Windkraftanlage vom Projektstart bis zur Inbetriebnahme in Deutschland hingewiesen: Im besten Fall bedarf dies 16 Monaten und im Durchschnitt 53 Monate (FA Wind, 2015). Technologieforschungsprojekte haben in der Regel eine Laufzeit zwischen zwei und vier Jahren<sup>1</sup>. Der skizzierte Zeitplan ist deshalb nicht unmöglich, aber sehr ambitioniert, die Durchführung koordinierter und gezielter Schritte erforderlich. Dazu zeigt sich, dass ein Zieljahr 2024 gleichbedeutend ist mit einer umgehenden Aufnahme der Technologieentwicklung und Umsetzungsplanung.

Schrittfolge	Aufgabenschwerpunkte (beispielhaft)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	...
1	Technologieentwicklung (Festlegung Anlagendesign und Anlagenparameter)							
2	Aufbau der Fertigung (Anlagenbau)							
3 a	Standortsuche MENA-Region inkl. Ertragsanalyse, Vertragliche Sicherung, Genehmigung etc.							
3 b	Anlagenaufbau EE und Ptl; Vorarbeiten (Infrastruktur, Gebäude); Anlagenaufbau und Inbetriebnahme							
4	Ptl-Produktionsbeginn							

Abbildung 8: Zeitplan und Abhängigkeiten Technologieentwicklung Ptl - Zieljahr Anlageninstallation 2024 (beispielhaft).

<sup>1</sup> Erfahrungswert ZSW

**Ein ambitionierter Hochlauf von PtL-Anlagen könnte die für einen Beimischungsanteil von 7 Prozent (Anteil am gesamten Kraftstoff) bundesweit erforderlichen PtL-Mengen im Jahr 2030 bereitstellen. Damit würde aufbauend auf dem Zielszenario eine Treibhausgasemissionsminderung in Baden-Württemberg von 36 Prozent gegenüber 1990 erreicht.**

Orientiert an historischen Wachstumsraten für die Marktdurchdringung neuer Technologien wurde ein Ausbaupfad für die PtL-Bereitstellung bis zum Jahr 2030 skizziert. Ausgangspunkt des Pfads ist die Inbetriebnahme einer 20 MW PtL-Anlage im Jahr 2020. Zu Beginn des Hochlaufs sind die Wachstumsraten sehr hoch (120 Prozent/a) und sinken dann im Zeitverlauf auf bis zu 60 Prozent/a. Für Deutschland könnten bei Realisierung dieses Ausbaupfads bis zu 32 TWh PtL im Jahr 2030 bereitgestellt werden. Dieser Pfad erfordert PtL-Anlagen im Umfang von ca. 15 GW (Elektrolyseleistung), eine Photovoltaikleistung von max. 11 GW und Windenergie von max. 30 GW in Abhängigkeit der Standortgüte. Unter optimalen<sup>1</sup> Bedingungen kann der Ausbaupfad auf 9 GW Photovoltaik und 13 GW Windenergie reduziert werden. Die zugehörigen Investitionskosten für die PtL-Anlagen und Anlagen zur Stromerzeugung belaufen sich auf 45-70 Mrd € (vgl. hierzu auch Ausführungen in Kapitel 6). Damit könnte ein Beimischungsanteil von 7 Prozent im Jahr 2030 bundesweit erreicht werden. Aufbauend auf dem Zielszenario würde eine Treibhausgasemissions-Minderung in Baden-Württemberg von 36 Prozent gegenüber 1990 erreicht.

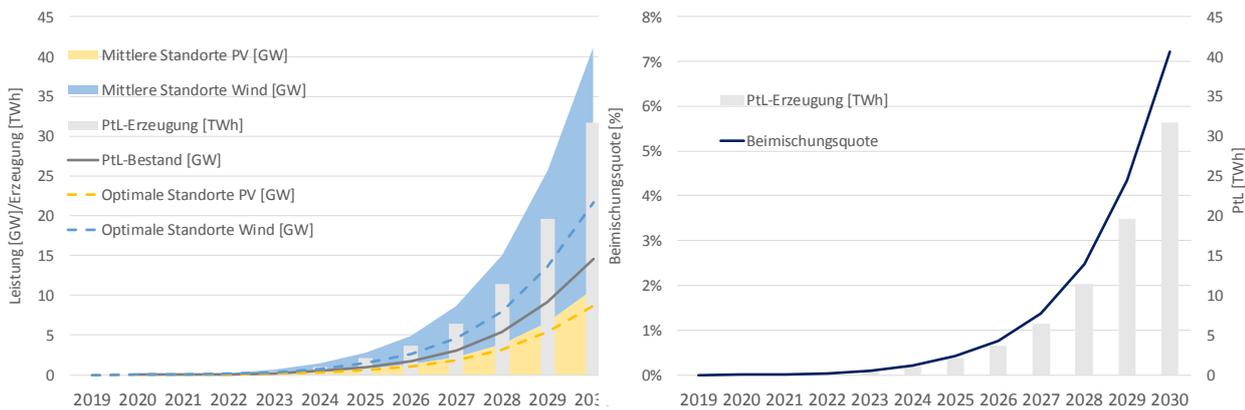


Abbildung 9: Potentieller Ausbaupfad für eine Quotenregelung in Deutschland. Hinterlegte Annahmen: Elektrolyse: 5.000 h, Photovoltaik: 2.100-1.700 h, Windenergie 4.200-1.800 h, Stromerzeugung zu 75 Prozent aus Windenergie an Land, Wirkungsgrad des Gesamtprozess 40 Prozent (2020) - 44 Prozent (2030). Eigene Berechnungen und Annahmen auf Basis der Daten aus (ifeu et al., 2016; Prognos AG et al., 2018).

Der EE-Ausbaupfad erscheint insbesondere mit Blick auf den Bestand an EE-Anlagen in der MENA-Region ambitioniert, da der jährlich erforderliche Zubau im Zeitraum 2024 bis 2030 mit 1,2-1,5 GW/a für Photovoltaik und 1,8-4,3 GW/a für Windenergie teils über der bislang errichteten kumulierten Leistung von 2,8 GW Photovoltaik und 2,4 GW Windenergie liegt (IRENA, 2018). Dies lässt darauf schließen, dass keine Infrastrukturen für einen dynamischen Marktaufwuchs vorhanden sind.

<sup>1</sup> Jedoch ist die Verfügbarkeit sehr günstiger Standorte in der MENA-Region auf etwa 400 TWh Strom (176 TWh PtL) begrenzt (Prognos AG et al., 2018).

### Exkurs: Bedarf strombasierter Kraftstoffe zur Erreichung einer 40 Prozent THG-Minderung im Jahr 2030 in Baden-Württemberg

Auf Bundesebene gibt der Klimaschutzplan der Bundesregierung (BMUB, 2016) eine 40-42 prozentige Minderung der verkehrlichen THG-Emissionen im Jahr 2030 ggü. 1990 vor. Der Nachhaltigkeitsbericht 2014 des Ministeriums für Verkehr Baden-Württemberg (MVIBW) (MVIBW, 2015) zielt ebenfalls auf eine Emissionsreduktion von 40 Prozent in Baden-Württemberg (BW). Abbildung 10 zeigt zu welcher Treibhausgasreduktion eine Kraftstoffbeimischung von PtL im Jahr 2030 ggü. 1990 in BW (aufbauend auf dem Zielszenario der Studie „Energie und Klimaschutzziele 2030“, (ZSW et al., 2017)) führen würde. Demnach ist für eine Minderung um 40 Prozent im Jahr 2030 ggü. 1990 bzw. zusätzliche 9 Prozent-Punkte ggü. dem Zielszenario ein Beimischungsanteil von strombasierten Kraftstoffen von 12 Prozent erforderlich (im Zielszenario ist 1 Prozent vorgesehen). Dies entspricht einem PtL-Absatz von 25 PJ in Baden-Württemberg und rund 190 PJ bundesweit.

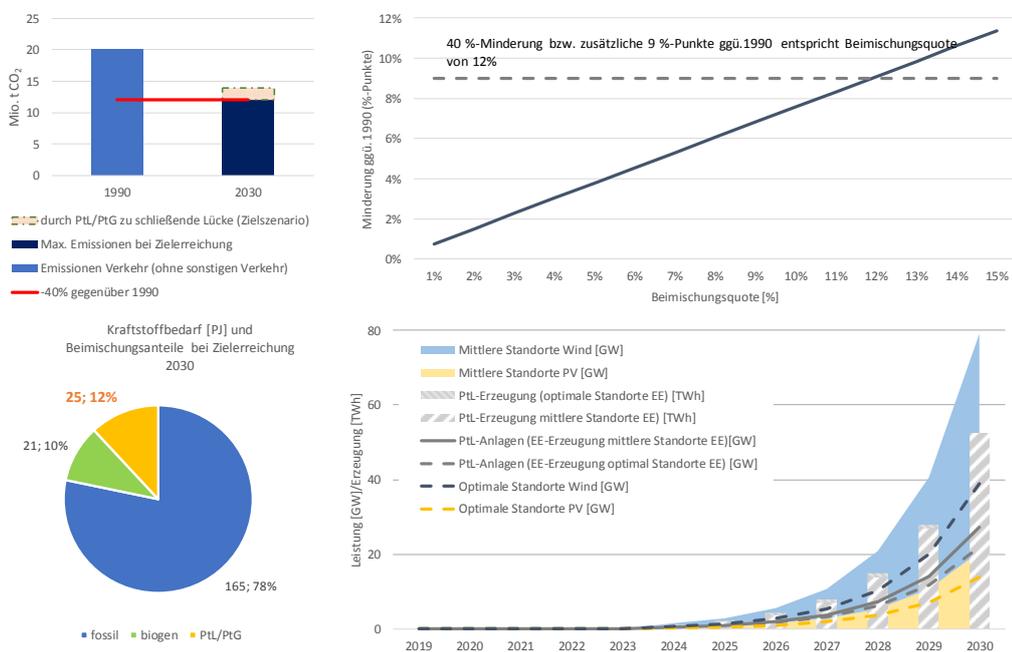


Abbildung 10: Benötigte PtL-Beimischung und Produktionshochlauf für eine Minderung von 40 Prozent in Baden-Württemberg. Hinterlegte Annahmen: Elektrolyse: 4.000-6.000 h, Photovoltaik: 2.100-1.700 h, Windenergie 4.200-1.800 h, Stromerzeugung zu 75 Prozent aus Windenergie an Land, Wirkungsgrad des Gesamtprozess 40 Prozent - 48 Prozent. Eigene Berechnungen und Annahmen auf Basis der Daten aus (Prognos AG et al., 2018).

Dieser Pfad erfordert PtL-Anlagen im Umfang von bis zu 27 GW (Elektrolyseleistung), eine Photovoltaikleistung von max. 21 GW und Windenergie von max. 58 GW in Abhängigkeit der Standortgüte. Unter optimalen EE-Erzeugungsbedingungen kann der Ausbaupfad auf 22 GW PtL-Anlagen, 14 GW Photovoltaik und 25 GW Windenergie reduziert werden. Dies überschreitet den skizzierten potentiellen Hochlauf zu einem 7 prozentigen Beimischungsanteil deutlich. So erhöhen sich die mittleren jährlichen Zubauraten der Elektrolyseleistung zwischen 2024 und 2030 für einen Zubaupfad von 12 Prozent anstatt 7 Prozent-Beimischung von 2,1 GW auf 3,1 bis 3,9 GW. Vor dem heute bekannten Hintergrund, insbesondere der technischen Reife einiger Kerntechnologien, erscheint dieser Ausbaupfad nicht umsetzbar, insbesondere da Industriestrukturen parallel zur Technologieentwicklung etabliert werden müssen. Zudem erscheint es unwahrscheinlich, dass Deutschland allein auf synthetische Kraftstoffe setzt. Werden EU-weit synthetische Kraftstoffe in vergleichbarem Maßstab eingesetzt, ergibt sich für die EU in 2030 ein Bedarf von rund 210 TWh an PtL-Kraftstoffen (Faktor 4 ggü. Deutschland).

**Unter optimistischen Annahmen führt ein Beimischungsanteil von 7 Prozent PtL bei Dieselkraftstoff zu einem maximalen Preisanstieg an der Tankstelle um 13 ct<sub>2015</sub>/l.**

Die Gestehungskosten synthetischer Kraftstoffe zeigen auf Basis aktueller Studien auf Bundesebene eine Bandbreite von 11-19 ct/kWh im Jahr 2030 unter Berücksichtigung der Erzeugung in der MENA-Region und des Transports nach Deutschland auf (Agora Energiewende, 2018; IWES, 2017; Prognos AG et al., 2018). Wesentliche Kosteneinflussfaktoren sind die Stromgestehungskosten, der Wirkungsgrad der Elektrolyse und die Kapitalkosten. Dabei werden in den Studien Bandbreiten zu zukünftigen Entwicklungen (u.a. zu Lernkurven) berücksichtigt um die hierin enthaltenen Unsicherheiten abzubilden. Die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (Weighted Average Cost of Capital, WACC) sind mit 6-7 Prozent in den zugrundeliegenden Studien vergleichsweise niedrig angesetzt<sup>1</sup>. Die WACC werden vor allem durch die Risikowahrnehmung der Investoren beeinflusst. Hierzu zählen technische, politische und regulatorische Risiken. Aufgrund der gegebenen Risikosituation dürfte der Zinssatz deutlich höher ausfallen. Hinsichtlich des Kostenniveaus sind Unsicherheiten bei der Technologieentwicklung zu berücksichtigen. So ist für den Markteintritt mit einem höheren Kostenniveau aufgrund schwer kalkulierbarer Investitionsrisiken (technisch, regulatorisch und politisch (insbesondere in der MENA-Region)) zu rechnen, so dass die hier ausgewiesenen Kosten bereits als optimistisch anzusehen sind.

PtL (Diesel) Abgabepreis in €<sub>2015</sub>/l

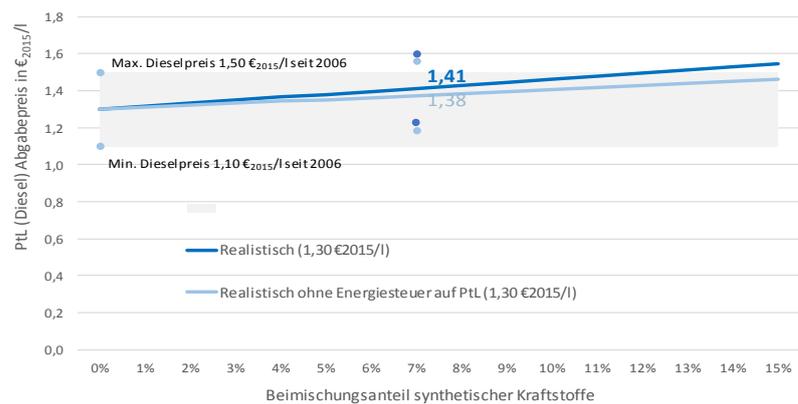
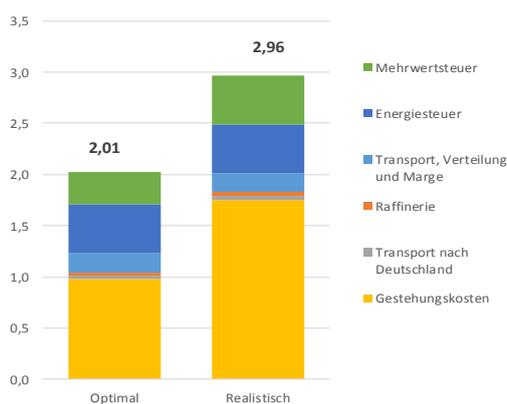


Abbildung 11: Bandbreite des PtL-Preises im Jahr 2030 unter optimalen und realistischen Annahmen (links) sowie Auswirkungen einer Beimischung von PtL auf den Kraftstoffpreis (rechts). Eigene Darstellung und Berechnung auf Basis von (Prognos AG et al., 2018).

Neben den PtL-Gestehungskosten und dem Transport nach Deutschland fallen zusätzlich Kosten für die Verarbeitung in der Raffinerie, den innerdeutschen Transport, die Verteilung und die Marge<sup>2</sup> sowie die regulierten Preisbestandteile Energiesteuern (entsprechend substituiertem Kraftstoff) und 19 Prozent Mehrwertsteuer an (siehe Abbildung 11 links). Der potentielle Beimischungsanteil von 7 Prozent führt bei einer Bandbreite des Verbraucherpreises (Diesel) von 1,10 bis 1,50 €<sub>2015</sub>/l unter optimistischen Annahmen (z.B. eines WACC von 7 Prozent) zu einem maximalen Preisanstieg um 13 ct<sub>2015</sub>/l. Werden die Energiesteuern für PtL erlassen, beträgt der Preisanstieg höchstens 9 ct<sub>2015</sub>/l.

<sup>1</sup> Bspw. betragen für Windenergieprojekte an Land in Deutschland die WACC nur zwischen 3,5 %-4,5 % (Stand 2014) und sind damit auf dem niedrigsten Niveau in Europa. Eine Vielzahl der EU-Staaten weist mindestens einen doppelten WACC auf, Maximalwerte werden in Kroatien und Griechenland mit bis zu 12 % erreicht (ECOFYS et al., 2016).

<sup>2</sup> Inflationsausgleich der Transport-, Verteilungskosten, Marge und Energiesteuern: Preise 2015 real konstant angenommen

### 3 Anforderungen an den regulatorischen Rahmen für den Markthochlauf strombasierter Kraftstoffe

---

**Eine Voraussetzung für den Markthochlauf strombasierter Kraftstoffe ist, dass diese einen höheren Nutzen als konventionelle Kraftstoffe für wirtschaftliche Akteure bieten.**

Eine Voraussetzung für die umfassende Einführung neuer kapitalintensiver Technologien ist ein regulatorischer, ökonomischer und gesellschaftlicher Rahmen, der ein langfristiges Geschäftsmodell für kapitalstarke Akteure ermöglicht.

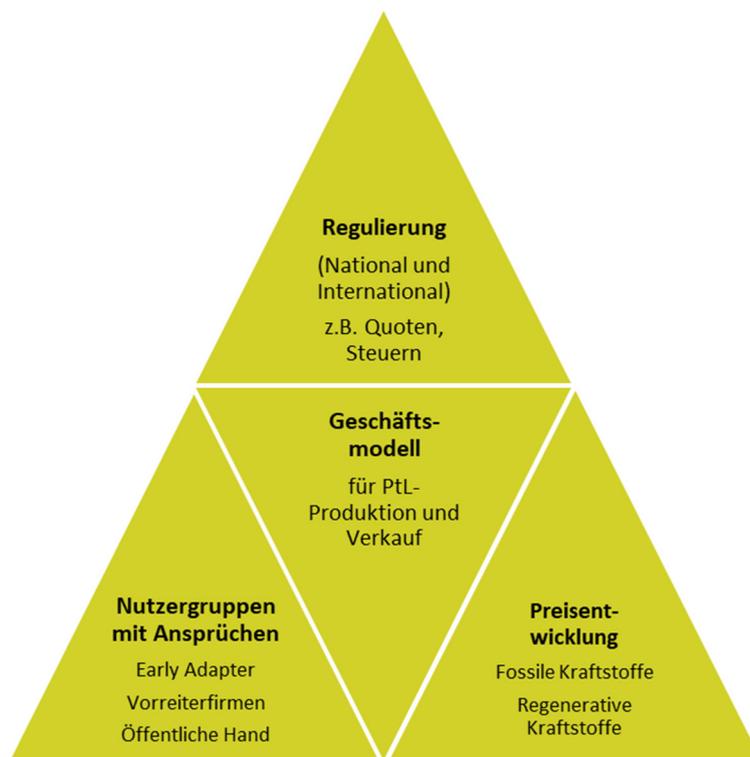


Abbildung 12: Regulatorischer, gesellschaftlicher und wirtschaftlicher Rahmen für die Etablierung von PtL-Geschäftsmodellen

---

Dabei werden folgende Faktoren für die Etablierung von Geschäftsmodellen als förderlich angesehen:

- Bereitschaft bestimmter Gruppen (Öffentliche Hand, Early Adopters, Umweltvorreiter, Allgemeinheit) für eine erhöhte THG-Minderung höhere Kosten gegenüber konventionellen Kraftstoffen zu zahlen (z.B. Vermarktung als grüner „Supersprit“)
- „Push“-Regulierungen weg von den fossilen Alternativen, wie z.B. Erhöhung der Energiesteuern für Diesel oder Strafzahlungen bei Zielverfehlung von Mindestquoten zum Inverkehrbringen von THG-neutralen Kraftstoffen (UBA, 2016)
- „Pull“-Regulierungen, wie z.B. Ermäßigung der Energiesteuer von PtL (BDI, 2018). Dies ermöglicht niedrigere oder gleiche Endverbraucherkosten bei gleichen bis höheren Gewinnen für die Akteure in der Wertschöpfungskette.

Eine Verlässlichkeit der Rahmenbedingungen sollte gegeben sein, um die Investitionsbereitschaft zu erhöhen. Aufbauend auf den Erfahrungen aus der Einführung des „Biodiesel“ können hier unter Beteiligung wichtiger Akteure konkrete Schritte festgelegt werden.

***Unsicherheit bezüglich zukünftiger technischer und politischer Entwicklungen führt zu hohen Kapitalkosten, die für die Etablierung von Geschäftsmodellen speziell zu adressieren sind.***

Aus den hohen Kapitalkosten für den Aufbau einer PtL-Erzeugung und der daraus folgenden hohen Relevanz einer günstigen Finanzierung folgt die Notwendigkeit hoher Investitionssicherheit (frontier economics, 2018). Diese ist derzeit nicht gegeben:

- **Interne Risiken:** Bei neuen Technologien fehlt einerseits der Erfahrungswert zur Langzeitstabilität der Anlagen und andererseits treten häufig Anfangsschwierigkeiten auf. Zudem besteht die Gefahr, dass Technologien durch Weiterentwicklung schnell überholt werden und somit ineffizient werden und nicht mehr wirtschaftlich im Markt agieren können (Stranded Investments). Für die Wind- und Photovoltaikanlagen erscheint dieses Risiko gering, da grundsätzlich die Möglichkeit der Netzeinspeisung besteht. In Abhängigkeit des Standorts schmälern die Kosten des Netzanschlusses und geringere Strompreise jedoch die Erlöse aus der Stromerzeugung.
- **Externe Risiken:** Risiken entstehen bei Investitionen in Länder mit geringerer politischer Stabilität als Deutschland und anderen Industrienationen (frontier economics, 2018). Zudem ist die Preisentwicklung fossiler Kraftstoffe schwer vorhersehbar, sinkende Ölpreise würden die Konkurrenzfähigkeit strombasierter Kraftstoffe reduzieren. Weitere Risiken bestehen bezüglich des Markthochlaufes der Elektromobilität und durch Vorschriften hinsichtlich lokaler Umweltwirkungen (z.B. bezüglich Lärm, Luftqualität).

Sollen große Mengen privaten Kapitals zu niedrigen Zinssätzen aktiviert werden, sind diese Risiken zu adressieren. Dabei besteht ein Zielkonflikt: Je konkreter diese Risiken adressiert werden, desto geringer ist in der Regel die volkswirtschaftliche Effizienz. Aufgrund der langen Refinanzierungszeiträume von Industrieanlagen (ca. 20 Jahre) (BDI, 2018) erscheint ein rascher Markthochlauf strombasierter Kraftstoffe ohne langfristige Planbarkeit jedoch nicht umsetzbar. Möglichkeiten zur Verbesserung der Planbarkeit und Minderung der Risiken bestehen in der Vergabe von Exportkreditgarantien („Hermesbürgschaften“). Als flankierende Maßnahmen können das KMU-Markterschließungsprogramm (MEP) des BMWi oder auch die Unterstützung im Rahmen des Kompetenzzentrums Baden-Württemberg International (BW-I) (Kooperationsvermittlung, Delegationsreisen und bedarfsorientierte Angebote) genannt werden.

**Der Straßenverkehr könnte sich wegen der geringeren Kostensensitivität im Vergleich zu anderen Sektoren für den Markthochlauf von PtL eignen, jedoch besteht das Risiko, durch den Einsatz von strombasierten Kraftstoffen den notwendigen Druck auf Elektrifizierungs-, Vermeidungs- und Verlagerungsmaßnahmen für eine Transformation zu klimaneutraler Mobilität zu mindern.**

Ein Geschäftsmodell kann dabei nur in Märkten entstehen, in denen heute schon eine Wertschöpfung generiert wird bzw. eine klare Zukunftschance gesehen wird. Perspektivisch sind dabei der Flug- und der Schiffsverkehr zentrale Märkte, da hier hohe Energiedichten benötigt werden und die Austauschraten der Fahrzeuge mit Einsatzdauern der Fahrzeuge von 20 bis 40 Jahren sehr gering sind (dena & LBST, 2017). Durch die Dominanz der Kraftstoffkosten an den gesamten Nutzungskosten und den geringen Regulierungsmöglichkeiten aufgrund der globalen Zusammenhänge werden die Chancen für einen frühen Hochlauf in diesen Sektoren jedoch als gering eingeschätzt.

### **Exkurs: Was ist ein Geschäftsmodell**

Es gibt keine einheitliche Definition eines Geschäftsmodells. Es können aber aus der Literatur als zentrale Bestandteile eines Geschäftsmodelles die folgenden herausgearbeitet werden (Bieger et al., 2011):

#### **1. Wertangebot (Nutzenversprechen)**

Das Wertangebot bezeichnet den Nutzen, den das Unternehmen durch seine Tätigkeit bei seinen aktuellen bzw. potenziellen Kunden erzeugen kann. Letztendlich stellt das Wertangebot damit den Grund dar, aus dem ein Kunde beim Unternehmen kauft.

#### **2. Wertschöpfungsarchitektur**

Um das Wertangebot erstellen zu können, muss eine Reihe von Voraussetzungen erfüllt sein. Diese Voraussetzungen werden mit der Geschäftsmodell-Architektur spezifiziert. Voraussetzung für die Erstellung kann zum Beispiel das Vorhandensein gewisser Ressourcen oder die Notwendigkeit zur Ausführung bestimmter Prozesse sein.

#### **3. Ertragsmechanik (Gegenwert)**

Die Ertragsmechanik spiegelt schließlich wieder, welchen Gegenwert das Unternehmen für die Erstellung und die Vermittlung seines Wertangebotes erhält. Vereinfacht ausgedrückt beschreibt ein Geschäftsmodell, was ein Unternehmen seinen Kunden anbieten will, wie es diese Leistungen erstellt und wie es damit Geld verdient.

Der Straßenverkehr dagegen kann gut mit Maßnahmen auf EU und Bundesebene adressiert werden (z.B. Renewable Energy Directive (RED)). Da die Automobilmärkte weltweit sind, sollten die regulatorischen Anforderungen (z.B. hinsichtlich Null-Emissionsfahrzeuge, Effizianzorderungen) so gestaltet werden, dass Lösungsansätze möglichst auch auf andere große Märkte übertragbar sind. Zudem müssen die bereits bestehenden Anstrengungen der Automobilindustrie zu Elektromobilität und autonomen Fahrzeugen/ Sharing-Konzepten weitergeführt werden. **Durch den regulatorischen Rahmen ist sicher zu stellen, dass der Einsatz von strombasierten Kraftstoffen zusätzlich zu der notwendigen weiteren Effizienzverbesserung und Elektrifizierung der Flotte erfolgt und diese nicht verlangsamt.**

**Die Aktivierung kapitalstarker Akteure gelingt insbesondere dann, wenn deren bisheriges Geschäftsmodell mit hoher Wertschöpfung erhalten bzw. ausgebaut werden kann.**

Entlang der Wertschöpfungsketten können sich neue Geschäftsmodelle entwickeln. Dabei werden vermutlich zentrale Akteure der heutigen „fossilen Welt“ ein hohes Interesse zu partizipieren haben, da damit Teile des Know-Hows, der Produktionsanlagen und der Infrastruktur auch bei ambitionierten Klimaschutzziele länger betrieben werden können (siehe Abbildung 13):

- Im Falle der **multinationalen Ölkonzerne** betrifft dies die Raffinerie, die Verteilinfrastruktur und den Verkauf, zusammen mit den damit verbundenen Serviceangeboten, aber auch Know-How zum Betrieb von großtechnischen Industrieanlagen. **Ein Einstieg in die Nutzung erneuerbarer Energien wäre dabei der Einsatz regenerativ erzeugten Wasserstoffs in der Raffinerie.** Wird in die großindustrielle PtL-Produktion investiert, kann das heutige integrierte Geschäftsmodell weitestgehend übernommen werden. Da der strombasierte Kraftstoff parallel zu den fossilen Alternativen verkauft wird, kann dies sowohl über eine Beimischung als auch als gesondertes Produkt geschehen. Die Beimischung ist kostengünstiger, mit der Vermarktung als gesondertes Produkt könnte aber die höhere Zahlungsbereitschaft bestimmter Nutzergruppen gezielt adressiert werden. In beiden Fällen ist davon auszugehen, dass die Gewinnmargen von strombasierten Kraftstoffen nicht denen der fossilen Alternativen entsprechen werden, so dass eine klare Perspektive des Ausstiegs aus der Nutzung fossiler Kraftstoffe für eine umfassende Aktivierung der multinationalen Ölkonzerne erforderlich ist.
- Im Falle der **Automobilindustrie** könnten mit der Nutzung strombasierter Kraftstoffe auch mit Verbrennungsmotoren höhere THG-Minderungen erfolgen. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund des technischen Vorsprungs bei Verbrennungsmotoren, hoher Investitionen in Produktionsanlagen und möglicher Strafen bei der Zielverfehlung von CO<sub>2</sub>-Flottenwerten von großem Interesse für die deutsche Automobilindustrie. Entsprechend tritt die Automobilindustrie als Treiber für den Einsatz von PtL im Straßenverkehr auf. Ein Einsatz von strombasierten Kraftstoffen darf jedoch nicht zu Lasten von Effizienz- und Elektrifizierungsanstrengungen gehen.

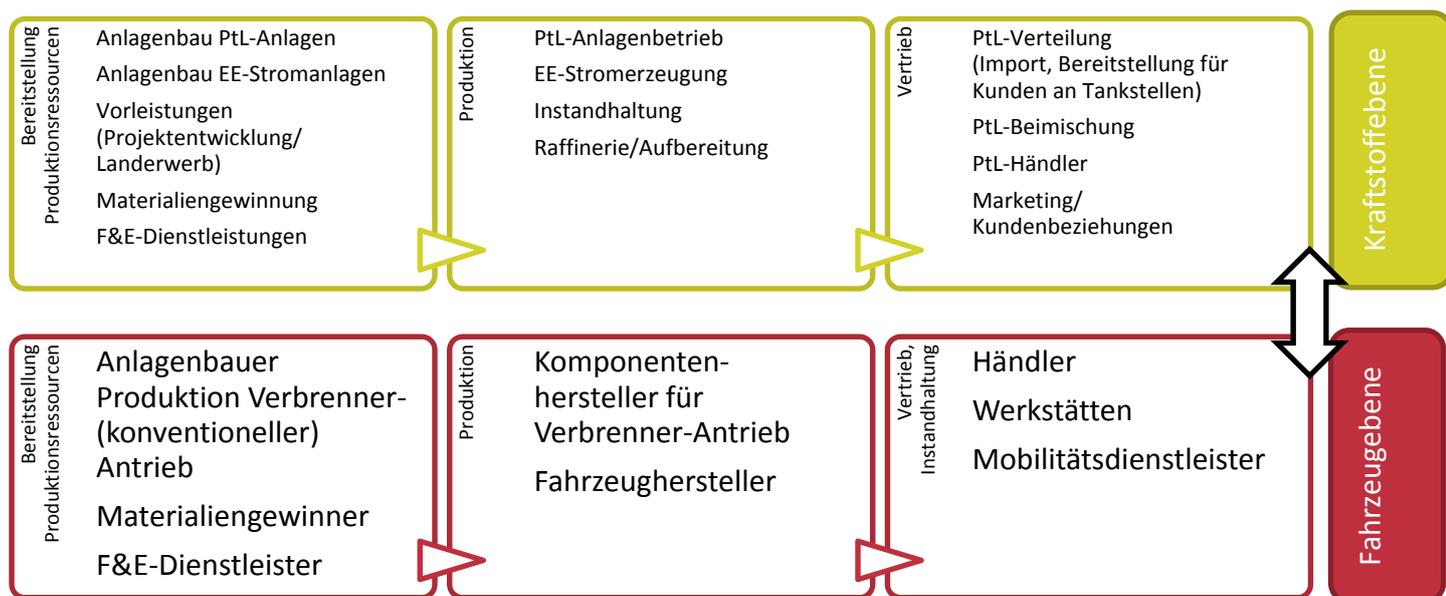


Abbildung 13: Wertschöpfungsströme und Akteure strombasierte Kraftstoffe

## 4 Auswirkungen der Vorschläge zur RED II und CO<sub>2</sub>-Flottenzielwert auf die Zielerreichung und die PtL-Einführung

In diesem Kapitel werden die Neufassung der Erneuerbaren Energie-Richtlinie (RED II) und der aktuelle Diskussionsstand zum EU Pkw CO<sub>2</sub>-Flottenzielwert in Hinblick auf das Erreichen des Sektorziels im Klimaschutzplan 2050 und den potenziellen Markthochlauf von PtL beschrieben.

Das Erreichen einer 40-42 prozentigen Minderung der THG-Emissionen des Verkehrs in Deutschland entsprechend dem Verkehrsziel im Klimaschutzplan 2050 erfordert eine rasche und konsequente Umsetzung von Maßnahmen in den Bereichen Verkehrsvermeidung, Verlagerung auf den Umweltverbund, Erhöhung der Fahrzeugeffizienz und Elektromobilität (siehe ifeu, 2017a). Können in einzelnen Bereichen die Potenziale nicht ausgeschöpft werden, ist zusätzlich der Einsatz THG-neutraler Kraftstoffe notwendig. RED II und EU Pkw CO<sub>2</sub>-Flottenzielwert wirken dabei auf die Bereiche Fahrzeugeffizienz, Elektrifizieren und Einsatz von THG-armen bzw. -neutralen Kraftstoffen (siehe Abbildung 14).

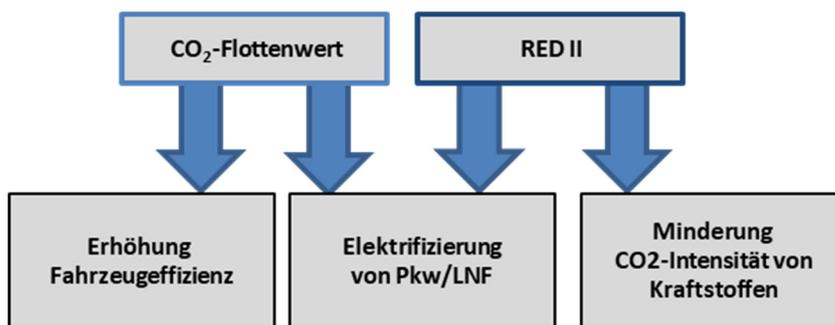


Abbildung 14: Mit RED II und CO<sub>2</sub>-Flottenzielwert angesprochene THG-Minderungsstrategien im Verkehr

Die Einführung von Elektro-Pkw trägt sowohl in der aktuellen Fassung der RED II sowie beim CO<sub>2</sub>-Flottenzielwert zur Erfüllung der Zielwerte bei. Dies hat einerseits den Vorteil, dass zur Förderung der Elektromobilität zusätzliche Akteure neben den Automobilherstellern angesprochen werden (z.B. Mineralölkonzerne). Die Erreichung des 40-Prozent THG-Minderungsziels des Klimaschutzplans 2050 kann dabei prinzipiell durch Kombinationen der Einführung von Elektro-Fahrzeugen und erneuerbar erzeugten PtL erreicht werden.

Abbildung 15 zeigt dabei die in der Studie (ifeu et al. 2016) abgeleiteten Kombinationsmöglichkeiten (Vermeiden; Verlagern; Elektromobilität; erneuerbare Kraftstoffe) zum Erreichen der 40-Prozent-Minderung. In dieser Studie muss – auch bei umfassenden Maßnahmen zur Verkehrsvermeidung und Verlagerung - der Markthochlauf der Elektromobilität sehr ambitioniert erfolgen (12 Mio. Fahrzeuge in 2030), wenn auf den Einsatz von strombasierten Kraftstoffen verzichtet werden soll. Bei der jetzigen Zielsetzung für Elektromobilität (6 Millionen Fahrzeuge in 2030) wäre eine Beimischung von 10-Prozent PtL in den Kraftstoffen (Diesel/Otto/Kerosin) notwendig. Mit dem in der Studie abgeleiteten Potenzial von 7 Prozent bei PtL wären somit noch weitergehende Maßnahmen, z.B. zur Vermeidung und Verlagerung, notwendig.

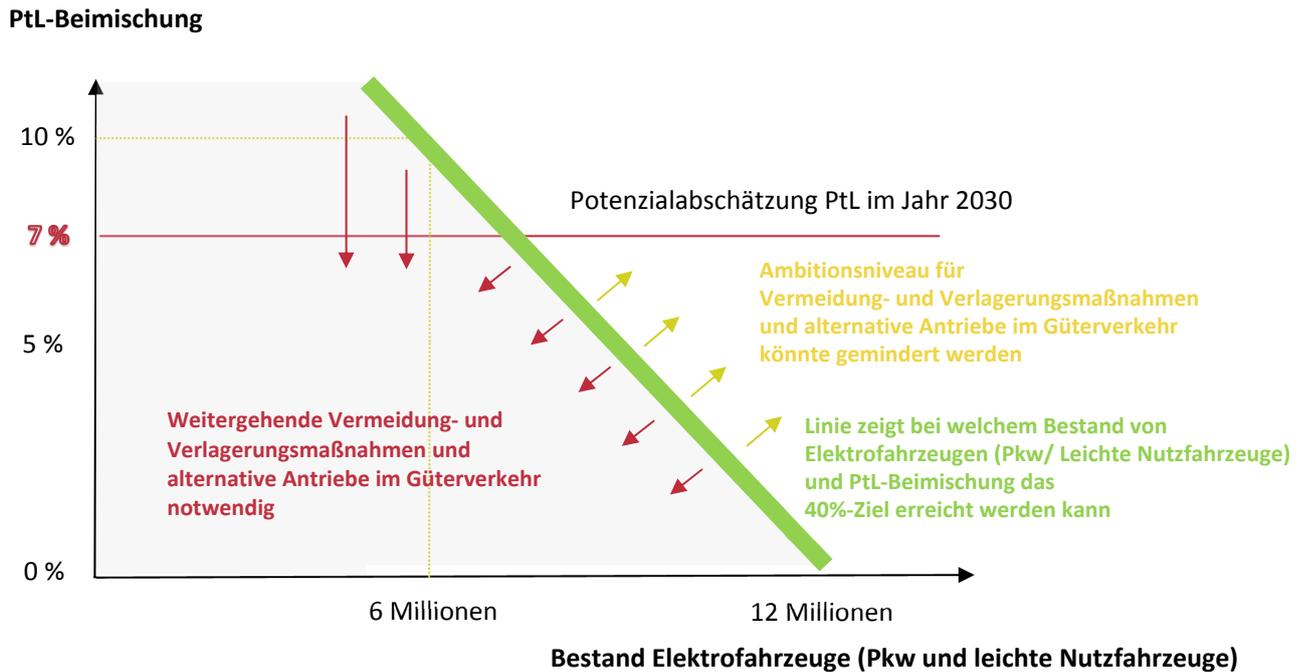


Abbildung 15: Lösungsraum für das Erreichen von 40 Prozent THG-Minderung im Verkehr in Deutschland

**Die aktuell diskutierten Vorschläge (bzw. der beschlossene Rahmen der RED II) reichen nicht aus, um eine hinreichend ambitionierte Elektrifizierung und einen Markthochlauf strombasierter Kraftstoffe zu fördern.**

Seit dem 21. Juni 2018 liegt die im Trilog von Kommission, Rat und Parlament abgestimmte Fassung der RED II vor, der ab 2021 geltenden Neufassung der Erneuerbaren Energie-Richtlinie. Sie gibt vor, wie die regulatorischen Anforderungen, insbesondere die Quoten, im Kraftstoff- bzw. Verkehrsbereich im Zeitraum bis 2030 zu gestalten sind.

Der Schlüsselwert ist zunächst die vorgeschriebene Gesamtquote an erneuerbaren Energien im Verkehr von 14 Prozent in 2030. Davon müssen mindestens 3,5 Prozent-Punkte aus sogenannten „advanced biofuels“ bestehen, sprich Biokraftstoffe auf Basis von Rest- oder Abfallstoffen.<sup>1</sup> In diese Unterquote dürfen auch Stromantrieb und PtL, wenn diese nachweislich jeweils auf EE-Basis bzw. anteilig gemäß dem EE-Anteil im nationalen Strommix<sup>2</sup>, eingerechnet werden. Refuels<sup>3</sup> dürfen doppelt auf die Gesamtquote angerechnet werden, direkt verwendeter EE-Strom zwischen 1,5-fach (für den Bahnverkehr) und 4-fach (für den Straßenverkehr).

Weiterhin schreibt die RED II Obergrenzen für die Anrechenbarkeit für Biokraftstoffe aus Nahrungs-/Futterpflanzen (maximal 7 Prozent, kann je nach Mitgliedstaat auch weniger sein, da die in 2020 erreichte Beimischquote dieses Biokraftstofftyps nicht weiter

<sup>1</sup> Hier gilt die Liste in Teil A von Anhang IX (diese beinhaltet auch PtL/PtG und direkte Stromnutzung von Fzg.)

<sup>2</sup> Liegt der E-Mobilitätsanteil bei 5 % und der EE-Anteil im Strommix bei 50 %, beträgt der EE-Strom Straße direkt 2,5 %.

<sup>3</sup> PtL und fortschrittliche Biokraftstoffe werden oft auch als reFuels zusammengefasst. Siehe aktuelles Forschungsprojekt „reFuels – Kraftstoffe neu denken“ der Landesregierung Baden-Württemberg, des KITs sowie von Industriepartnern (KIT, 2018)

gesteigert werden darf) und für Biokraftstoffe aus Altpflanzenöl (UCO) und Tierfett (maximal 1,7 Prozent)<sup>1</sup> vor. Liegt der Anteil an Biokraftstoffen aus Nahrungs-/Futterpflanzen in 2020 bei weniger als 7 Prozent (das wird auch für Deutschland vermutlich eintreffen), kann die Zielmarke von 14 Prozent entsprechend abgesenkt werden. Außerdem können die Mitgliedsstaaten den Höchstanteil auch aus eigenen politischen Erwägungen niedriger ansetzen.

Die Lücke zwischen der Gesamtquote (14 Prozent) und den in der Summe auf 8,7 Prozent begrenzten Biokraftstoffen aus Nahrungs-/Futterpflanzen und Altpflanzenöl/Tierfett muss somit mit refuels (fortschrittliche Biokraftstoffe und PtL) und E-Mobilität - unter Berücksichtigung der Unterquote für refuels und EE-Strom von 3,5 Prozent - geschlossen werden (siehe Rechenbeispiel Tabelle 1).

Tabelle 1: Rechenbeispiel mit Anteilen von Strom, refuels und konventionellen Biokraftstoffen zur Erfüllung der RED II

	Anteil am Endenergieverbrauch des Verkehrs	Anteil EE am Strommix 2030	Anteil EE-Strom am Endenergieverbrauch des Verkehrs	Faktor RED II für Unterquote	Faktor RED II für Gesamtquote	Beitrag zur Unterquote	Beitrag zur Gesamtquote
<b>Zielwert Quote</b>						<b>3,5 Prozent</b>	<b>14,0 Prozent</b>
Beitrag direkte EE-Stromverwendung						2,0 Prozent	6,1 Prozent
<i>davon Stromverbrauch Schienenverkehr</i>	1,5 Prozent	50 Prozent	0,75 Prozent	1	1,5	0,75 Prozent	1,1 Prozent
<i>davon 6 Mio. Elektro-Pkw</i>	2,5 Prozent	50 Prozent	1,25 Prozent	1	4	1,25 Prozent	5,0 Prozent
noch benötigter Anteil von refuels	1,5 Prozent			1	2	1,5 Prozent	3,0 Prozent
noch benötigter Beitrag konventioneller Biokraftstoffe	4,9 Prozent			-	1		4,9 Prozent

Somit wären noch **1,5 Prozent der Unterquote von 3,5 Prozent durch refuels zu schließen**. Mit dieser Erfüllung würden aus refuels und EE-Strom rechnerisch 9,3 Prozent der Gesamtquote erfüllt werden, so dass sich der Bedarf an Biokraftstoffen aus Nahrungs-/Futterpflanzen und Altpflanzenöl/Tierfett auf 4,7 Prozent verringert, was etwa dem heutigen Anteil entspräche<sup>2</sup>. Abbildung 16 zeigt, wie sich dieses Beispiel im Vergleich mit den Beimischungsquoten der RED II darstellt.

<sup>1</sup> Hier gilt die Liste in Teil B von Anhang IX

<sup>2</sup> Abschätzung der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR, 2018)

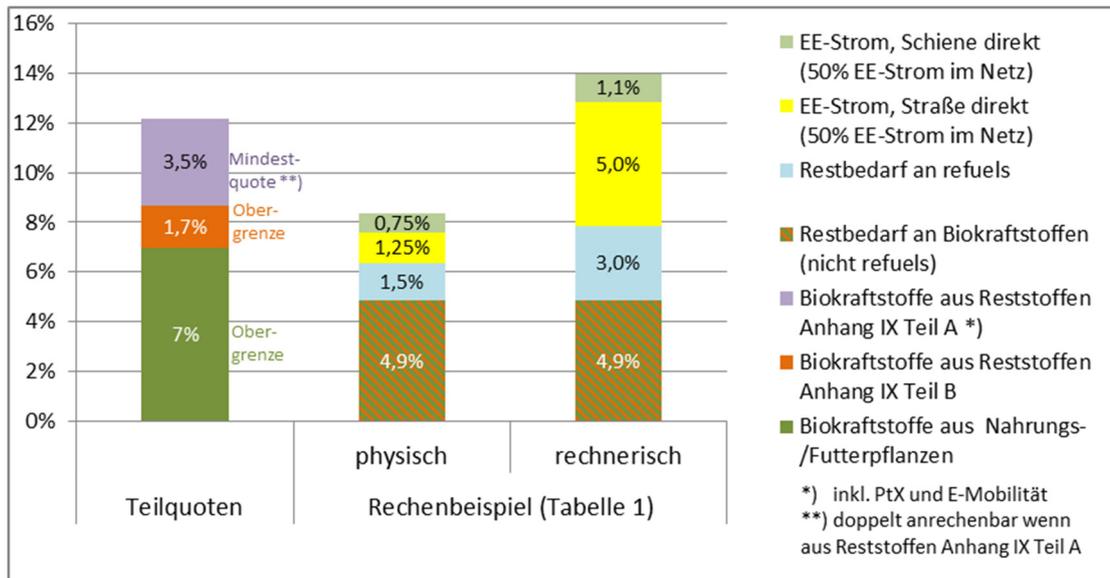


Abbildung 16: Energetische Beimischungsquoten (Teilquoten) für das Jahr 2030 nach RED II im Vergleich mit einem Beispiel ausgehend von Anteilen an EE-Strom für Straße und Schiene (Herleitung des Beispiels siehe Text)

Was bedeuten die Quoten der RED II mit Blick auf die effektiven Minderungen von THG-Emissionen?

- 14 Prozent als EE-Anteilsquote wird aufgrund der höheren Kosten von erneuerbaren Energien im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen der Höchstwert sein, da sie für die Verpflichteten keinerlei Anreiz bieten, die Quote zu übertreffen.
- Dies gilt umso stärker für die Unterquote von 3,5 Prozent von refuels und direkter Verwendung von EE-Strom in Elektrofahrzeugen, für die der Kostenunterschied zum Einsatz von fossilen Kraftstoffen in Verbrennungsmotoren noch größer ist.
- Die Quotenerreichung ist sensitiv in Bezug auf den Anteil erneuerbarer Energien beim Einsatz im Elektro-Fahrzeugen und der Bahn. Falls dieser über den in der Beispielrechnung angenommenen Anteil von 50 Prozent hinausgeht, dann wird noch weniger refuel eingesetzt werden.

Die Unterquote von 3,5 Prozent ist die entscheidende Größe der Regulierung für den Einsatz von refuels. Bei dem im Rechenbeispiel angenommenen Markthochlauf der Elektromobilität liegt die effektive THG-Minderung durch refuels bei ca. 1,5 Prozent, zusätzliche 2 Prozent Minderung werden durch den direkten Einsatz von EE-Strom in Elektroantrieben erreicht. Die THG-Minderung durch den Einsatz von Biokraftstoffen aus Nahrungs-/Futterpflanzen und Altpflanzenöl/Tierfett wird gegenüber heute vermutlich nicht weiter steigen.

Mit der im Zielszenario angenommenen Elektrifizierung und angenommenen 7 Prozent-PtL-Anteil am Kraftstoffverbrauch würde man nach der aktuellen RED II-Rechenvorschrift auf eine Unterquote von ca. 12 Prozent kommen (siehe Abbildung 17). Dies zeigt deutlich, dass die RED II (3,5 Prozent Unterquote) effektiv keinen Anreiz für ambitionierte Klimaschutzmaßnahmen im Verkehr in Deutschland liefert – eine ambitioniertere Umsetzung in Deutschland ist daher notwendig.

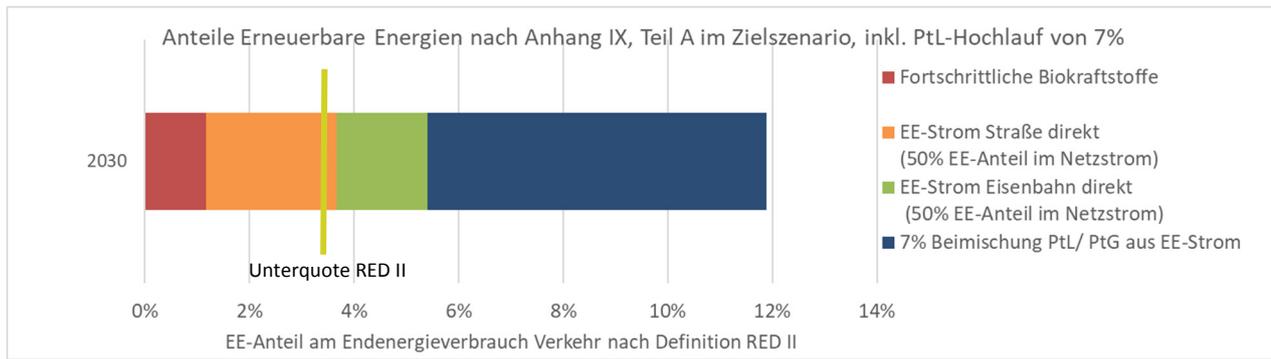


Abbildung 17: Beispielrechnung Zielszenario + 7 Prozent PtL: Anteile refuels (Fortschrittliche Biokraftstoffe + 7Prozent PtL) und EE-Strom nach Definition RED II im Vergleich mit der in der RED II geforderten Quote von 3,5 Prozent

**Die für den aktuell diskutierten Vorschlag einer 35-prozentigen Minderung der CO<sub>2</sub>-Flottenzielwerte notwendigen Effizienzfortschritte und Anteile von Elektrofahrzeugen sind deutlich geringer als im Zielszenario angenommen. Somit werden wahrscheinlich geringere Minderungen als im Zielszenario errechnet erfolgen und es müssen zusätzlich weitere Maßnahmen – wie z.B. die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Intensität der Kraftstoffe – eingeführt werden.**

Ein zentrales Instrument zur Erhöhung der Fahrzeugeffizienz und für einen höheren Anteil von Elektroautos sind die **CO<sub>2</sub>-Standards für Pkw der EU** (CO<sub>2</sub>-Flottenzielwert). Laut dem Kompromiss der EU-Umweltminister vom 9. Oktober 2018 wird eine Minderung des Zielwertes um 35 Prozent in 2030 gegenüber 2021 angestrebt.

**Elektrofahrzeuge** sind ein effektives Mittel zur Erfüllung des Zielwertes, da die Regulierung sich auf die Abgasemissionen bezieht. Reine batterieelektrische Pkw (BEV) werden daher mit 0 g CO<sub>2</sub> je km gerechnet, die Emissionen von Plug-in-Hybriden (PHEV) werden in Abhängigkeit ihrer elektrischen Fahrweite anteilsweise mit Nullemissionen und dem Emissionswert des Verbrennungsmotors bestimmt. Deutsche Automobilhersteller werden – auch getrieben durch die internationalen Märkte, in den nächsten Jahren verstärkt Elektroautos auf den Markt bringen. Der Anteil der Elektroautos erscheint daher als zentrale Stell-schraube der Hersteller, auf die Regulierung zu reagieren.

Für die Berechnung des Anteils der Elektromobilität im Jahr 2030 nach dem Regulierungsvorschlag sind folgende Annahmen hinsichtlich der **Effizienzentwicklung der Verbrenner-Fahrzeuge** getroffen worden:

- Von 2021 bis 2023 verringern sich die spezifischen „real“-Emissionen der in Deutschland zugelassenen Otto- und Diesel-Pkw von 145 g CO<sub>2</sub>/km auf 140 g CO<sub>2</sub>/km (1,8 Prozent Minderung je Jahr). Dahinter steht die Annahme, dass die derzeit gültige Flottenzielwertregulierung umgesetzt wird, allerdings die Abweichungen vom Zielwert durch die Unterschiede der deutschen zur europäischen Fahrzeugflotte sowie durch die Abweichungen zwischen Norm- und Realverbrauch konstant bleiben.
- Nach 2023 bis 2030 reduzieren sich die „realen“ Emissionen der Verbrenner um 1 Prozent je Jahr, auf dann 130 g CO<sub>2</sub>/km.

Damit wird insgesamt eine Minderung der THG-Emissionen von Otto- und Diesel-Pkw von 10 Prozent zwischen 2021 und 2030 erreicht. **Zur Erreichung einer 35 prozentigen Minderung wird in 2030 ein Neuzulassungsanteil von Elektrofahrzeugen von 30 Prozent benö-**

**tigt**<sup>1</sup> (davon 2/3 BEV, 1/3 PHEV). Dies führt zu einem Bestand von ca. 6 Millionen Elektrofahrzeugen im Jahr 2030.

Dieser Markthochlauf ist in dem Szenario „Klimaschutz E+“ der Studie Klimaschutzbeitrag des Verkehrs (ifeu et al. 2016) gerechnet worden. Unter der Annahme ambitioniert-realistischer Annahmen zu Verkehrsvermeidung und –verlagerung wäre in dem Szenario eine sektorale THG-Minderung in Deutschland um ca. 40 Prozent mit einer PtL-Beimischung von 10 Prozent erreichbar. Diese Menge kann nach den Einschätzungen in Kapitel 2 bis zum Jahr 2030 nicht erreicht werden (dort wird das Potenzial in 2030 auf 7 Prozent geschätzt). Damit ist die Wirkung der Flottenzielwerte bei der aktuell diskutierten Umsetzung in Bezug auf das Erreichen des Sektorziels als gering einzuschätzen (siehe auch (Agora Verkehrswende, 2018)).

Bei einer Umsetzung der Flottenzielwerte mit 35 Prozent Minderung folgt somit in Hinblick auf das 40 Prozent-Minderungsziel (1990 – 2030) der THG-Emissionen des Verkehrs:

- Der Druck auf ein Ausreizen des Potenzials strombasierter Kraftstoffe steigt;
- Zum Anheben des Anteils an Elektroautos über das von den Flottenzielwerten getriebene Niveau von ca. 6 Millionen Fahrzeugen in 2030 sollten weitere Maßnahmen diskutiert werden;
- Ergänzend ist die Umsetzung zusätzlicher Maßnahmen (gegenüber den Annahmen im „Klimaschutzszenario E+“) hinsichtlich Vermeidung und Verlagerung, aber auch hinsichtlich der Effizienzsteigerung und Elektrifizierung im Güterverkehr anzustreben.

---

<sup>1</sup> Zum Vergleich: Die Studie „Die Fortschreibung der Pkw-CO<sub>2</sub>-Regulierung und ihre Bedeutung für das Erreichen der Klimaschutzziele im Verkehr“ der Agora Verkehrswende rechnet bei einem Vorschlag für den CO<sub>2</sub>-Standard von -30 % mit einem Elektroanteil bei den Pkw-Neuzulassungen in 2030 von 22 %, bei einem Vorschlag von -40 % mit einem Elektroanteil bei den Pkw-Neuzulassungen in 2030 von 40 % (Agora Verkehrswende, 2018).

## 5 Vorschlag einer THG-Minderungsquote als nationales Instrument zum Markthochlauf strombasierter Kraftstoffe

**Anstelle der RED II-Beimischquoten ist das Beibehalten der THG-Minderungsquote als effektiveres Instrument für das Erreichen der Klimaziele im Verkehrssektor zu werten.**

### Rechtliche Einschätzung einer THG-Quote

Die RED II wird nach 2020 sowohl die aktuell geltende RED sowie die Kraftstoffqualitäts-Richtlinie (FQD) ablösen. Damit entfällt auf den ersten Blick die Rechtsgrundlage für die Treibhausgasminderungsquote als das zentrale Element der FQD zur Dekarbonisierung, da die RED II diese Art der Quote nicht vorsieht. Artikel 25, Absatz 1, Nummer 6 lässt jedoch den Mitgliedsstaaten den Einsatz dieses Instruments zur Erreichung der Quotenziele offen.<sup>1</sup>

In Deutschland wurde bereits die Beimischquote auf eine solche THG-Minderungsquote innerhalb des BImSchG (§37a (4)) umgestellt. Die EU-Kommission hat dies ratifiziert. Bis einschließlich 2019 müssen die in Verkehr gebrachten fossilen Otto- und Dieselmotorkraftstoffe sowie Biokraftstoffe die Treibhausgasemissionen gegenüber dem Referenzwert (derzeit 83,8 g CO<sub>2</sub>Äq/MJ) um 4 Prozent mindern. Im Jahr 2020 beträgt die THG-Minderungsquote 6 Prozent, was dem FQD-Ziel entspricht. Dies ist mit Blick auf die Klimaschutzziele nicht als besonders ambitioniert zu werten und wird für Deutschland voraussichtlich auch erfüllbar sein.

Einer Fortführung – und Weiterentwicklung der THG-Minderungsquote – steht somit europarechtlich wie auch umsetzungstechnisch in Deutschland kein erkennbares Hindernis entgegen. Eine europaweite Umsetzung wird zwar angesichts der aktuell in den anderen Mitgliedsstaaten noch nicht angewandten FQD-Quote (diese gilt außer in Deutschland erst für das Jahr 2020), als nicht realistisch angesehen. Für Deutschland sprechen dagegen mehrere Faktoren gegen eine erneute Rückkehr zu einer Beimischquote entsprechend der RED II:

- a. Der Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung spricht sich für eine Fortentwicklung der THG-Quote aus.
- b. Die beteiligten Wirtschaftskreise drängen klar in die Richtung der Beibehaltung der THG-Quote, siehe (MWV, 2016)<sup>2</sup> und (BEE, 2018).

<sup>1</sup> "When setting the obligation under the first and third sub-paragraphs to ensure the achievement of the share set out therein, Member States may do so, inter alia, by measures targeting volumes, energy content or greenhouse gas emission savings provided that it is demonstrated that the shares set out in the first and second sub-paragraph are achieved (RED II Artikel 25, Absatz 1, Nummer 6)

<sup>2</sup> z.B.: Mineralölwirtschaftsverband: „Mit Blick auf die bereits beschlossenen Vorgaben zum Anstieg der Treibhausgas-Minderungsquote in den kommenden Jahren muss eine technologieoffene Weiterentwicklung der möglichen Erfüllungsoptionen erfolgen“ (MWV, 2016).

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.: „Der Einsatz von nachhaltigen Biokraftstoffen und regenerativen Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs (E-Fuels) sind zentrale Elemente zur Minderung der Klimaschädigung durch den Bestandsverkehr. Um deren Einsatz anzureizen, ist die Weiterentwicklung der THG-Minderungsquote, die den sukzessiven Ersatz von fossilen Kraftstoffen regelt, das Mittel der Wahl.“ (BEE, 2018)

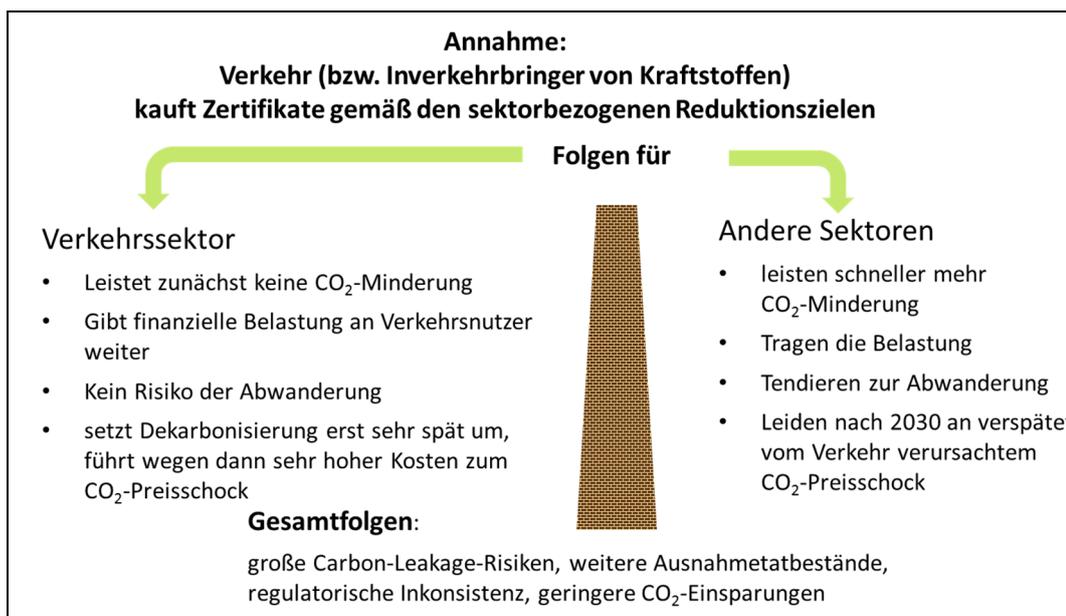
So sieht der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE, 2018) „die Weiterentwicklung der THG-Minderungsquote, die den sukzessiven Ersatz von fossilen Kraftstoffen regelt,“ als „das Mittel der Wahl“, um gerade auch den Einsatz von nachhaltigen Biokraftstoffen und PtL anzureizen.

### Welche Vorteile bietet die THG-Minderungsquote?

Mit der THG-Minderungsquote wird, anders als mit einer energetischen Beimischungsquote, direkt Bezug auf die Reduktion der Treibhausgasemissionen genommen. Sie geht damit einen Schritt weiter als die RED. Zudem ermöglicht sie durch den Bezug auf die THG-Emission das Zusammenfassen verschiedenster Technikansätze und damit das Prinzip der Technikneutralität. Will man jedoch eine bestimmte Technik (z.B. strombasierte Kraftstoffe) speziell fördern, wäre auch hier das RED-Prinzip der Unterquote denkbar. Durch Zwischenziele, Unterquoten und steigende THG-Minderungsquoten kann der Markteintritt von Refuels angereizt werden (BEE, 2018).

Die THG-Quote eröffnet im Übrigen die Möglichkeit eines Handels mit Zertifikaten für Emissionsrechte (Zertifikatehandel). Wird ein solcher auf den Verkehrssektor begrenzt eingeführt, könnte dies den Weg zu möglichst effizienter Erreichung der Einsparziele im Rahmen des Verkehrssektor ermöglichen. Würde man den Verkehrssektor in das Emissionshandelssystem (ETS) integrieren ohne eine solche Eingrenzung, hätte er keinerlei Anreiz, reale Minderungen im eigenen Bereich zu erbringen, sondern würde sich zu geringeren Kosten zusätzliche CO<sub>2</sub>-Zertifikate in anderen Sektoren beschaffen. Die sich hieraus ergebenden steigenden Zertifikatspreise würden wiederum zu Erweiterungen entsprechender Ausnahmetatbestände in anderen Sektoren führen und somit die realen Minderungen durch den Emissionshandel absenken („Carbon Leakage“-Risiko).

(ifeu, 2017b) haben darauf hingewiesen, dass das kombinierte Instrument der THG-Minderungsquote mit einem begrenzten Zertifikatehandel diese Risiken ausräumt, so dass entsprechend der Anhebung der Quote reale Minderungen erzielt werden. Die nachfolgende Grafik veranschaulicht diese Vorgehensweise.



Quelle: (ifeu, 2017b)

Abbildung 18: Schematische Darstellung der Folgen einer Integration des Verkehrssektors in das EU-Emissions Trading System (ETS)

Die Fortführung und Weiterentwicklung der bereits seit 2015 in Deutschland umgesetzten THG-Minderungsquote wäre aus Sicht der Verfasser dem Ansatz der RED II mit seinen fixen Beimischungsquoten vorzuziehen. Dem Mitgliedsstaat Deutschland steht der Weg offen, den Ansatz der THG-Minderungsquote weiter zu führen und transparent mit klimapolitischen Zielen zu verknüpfen. Zudem ist sie grundsätzlich gut mit anderen Politikinstrumenten wie Flottenzielen und CO<sub>2</sub>-Bepreisung kombinierbar.

### Wie wäre die THG-Minderungsquote auszugestalten?

Das übergeordnete Klimaschutzziel der Bundesregierung im Verkehr von 40 Prozent Minderung im Jahr 2030 ggü. 1990 muss als Maßgabe für die Zielgröße der THG-Minderungsquote gelten. Elektromobilität und der Einsatz von refuels können dabei einen wesentlichen Beitrag leisten. In Kapitel 4 sind bezüglich der Einordnung der RED II zwei Beispielrechnungen durchgeführt worden:

- Beispiel 1: Berechnung der minimalen Anteile erneuerbarer Energie im Verkehrssektor, mit denen die RED II erfüllt wird. Dies wäre die untere Grenze für eine Umsetzung der THG-Minderungsquote und würde die in der RED II gesetzte Bedingung gewährleisten, dass eine THG-Minderungsquote gleichsam die Anforderung bezüglich der energetischen Beimischung sicherstellen muss.
- Beispiel 2: Zielszenario für Baden-Württemberg inklusive dem Einsatz von 7 Prozent PtL und 8 % direkten Strom in Elektrofahrzeugen, in dem eine Minderung in Baden-Württemberg um 36 Prozent erreicht wird (dies entspricht aufgrund der in Kapitel 1 dargestellten Unterschiede zwischen Baden-Württemberg und Deutschland einer Minderung von > 40 Prozent für Deutschland).

Tabelle 2: Beispielrechnungen für THG-Minderungsquote

	Anteil am Endenergieverbrauch in Prozent	Angenommene spezifische THG-Minderung in Prozent	THG-Minderung in Prozent
<b>Beispiel 1: Erfüllung RED II</b>			
refuels	1,5	95	1,4
direkter Strom (50 % EE im Mix)	4	53 <sup>a)</sup>	2,1
konventionelle Biokraftstoffe	4,7	70	3,3
<b>THG-Minderungsquote</b>			<b>6,8</b>
<b>Beispiel 2: Umsetzung Zielszenario inklusive 7 Prozent PtL-Beimischung</b>			
refuels	8	95	7,6
direkter Strom (50 % EE im Mix)	8	53 <sup>a)</sup>	4,2
konventionelle Biokraftstoffe	8,7	70	6,1
<b>THG-Minderungsquote</b>			<b>18,0</b>
a) Für die spez. THG-Minderung wird von einem Emissionsfaktor von 110 g CO <sub>2Äq</sub> /MJ für Strom im Mix ausgegangen, der sich unter Berücksichtigung einer Antriebseffizienz von 0,4 (gemäß 38. BImSchV, Anhang 3) auf 44 g CO <sub>2Äq</sub> /MJ berechnet, der gegenüber dem Kraftstoffvergleichswert von 94 g CO <sub>2Äq</sub> /MJ zu einer Einsparung von 53 % führt.			

Die beiden beispielhaft berechneten THG-Quotenwerte von 6,8 Prozent und 18 Prozent zeigen damit die Mindestanforderung für die Erfüllung der Anforderungen der RED II und ein Rechenbeispiel für die Einhaltung des Sektorziels Verkehr auf. Eine präzise Bestimmung des THG-Quotenwerts kann im Rahmen dieser Kurzstudie nicht geleistet werden. Der BEE

(2018) kommt mit vergleichbaren Überlegungen auf einen anzustrebenden Zielwert für eine THG-Minderung in Höhe von 16 Prozent in 2030 gegenüber 2010. Der Wert von 16 Prozent wird daher als robuste Zielgröße für eine THG-Minderungsquote in 2030 gegenüber 2020 empfohlen. Sie stellt gegenüber der derzeit geltenden 6 Prozent (BImSchG, FQD) gegenüber einem rein fossilen Referenzwert eine ambitionierte Anhebung dar, ist aber wie in den vorausgehenden Kapiteln dargelegt als realisierbares und keineswegs überzogenes Ziel zu betrachten. Im Beispiel auf der nächsten Seite (Kasten) ist dargestellt, wie diese Empfehlung konkret umgesetzt werden könnte.

Die THG-Minderungsquote erstreckt sich dabei auf THG-Emissionen über die Produktionskette der Antriebsenergie. Für Biokraftstoffe beinhaltet sie Emissionen des Anbaus, der Verarbeitung, des Transports bis zur Verteilung, desgleichen gilt für den Referenzwert (94 g CO<sub>2</sub>-Äq/MJ Benzin oder Diesel beinhalten ebenfalls die Emissionen der Erdölförderung, Transport und Verarbeitung).

**Beispielhafter Vorschlag zur konkreten Ausgestaltung der THG-Quote:**

Festzulegen ist zuerst der Zielwert für die THG-Minderungsquote im Jahre 2030; vorgeschlagen werden hier 16 Prozent, um die weiteren THG-Minderungsmaßnahmen mit Blick auf das Gesamtklimaschutzziel im Verkehr von 40 Prozent zu komplettieren.

Die Minderung ist (in Analogie zur derzeitigen FQD) auf den im Jahr 2020 gegebenen Mix von Kraftstoffen mit dem Referenzwert von 94 g CO<sub>2</sub>Äq/MJ für die fossilen und die nach dem Register Nabisy der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) bestimmten THG-Emissionen der angerechneten Biokraftstoffe zu beziehen.

Eingerechnet werden können die Minderungen durch:

- Biokraftstoffe aus Nahrungs-/Futterpflanzen zu einem Anteil, der die Obergrenze von 7 Prozent (bzw. den im Jahr 2020 bestimmten realen Anteil, bzw. den vom Gesetzgeber für Deutschland ggf. festgelegten Höchstwert) nicht überschreitet.
- Biokraftstoffe aus Altpflanzenöl/Tierfett zu einem Anteil, der die Obergrenze von 1,7 Prozent nicht überschreitet.
- fortschrittliche Biokraftstoffe und PtL/PtG (refuels)
- direkter Stromantrieb für Straße und Schiene
- der ggü. dem Jahr 2020 zusätzliche Einsatz von CNG im Verkehr
- (es ist zu diskutieren, ob der Einsatz von durch EE-Strom erzeugtem Wasserstoff in Mineralölraffinerien ebenfalls angerechnet werden soll).

Die THG-Minderungswerte ergeben sich durch die Nachweisführung wie bisher nach RED bzw. FQD bzw. BImSchG, wobei

- Tatsächliche Emissionswerte verwendet werden können.
- Standardwerte, soweit durch die RED II oder RL (EU) 2015/652 vorgegeben, verwendet werden können.
- Für direkten Stromantrieb für Straße und Schiene gemäß RED II Emissionsfaktoren die den nationalen Strommix abbilden, sofern eine direkte Verbindung der Stromversorgung zu EE-Stromerzeugung nicht nachgewiesen werden kann.

Die Anhebung von 2021 bis 2030 erfolgt schrittweise wie folgt:

- 2021: 6 Prozent (als Übergangswert zur aktuell geltenden Regelung nach FQD und BImSchG)
- 2023: 8 Prozent (analog zur aktuellen Regelung nach BImSchG wird kein jährlich kontinuierlicher, sondern ein über 2-3 Jahre gestufter Anstieg vorgegeben)
- 2025: 11 Prozent
- 2027: 13 Prozent
- 2030: 16 Prozent

**Weitere Instrumente stehen – insbesondere für den frühen Markthochlauf von PtL - zur Verfügung**

Die THG-Quote kann insbesondere in der frühen Phase der Industrialisierung von PtL-Technologien durch flankierende Instrumente unterstützt werden, um Kosteneinsparungen durch die Skalierung der Anlagengröße und Herstellungsprozesse zu erreichen. Neben Technologieförderungen sind dazu auch stabile Nachfragestrukturen in frühen Märkten und ein stabiler Investitionsrahmen zu schaffen (frontier economics, 2018). Aktuell disku-

tierte Instrumente sind dabei die Integration von PtL in die Flottenzielwerte, der Einsatz von PtL in Flotten und eine Ermäßigung bzw. Erlass der Energiesteuer.

Tabelle 3: Flankierende Instrumente für einen frühen Markthochlauf von PtL, teilweise aufbauend auf (frontier economics, 2018)

<b>Instrument</b>	<b>Chance</b>	<b>Risiko</b>
<i>Unterstützung Forschung und Entwicklung und Pilotvorhaben</i>	Abfangen der Mehrkosten und Risiken für First-Movers	Begrenzte Wirkung auf den Markthochlauf
<i>Instrumente zur Minderung der Länderrisiken/ „Hermesbürgschaften“</i>	Minderung der Refinanzierungskosten, Aufbau von Wirtschaftsbeziehungen mit PtL-Anbieterländern	Hohe Kosten für den Staatshaushalt bei Kreditausfall
<i>Integration von PtL in den Pkw-Flottenzielwert</i>	Aktivierung der Automobilindustrie	Entschärfung der Flottenwerte. Bereits der aktuelle Kommissionsvorschlag für 2030 trägt wenig bei zur Erreichung der Klimaziele. Risiko der Überfrachtung – und damit der Verfehlung des Regulierungsziels – steigt.
<i>PtL in Flotten</i>	Schaffung eines Marktes unabhängig von Regulierungen bezüglich Beimischung. Handlungsspielraum auf Bundes-, Landes- und kommunaler Ebene	Höhere volkswirtschaftliche Kosten und hohe Kosten für den Staatshaushalt. Teilweise Konkurrenz zu Elektromobilität möglich, daher möglichst Konzentration auf wenig genutzte Fahrzeuge mit langer Lebensdauer (Kommunale Sonderfahrzeuge wie z.B. Traktoren, Reinigungsmaschinen)
<i>Ermäßigung/ Erlass Energiesteuer</i>	Verringerung der Auswirkungen auf die Nutzerkosten, damit Steigerung der Akzeptanz bei verpflichtendem Einsatz von PtL (z.B. als Beimischung)	Vermutlich keinen Einfluss auf die Nachfrage, somit nur flankierend wirksam; Bei höheren Anteilen geht Energiesteueraufkommen signifikant zurück

## 6 Chancen und Risiken einer zeitnahen Einführung strombasierter Kraftstoffe für Baden-Württemberg

Bereits in vorangegangenen Abschnitten wurden Chancen und Risiken, die mit einer zeitnahen Einführung einer PtL-Beimischung zu den fossilen Treibstoffen im Straßenverkehr einhergehen, aufgezeigt. Tabelle 4 gibt einen zusammenfassenden Überblick sowohl über die in den vorgehenden Abschnitten genannten Punkte als auch über darüber hinausgehende Aspekte, die nachfolgend dargestellt sind.

Tabelle 4: Übersicht der Chancen und Risiken einer zeitnahen Einführung strombasierter Kraftstoffe für Baden-Württemberg

Chancen	Risiken
Der Aufbau einer PtL-Erzeugung stellt aufgrund des langfristigen Bedarfs an PtL im Flug- und Schiffsverkehr eine Sowieso-Maßnahme bzw. No-Regret-Strategie dar.	Es besteht das Risiko, den Druck auf Elektrifizierungs-, Vermeidungs- und Verlagerungsmaßnahmen - insbesondere im Straßenverkehr - zu mindern.
Ergänzungsoption zur batterieelektrischen Dekarbonisierung des Straßenverkehrs, insbesondere im Fahrzeugbestand. Synergieeffekte zur Brennstoffzellen-Wasserstoffmobilität.	Unsicherheit bezüglich zukünftiger technischer und politischer Entwicklungen führt zu höheren Kapitalkosten aufgrund steigender Risikozuschläge für Fremd- und Eigenkapitaleinsatz.
Chancen am Weltmarkt durch Export der PtL-Technologie. Baden-Württemberg ist insbesondere im Anlagenbau gut aufgestellt.	Sozioökonomische Einbettung der Anlagen in PtL-bereitstellenden Ländern unklar, Konfliktpotenziale hier nicht auszuschließen.
Rohölimportabhängigkeit besteht zwar weiterhin jedoch Diversifizierung der Bezugsquellen und Chancen für PtL-bereitstellende Länder.	

**Der Aufbau einer PtL-Erzeugung stellt aufgrund des langfristigen Bedarfs an PtL im Flug- und Schiffsverkehr eine Sowieso-Maßnahme bzw. No-Regret-Strategie dar.**

Der Primärenergieverbrauch von Mineralöl beläuft sich im Jahr 2016 bundesweit auf 4.566 PJ und stellt mit einem Anteil von 34 Prozent den gewichtigsten Energieträger der Energiebilanz dar (AGEB, 2018). Der Anteil ist in den letzten zwei Dekaden weitgehend konstant. Der Einsatz erfolgt entsprechend der Energiebilanz 2016 überwiegend im Verkehr (55 Prozent), gefolgt von der stofflichen Nutzung (18 Prozent) und der Wärmebereitstellung (17 Prozent).

Für die Luft- und Schifffahrt stellen Biokraftstoffe und flüssige synthetische Kraftstoffe aufgrund ihrer Energiedichte und der Verbrauchsmenge im Wesentlichen den Lösungsraum zur Dekarbonisierung dar (ISI et al., 2017). Jedoch stehen fortschrittliche Biokraftstoffe (auf Basis von Reststoffen) nur begrenzt zur Verfügung. Die Lieferungen im Luftverkehr<sup>1</sup> belaufen sich im Jahr 2016 auf 389 PJ bundesweit, längerfristig ist auch in ambitionierten Minderungsszenarien von 450 PJ bzw. 125 TWh im Luftverkehr<sup>2</sup> auszugehen (ifeu et al., 2016). Dabei wird der Bedarf im Flugverkehr über PtL gedeckt. In (Öko-Institut et al., 2016b) wurden die Antriebsoptionen im Schiffsverkehr untersucht. Ausgehend von 397 PJ<sup>3</sup> im Jahr 2010 wird im Jahr 2050 ein Verbrauch der Binnen- und Seeschifffahrt von mindestens 490 PJ erwartet, die über den Einsatz von PtL und PtG in Form von H<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> gedeckt werden. Dabei entfällt ein Mindestbedarf von rund 200 PJ bzw. 54 TWh auf PtL. In Summe ergibt sich somit ein Mindestbedarf von PtL im Flug- und Schiffsverkehr für Deutschland von rund 650 PJ bzw. rund 180 TWh im Jahr 2050.

Über diesen Bedarf im Flug- und Schiffsverkehr hinaus, weisen ambitionierte Szenarien im Verkehr zudem häufig einen Bedarf an strombasierten Kraftstoffen im Bereich des Straßenverkehrs aus. In (ifeu et al., 2016) wird dieser auf rund 680 PJ beziffert, der Gesamtbedarf in dieser Studie beläuft sich auf mindestens 1.220 PJ (rund 340 TWh).

Ausgehend von dieser Bandbreite, aus ausschließlich Schiffs- und Flugverkehr und zusätzlichem PtL-Bedarf im Straßenverkehr, ist in Abbildung 19 aufbauend auf dem 7 Prozent-Pfad im Jahr 2030 ein potentieller Hochlauf dargestellt. Deutlich wird, dass der Aufbau der Erzeugungskapazitäten bis 2030 eine sogenannte Sowieso-Maßnahme oder No-Regret-Maßnahme darstellt, die auf jeden Fall sinnvoll zur Deckung der längerfristigen Bedarfe ist. Zudem ist von einem globalen Markt für synthetische, auf Basis von erneuerbarem Strom erzeugte Kraftstoffe entsprechend des heute globalisierten Ölmarktes auszugehen. Der Transport strombasierter Kraftstoffe via Tanker und Pipeline ist vergleichbar zu dem von Mineralölen.

<sup>1</sup> Inlandsablieferungen von Flugkraftstoffen ohne Militär: Entsprechend des Standortprinzips sind alle Verkehrsleistungen, die von deutschen Flughäfen ausgehen ursächlich.

<sup>2</sup> Bezieht sich auf die von deutschen Flughäfen abgehenden internationalen Flüge bis zur ersten Landung im Ausland.

<sup>3</sup> Die Modellierung basiert auf der Verkehrsleistung der Seeschifffahrt und der Wegstrecken der Binnenschifffahrt. Im Vergleich zu den in der Energiebilanz ausgewiesenen Lieferungen an die nationale und internationale Seeschifffahrt in deutschen Häfen ist dieser Wert mehr als dreimal so groß.

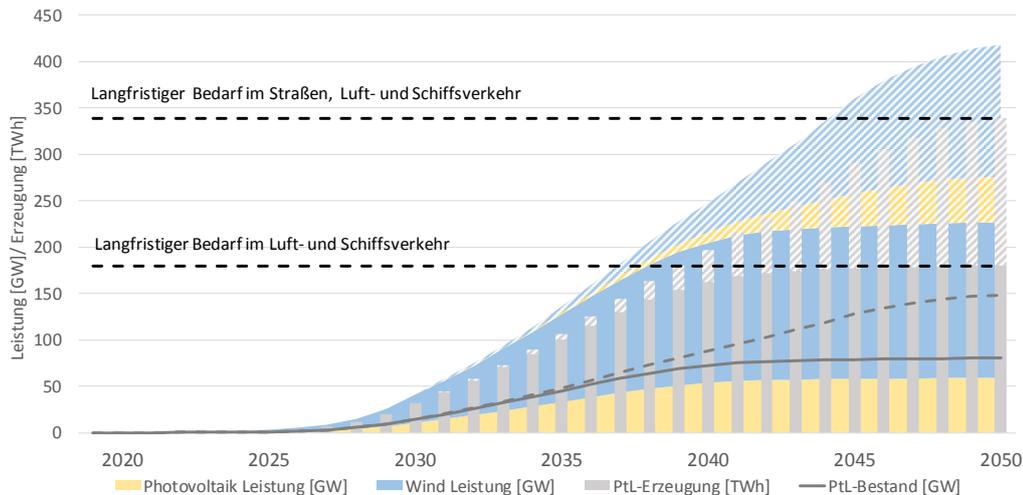


Abbildung 19: Bandbreite eines potentiellen PtL-Ausbaupfads bis 2050 aufbauend auf dem 7 Prozent-Pfad im Jahr 2030 (gestrichelt/schraffiert: Zusätzlich zum Bedarf des Flug- und Schiffsverkehrs wird der Bedarf im Straßenverkehr berücksichtigt). Hinterlegte Annahmen: Elektrolyse: 5.000 h, Photovoltaik: 1.700 h, Windenergie 1.800 h, Stromerzeugung zu 75 Prozent aus Windenergie an Land, Wirkungsgrad des Gesamtprozess 40 Prozent (2020) - 48 Prozent<sup>1</sup> (2050).

**Chancen am Weltmarkt durch Export der PtL-Technologie. Baden-Württemberg ist insbesondere im Anlagenbau gut aufgestellt.**

Power-to-Liquid-Technologien beruhen auf der Synthese von Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff. Daher lassen sich vier relevante Technologiebereiche definieren: Die Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse unter dem Einsatz von erneuerbaren Strom, die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung und die Synthese der Edukte zu einem Brenn- oder Kraftstoff. Entsprechend lassen sich die Investitionskosten aufteilen (vgl. Abbildung 20). Dabei werden die Investitionskosten von den Windenergieanlagen dominiert. Für die Kosten der CO<sub>2</sub>-Abscheidung je Tonne CO<sub>2</sub> gibt die zitierte Studie (FVV & LBST, 2016) Kosten von rund 340 €/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2030 bzw. 300 €/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2050 an. Vom Hersteller werden Zielkosten für Großanlagen von 100 US\$<sup>2</sup> erwartet.

<sup>1</sup> Abbildung dient zur Veranschaulichung der Größenordnung. Für Gesamtwirkungsgrad wird eine Bandbreite von 41%- 46 % im Jahr 2030 erwartet, im Jahr 2050 etwa 48-50 % (IWES, 2017; Prognos AG et al., 2018). Nach (DECHEMA et al., 2018) wird für die Kombination aus Hochtemperaturelektrolyse und Fischer-Tropsch-Synthese bereits heute ein Wirkungsgrad von 50 % erreicht und unter optimierter Prozessführung sind theoretisch ca. 60 % möglich.

<sup>2</sup> Neben den Investitionskosten stellt der Wärmebedarf der Anlage von bis zu 2 MWh/t CO<sub>2</sub> (rund 100°C) einen weiteren Kostenfaktor dar, dieser kann jedoch in Kombination der Hochtemperaturelektrolyse mit Fischer-Tropsch intern gedeckt werden (DECHEMA et al., 2018).

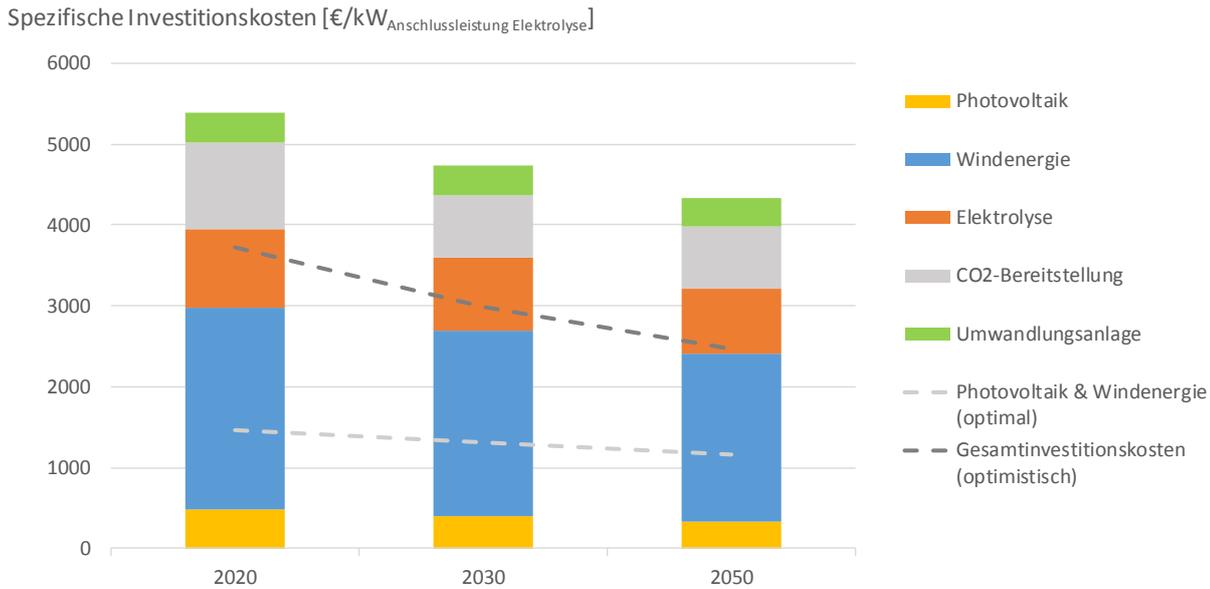


Abbildung 20: Spezifische Investitionskosten und Bandbreite der Gesamtinvestition in die PtL-Technologie (Beispielhaft anhand der Hochtemperaturelektrolyse und CO<sub>2</sub>-Luftabscheidung dargestellt). Hinterlegte Annahmen: Elektrolyse und Synthese: 5.000 h, Photovoltaik: 2.100-1.700 h, Windenergie 4.200-1.800 h, Stromerzeugung zu 75 Prozent aus Windenergie an Land. Eigene Berechnung auf Basis der Daten aus (Agora Energiewende, 2018; FVV & LBST, 2016; Prognos AG et al., 2018)

Zur Einschätzung der Exportchancen für die PtL-Technologie auf dem Weltmarkt lassen sich die Verfahren im Wesentlichen im Anlagen- und Maschinenbau, sowie der Chemieindustrie subsumieren. Der Maschinenbau stellt mit rund 320.000 Beschäftigten bzw. knapp 25 Prozent der Beschäftigten in der Industrie im Jahr 2017 den stärksten Wirtschaftszweig in Baden-Württemberg dar. Der Anteil am Umsatz beläuft sich auf 22 Prozent, die Exportquote ist mit knapp 64 Prozent überdurchschnittlich hoch (StaLA-BW, 2018c). In der chemischen Industrie sind nach Verbandsangaben rund 105.000 Personen beschäftigt, davon können rund ein Drittel einer der Schlüsselbranchen für Power-to-X zugeordnet werden (Grundchemikalien, Technische Gase, Kunststoffe, Mineralöl) (VCI, 2018).

Für die Elektrolyse als Schlüsseltechnologie des PtL-Prozesses ist nachfolgend eine Patentanalyse<sup>1</sup> am europäischen Patentamt dargestellt. In Abbildung 21 ist die Entwicklung der Inventionen über den Zeitverlauf (links) und im Vergleich der Länder ausgewiesen. Dabei wird deutlich, dass die Technologieentwicklung der Elektrolyse in Deutschland im globalen Vergleich eine gewichtige Rolle zukommt. Die USA, Frankreich und Japan weisen ebenfalls einen hohen Anteil an den Patenten auf. In Deutschland sind unter den Patentanmeldern große Unternehmen wie Siemens, Thyssen Krupp sowie Forschungsinstitute, Spin-offs der Universitäten und kleinere Elektrolysehersteller.

<sup>1</sup> Die Patentanalyse basiert auf der Patentdatenbank EPO's Worldwide Statistical patent database (PATSTAT) (Stand Frühjahr 2017). Die Identifikation der Technologien erfolgt anhand der Gemeinsamen Patentklassifikationen (CPC, Cooperative Patent Classification) in der Sektion Y, die neue und sektorübergreifende Technologien erfasst.

Anzahl Patente

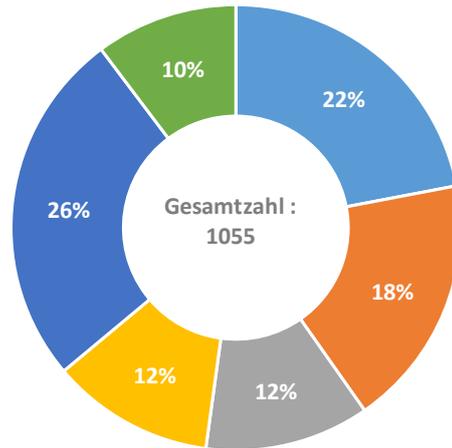
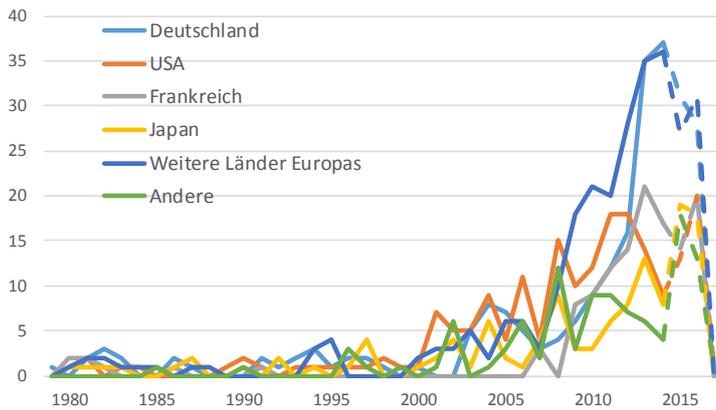


Abbildung 21: Die Patententwicklung<sup>1</sup> der Elektrolyse am europäischen Patentamt seit 1979. Eigene Auswertung auf Basis von Daten aus EPO PATSTAT (Frühjahr 2017).

Demnach ist Baden-Württemberg im Anlagenbau sowie als Teil der bundesweiten Forschungs- und Entwicklungslandschaft im Bereich der Elektrolyse gut aufgestellt. Zu einer vergleichbaren Einschätzung kommt auch der BDI bundesweit: Unternehmen aus Deutschland gehören weltweit zu den Marktführern bei Technologien und Komponenten für PtX-Anlagen. Sowohl im Anlagenbau (u.a. Elektrolyse, Synthesen) als auch im Chemiesektor als Zulieferer wesentlicher Komponenten (Membrane, Katalysatoren, Absorber etc.). Jedoch stehen deutsche Unternehmen im Bereich klimafreundlicher Technologien bereits heute im Wettbewerb zu asiatischen und nordamerikanischen Unternehmen (BDI, 2018).

So konnte China seine führende Rolle bei der Produktion von Solarmodulen weiter ausbauen, europäische Hersteller tragen heute lediglich noch 2 Prozent zum Weltmarkt bei. Im Bereich der Wechselrichter, als weitere wesentliche Einzelposition einer PV-Anlage (vgl. Abbildung 22) summiert sich der deutsche Marktanteil (AC-Leistung) auf 10 Prozent<sup>2</sup> (ZSW et al., 2018). Die Hersteller von PV-Produktionsmitteln sind exportorientiert, im Maschinenbau erreichten die deutschen PV-Zulieferer im ersten Quartal 2018 eine Rekord-Exportquote von 93 Prozent. Dabei wurden Produktionsmittel für Dünnschichtmodule (61 Prozent) und für die Zellherstellung (32 Prozent) am stärksten nachgefragt (VDMA, 2018). Produktionslösungen bieten auch Unternehmen aus Baden-Württemberg beispielsweise die Manz AG, centrotherm und die Schmid Group an.

<sup>1</sup> Die Patentdatenbank mit Stand Frühjahr 2017 ist bis einschließlich des Anmeldejahrs 2013 vollständig, für das Jahr 2014 ist von weitgehend vollständigen Daten auszugehen. Für den Folgezeitraum muss von unvollständigen Angaben ausgegangen werden, da im Allgemeinen die Veröffentlichung der Patente mit einem Zeitverzug von mindestens 18 Monaten erfolgt (Boedt, G., 2017).

<sup>2</sup> Nach Umsatz ist SMA Marktführer, nach abgesetzter Leistung sind die chinesischen Unternehmen Huawei und Sungrow führend.

### Prozentuale Zusammensetzung der Projektkosten

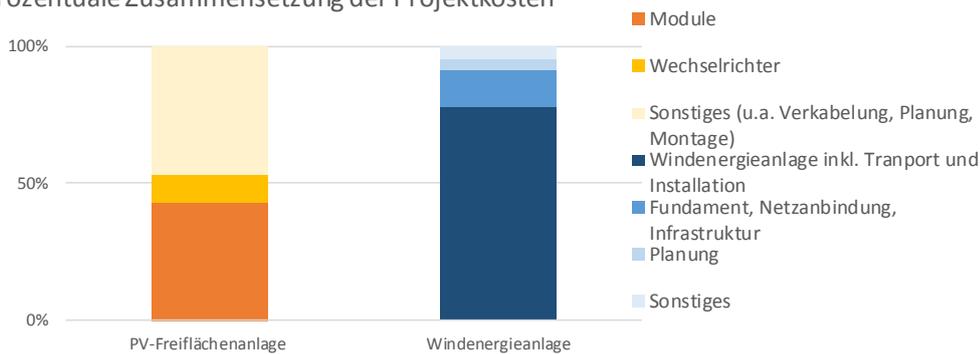


Abbildung 22: Prozentuale Zusammensetzung der Projektkosten einer 750 kW-Photovoltaik-Freiflächenanlage und einer Windenergieanlage (3-4 MW und Nabenhöhe > 140m) in Deutschland. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus (DWG & ZSW, 2018; ZSW et al., 2018).

Auch im Bereich der Windenergieanlagen stehen deutsche und in Deutschland produzierende Unternehmen im globalen Wettbewerb. Die Hersteller Enercon, Senvion und Nordex haben einen deutschen Hauptsitz. Auf dem Weltmarkt ist Enercon mit einem Anteil von 6,6 Prozent vertreten, Nordex erreicht 5 Prozent. Zudem hat der dänische Hersteller Vestas (Weltmarktführer) Produktionsstätten in Deutschland entsprechend GE und Siemens Gamesa. Die Produktion ist überwiegend im Norden Deutschlands verortet wobei sich die Zuliefererindustrie schwerpunktmäßig in Nordrhein-Westfalen, Bayern und Baden-Württemberg befindet. Baden-württembergische Zulieferer der Windindustrie sind beispielsweise ZF, Lapp-Kabel und Liebherr. Die in den Top 10 vertretenen chinesischen Hersteller installieren heute im Prinzip ausschließlich in China (DWG & ZSW, 2017).

**Rohölexportabhängigkeit besteht weiterhin, jedoch Aufweitung des Energiebezugs und Chancen für PtL-bereitstellende Länder**

Mineralöl wird heute weitgehend importiert (seit 1990 beträgt der Importanteil im Mittel 97 Prozent). Hauptherkunftsland des Mineralöls ist zum einen Russland mit einem Marktanteil von knapp 37 Prozent im Jahr 2017, gefolgt von Norwegen und Großbritannien (BMW, 2018a). Demnach besteht auch heute eine Abhängigkeit von Rohölexporten, insbesondere von Russland, was mit politischen Risiken verbunden ist. Importe werden auch aus Afrika bezogen (rund 18 Prozent darunter insbesondere Algerien, Libyen und Nigeria) und aus dem Nahen Osten (7,3 Prozent). PtL-Importe aus der MENA-Region würden demnach den Energiebezug auf eine breitere Basis hinsichtlich der Herkunftsländer stellen und sind daher für das Versorgungssicherheitsrisiko positiv zu bewerten.

Entscheidend für den Aufbau einer Kooperation erscheint, diese für beide Seiten gewinnbringend zu gestalten. Zum einen bietet die PtL-Erzeugung den heute erdöl- und erdgasexportierenden Ländern eine Perspektive in einer zunehmend dekarbonisierten Welt. Für Länder wie Marokko, die selbst eine hohe Energieimportabhängigkeit aufweisen, würde ein neues Geschäftsfeld erwachsen. Dabei gilt es Nachhaltigkeitskriterien zum Aufbau einer umwelt- und sozialverträglichen Erzeugung zu definieren und deren Einhaltung sicherzustellen. Dazu gehört u.a. Wasserbereitstellung, EE-Stromerzeugung, Flächennutzung sowie eine nachhaltige Wirtschaftsentwicklung (Agora, 2018b). Hier sind jedoch insbesondere weitere Untersuchung der sozialen Einflüsse auf exportierende Länder erforderlich (dena & LBST, 2017). Grundsätzlich ist in die wirtschaftliche, forschungsseitige und politische Zusammenarbeit zum Aufbau einer Kooperation zu intensivieren.

## Literaturverzeichnis

---

- AGEB. (2018). Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2016. AG Energiebilanzen. Abgerufen von <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2016.html>
- Agora Energiewende. (2018). Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Agora Verkehrswende, Agora Energiewende. Abgerufen von [https://www.agoraenergiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost\\_2050/Agora\\_SynCost-Studie\\_WEB.pdf](https://www.agoraenergiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf)
- Agora Verkehrswende. (2018). Die Fortschreibung der Pkw-CO<sub>2</sub>-Regulierung und ihre Bedeutung für das Erreichen der Klimaschutzziele im Verkehr (S. 17). Agora Verkehrswende, Öko-Institut e.V. Abgerufen von [https://www.agoraverkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2017/Klimaschutzszenarien/Agora\\_Verkehrswende\\_Pkw-CO<sub>2</sub>-Regulierung\\_web.pdf](https://www.agoraverkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2017/Klimaschutzszenarien/Agora_Verkehrswende_Pkw-CO2-Regulierung_web.pdf)
- BDI. (2018). Positionspapier der deutschen Industrie zum Aufbau von Rahmenbedingungen für die e-fuels-Technologie. Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. Abgerufen von [http://docs.dpaq.de/13827-positionspapier\\_bdi\\_rahmenbedingungen\\_e-fuels.pdf](http://docs.dpaq.de/13827-positionspapier_bdi_rahmenbedingungen_e-fuels.pdf)
- BEE. (2018). Erneuerbare Energie im Mobilitätssektor - Klare Signale für den Klimaschutz. Abgerufen 22. Oktober 2018, von [https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere\\_Stellungnahmen/BEE/BEE\\_EE\\_im\\_Mobilit%C3%A4tssektor\\_Klare\\_Signale\\_f%C3%BCr\\_den\\_Klimaschutz\\_25Apr2018.pdf](https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/BEE_EE_im_Mobilit%C3%A4tssektor_Klare_Signale_f%C3%BCr_den_Klimaschutz_25Apr2018.pdf)
- Bieger et al. (Hrsg.). (2011). Innovative Geschäftsmodelle. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag. Abgerufen von [//www.springer.com/de/book/9783642180675](http://www.springer.com/de/book/9783642180675)
- BMUB. (2016). Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung (S. 92). Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Abgerufen von [https://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan\\_2050\\_bf.pdf](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf)
- BMVI. (2018). Studie IndWEDe - Industrialisierung der Wasser-elektrolyse in -Deutschland: -Chancen und -Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und -Wärme (S. 201). Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), Projektträger Jülich, Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie. Abgerufen von [https://www.now-gmbh.de/content/1-aktuelles/1-presse/20180917-aktuelle-studie-zeigt-wege-zur-industrialisierung-der-wasserelektrolyse/indwede-studie\\_v04.1.pdf](https://www.now-gmbh.de/content/1-aktuelles/1-presse/20180917-aktuelle-studie-zeigt-wege-zur-industrialisierung-der-wasserelektrolyse/indwede-studie_v04.1.pdf)
- BMWi. (2018a). Energiedaten: Gesamtausgabe (Stand August 2018). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Abgerufen von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>
- BMWi. (2018b). Technology Readiness Level (TRL). Nationale Kontaktstelle zum EU-Programm Horizont 2020. Abgerufen von <https://www.nks-kmu.de/teilnahme-trl.php>
- Boedt, G. (2017). Latest full year in PATSTAT - EPO - Discussion forums. Abgerufen 22. Januar 2018, von <https://forums.epo.org/latest-full-year-in-patstat-7117>
- DECHEMA et al. (2018). Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X Technologien (S. 168). DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V., TUM, RWTH-Lehrstuhl für Technische Thermodynamik, Audi AG. Abgerufen von [https://www.kopernikus-projekte.de/lw\\_resource/datapool/systemfiles/cbox/672/live/lw\\_pdf/p2x\\_roadmap\\_a4\\_v2.pdf](https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/cbox/672/live/lw_pdf/p2x_roadmap_a4_v2.pdf)
- dena, & LBST. (2017). The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU. Deutsche Energie - Agentur GmbH, Ludwig - Bölkow - Systemtechnik

- GmbH. Abgerufen von  
[https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads\\_Dateien/verkehr/9219\\_E-FUELS-STU-DY\\_The\\_potential\\_of\\_electricity\\_based\\_fuels\\_for\\_low\\_emission\\_transport\\_in\\_the\\_EU.pdf](https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/verkehr/9219_E-FUELS-STU-DY_The_potential_of_electricity_based_fuels_for_low_emission_transport_in_the_EU.pdf)
- Destatis. (2018). Publikation - Bevölkerung - Bevölkerungsentwicklung bis 2060 - Ergebnisse der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung - Aktualisierte Rechnung auf Basis 2015 - Statistisches Bundesamt (Destatis). Abgerufen 24. September 2018, von  
[https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Bevoelkerung/VorausberrechnungBevoelkerung/BevoelkerungBundeslaender2060\\_Aktualisiert\\_5124207179005.html](https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Bevoelkerung/VorausberrechnungBevoelkerung/BevoelkerungBundeslaender2060_Aktualisiert_5124207179005.html)
- DWG, & ZSW. (2017). Kostendruck und Technologieentwicklung im Zuge der ersten Ausschreibungsrunden für die Windenergie an Land. Deutsche WindGuard, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg. Abgerufen von  
[https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Studien/kostendruck\\_und\\_technologieentwicklung\\_im\\_zuge\\_der\\_ersten\\_ausschreibungsrunden\\_fuer\\_die\\_windenergie\\_an\\_land.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Studien/kostendruck_und_technologieentwicklung_im_zuge_der_ersten_ausschreibungsrunden_fuer_die_windenergie_an_land.pdf?__blob=publicationFile&v=2)
- DWG, & ZSW. (2018). Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß 3 97 Erneuerbaren-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II e) Wind an Land. Deutsche WindGuard, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg. Abgerufen von  
[https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi\\_de/bericht-eeg-6-wind-an-land.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-6-wind-an-land.pdf?__blob=publicationFile&v=5)
- ECOFYS et al. (2016). The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies. ECOFYS, eclareon, FRAUNHOFER ISI, EPU - NTUA. Abgerufen von  
<https://www.ecofys.com/files/files/diacore-2016-impact-of-risk-in-renewable-energy-investments.pdf>
- EEFA. (2015). Entwicklung einer Methodik zur Ermittlung von Mineralölkosten für die Bundesländer (S. 102). Energy Environment Forecast Analysis GmbH & Co. KG. Abgerufen von  
[https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/entwicklungsmethodik-ermittlung-mineraloelkosten-bundeslaender.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/entwicklungsmethodik-ermittlung-mineraloelkosten-bundeslaender.pdf?__blob=publicationFile&v=6)
- electrive. (2018). Nel plant neues Elektrolyseur-Werk / 360 MW angestrebt. Abgerufen 17. September 2018, von  
<https://www.electrive.net/2018/09/03/nel-plant-neues-elektrolyseur-werk-360-mw-angestrebt/>
- FA Wind. (2015). Dauer und Kosten des Planungs- und Genehmigungsprozesses von Windenergieanlagen an Land. Fachagentur Windenergie an Land. Abgerufen von  
[https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind\\_Analyse\\_Dauer\\_und\\_Kosten\\_Windenergieprojektierung\\_01-2015.pdf](https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind_Analyse_Dauer_und_Kosten_Windenergieprojektierung_01-2015.pdf)
- FNR. (2018). Biokraftstoffe: Aktuelle Marktsituation. Abgerufen 24. Oktober 2018, von  
<https://biokraftstoffe.fnr.de/kraftstoffe/aktuelle-marktsituation/>
- frontier economics. (2018). Internationale Aspekte einer Power-to-X Roadmap. Weltenergieerat - Deutschland e. V., Frontier Economics Ltd. Abgerufen von  
[https://www.weltenergieerat.de/wp-content/uploads/2018/10/20181018\\_WEC\\_Germany\\_PTXroadmap\\_Zusammenfassung\\_deutsch.pdf](https://www.weltenergieerat.de/wp-content/uploads/2018/10/20181018_WEC_Germany_PTXroadmap_Zusammenfassung_deutsch.pdf)
- FVV, & LBST. (2016). Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity - europe and germany (S. 203). FORSCHUNGSVEREINIGUNG VERBRENNUNGSKRAFTMASCHINEN E .V., Ludwig Bölkow Systemtechnik.

- Abgerufen von [http://www.lbst.de/news/2016\\_docs/FVV\\_H1086\\_Renewables-in-Transport-2050-Kraftstoffstudie\\_II.pdf](http://www.lbst.de/news/2016_docs/FVV_H1086_Renewables-in-Transport-2050-Kraftstoffstudie_II.pdf)
- ifeu. (2017a). Klimaschutz im Verkehr: Neuer Handlungsbedarf nach dem Pariser Klimaschutzabkommen. Institut für Energie - und Umweltforschung Heidelberg GmbH. Abgerufen von [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2017-07-18\\_texte\\_45-2017\\_paris-papier-verkehr\\_v2.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2017-07-18_texte_45-2017_paris-papier-verkehr_v2.pdf)
- ifeu. (2017b). Weiterentwicklung der THG-Quote als Instrument des Klimaschutzes (S. 49). Abgerufen von [https://vm.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mvi/intern/Dateien/PDF/Klimaschutz\\_IFEU\\_Kurzstudie\\_THG-Einsparquote\\_als\\_Instrument\\_180104.pdf](https://vm.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mvi/intern/Dateien/PDF/Klimaschutz_IFEU_Kurzstudie_THG-Einsparquote_als_Instrument_180104.pdf)
- ifeu et al. (2016). Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050 (S. 218). ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, INFRAS AG, LBST -Ludwig-Bölkow -Systemtechnik GmbH. Abgerufen von [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/texte\\_56\\_2016\\_klimaschutzbeitrag\\_des\\_verkehrs\\_2050\\_getagged.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/texte_56_2016_klimaschutzbeitrag_des_verkehrs_2050_getagged.pdf)
- IRENA. (2018). Renewable energy statistics 2018. Abu Dhabi: The International Renewable Energy Agency (IRENA). Abgerufen von [http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jul/IRENA\\_Renewable\\_Energy\\_Statistics\\_2018.pdf](http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jul/IRENA_Renewable_Energy_Statistics_2018.pdf)
- ISI et al. (2017). Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland Modul 0: Zentrale Ergebnisse und Schlussfolgerungen. Fraunhofer Institut für System - und Innovationsforschung, Consentec GmbH, ifeu, TU Wien, M-Five, TEP Energy GmbH. Abgerufen von [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-0-zentrale-ergebnisse-und-schlussfolgerungen.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-0-zentrale-ergebnisse-und-schlussfolgerungen.pdf?__blob=publicationFile&v=6)
- ITP et al. (2017). Klimaschutzszenario Baden-Württemberg 2030 Schlussbericht. ITP, IVV, TRIMODE, planco. Abgerufen von [https://vm.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mvi/intern/Dateien/PDF/Klimaschutzszenario\\_Schlussbericht\\_P2\\_Teil\\_1.pdf](https://vm.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mvi/intern/Dateien/PDF/Klimaschutzszenario_Schlussbericht_P2_Teil_1.pdf)
- IWES. (2017). Mittel- und langfristige Potenziale von PtL- und H2-Importen aus internationalen EE-Vorzugsregionen. Fraunhofer - Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik. Abgerufen von [http://www.energieversorgung-elektromobilitaet.de/includes/reports/Teilbericht\\_Potenziale\\_PtL\\_H2\\_Importe\\_FraunhoferIWE\\_S.pdf](http://www.energieversorgung-elektromobilitaet.de/includes/reports/Teilbericht_Potenziale_PtL_H2_Importe_FraunhoferIWE_S.pdf)
- KBA. (2018). Kraftfahrt-Bundesamt - Zulassungsbezirke und Gemeinden. Kraftfahrt-Bundesamt. Abgerufen von [https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/ZulassungsbezirkeGemeinden/zulassungsbezirke\\_node.html;jsessionid=D8A0A255DFD5B7BBE1810AB059973116.live21302](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/ZulassungsbezirkeGemeinden/zulassungsbezirke_node.html;jsessionid=D8A0A255DFD5B7BBE1810AB059973116.live21302)
- KIT. (2018, August 2). Forschungsoffensive zu regenerativen Kraftstoffen [Text]. Abgerufen 24. Oktober 2018, von [https://www.kit.edu/kit/pi\\_2018\\_088\\_forschungsoffensive-zu-regenerativen-kraftstoffen.php](https://www.kit.edu/kit/pi_2018_088_forschungsoffensive-zu-regenerativen-kraftstoffen.php)
- LAK. (2018). Energiebilanzen der Länder. Länderarbeitskreis Energiebilanzen. Abgerufen von <http://www.lak-energiebilanzen.de/laenderbilanzen/>
- Michaelis, P. (2003). Tanktourismus – eine Szenario-Analyse (S. 17). Abgerufen von [http://webdoc.sub.gwdg.de/ebook/serien/Im/vwl\\_diskussionsreihe/249.pdf](http://webdoc.sub.gwdg.de/ebook/serien/Im/vwl_diskussionsreihe/249.pdf)
- MVIBW. (2015). Nachhaltigkeitsbericht 2014. Stuttgart: Ministerium für Verkehr und Infrastruktur Baden-Württemberg. Abgerufen von [https://vm.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mvi/intern/Dateien/Broschueren/Nachhaltigkeitsbericht-MVI\\_2014.pdf](https://vm.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mvi/intern/Dateien/Broschueren/Nachhaltigkeitsbericht-MVI_2014.pdf)
- MWV. (2016). Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen. Abgerufen 22. Oktober 2018, von <https://www.mwv.de/positionen/treibhausgasminderung-bei-kraftstoffen/>

- Öko-Institut. (2017). Sektorale Abgrenzung der deutschen Treibhausgasemissionen mit einem Schwerpunkt auf die verbrennungsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Berlin: Öko-Institut e.V. Abgerufen von <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Sektorale-Abgrenzung-deutscher-Treibhausgas-Emissionen.pdf>
- Öko-Institut et al. (2016a). Endbericht Renewbility III (S. 294). Öko-Institut e.V., DLR, ifeu GmbH, Infrast AG. Abgerufen von [http://www.renewbility.de/wp-content/uploads/2016/11/Endbericht\\_III\\_Endbericht.pdf](http://www.renewbility.de/wp-content/uploads/2016/11/Endbericht_III_Endbericht.pdf)
- Öko-Institut et al. (2016b). Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050. Öko-Institut, DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie, INFRAS AG. Abgerufen von [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/2016-11-10\\_endbericht\\_energieversorgung\\_des\\_verkehrs\\_2050\\_final.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/2016-11-10_endbericht_energieversorgung_des_verkehrs_2050_final.pdf)
- Öko-Institut et al. (2017). Mobiles Baden-Württemberg (S. 31). Öko - Institut e. V., ISOE – Institut für sozial - ökologische Forschung, IMU Institut GmbH, Fraunhofer - Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation (IAO). Abgerufen von [https://www.bwstiftung.de/fileadmin/Mediendatenbank\\_DE/BW\\_Stiftung/Programme\\_Dateien/Bildung/Nachhaltige\\_Entwicklung/Mobiles\\_Baden-Wuerttemberg/Zusammenfassung\\_Studie\\_Mobiles\\_BW\\_06.11.2017.pdf](https://www.bwstiftung.de/fileadmin/Mediendatenbank_DE/BW_Stiftung/Programme_Dateien/Bildung/Nachhaltige_Entwicklung/Mobiles_Baden-Wuerttemberg/Zusammenfassung_Studie_Mobiles_BW_06.11.2017.pdf)
- Prognos AG et al. (2018). Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende. Prognos AG, Fraunhofer UMSICHT, Deutsches Biomasseforschungszentrum. Abgerufen von [https://www.prognos.com/uploads/tx\\_atwpubdb/Prognos-Endbericht\\_Fluessige\\_Energietraeger\\_Web-final.pdf](https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/Prognos-Endbericht_Fluessige_Energietraeger_Web-final.pdf)
- StaÄdBudL. (2018). Regionaldatenbank Deutschland (Text). Statistische Ämter des Bundes und der Länder. Abgerufen von <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/logon>
- StaLA-BW. (2018a). Bestand an Kraftfahrzeugen. Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. Abgerufen von <https://www.statistik-bw.de/Verkehr/KFZBelastung/LRt1503.jsp>
- StaLA-BW. (2018b). Bevölkerung, Gebiet und Bevölkerungsdichte - Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. Abgerufen von <https://www.statistik-bw.de/BevoelkGebiet/Bevoelkerung/01515020.tab?R=LA>
- StaLA-BW. (2018c). Eckdaten für Wirtschaftszweige des Verarbeitenden Gewerbes (WZ 2008). Statistisches Landesamt Baden Württemberg. Abgerufen von <https://www.statistik-bw.de/Industrie/Struktur/kenngrWZ2008.jsp>
- StaLA-BW. (2018d). Energiebedingte Kohlendioxid-Emissionen. Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. Abgerufen von <https://www.statistik-bw.de/Umwelt/Luft/Kohlendioxid.jsp>
- StaLA-BW. (2018e). Fahrleistungen im Straßenverkehr. Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. Abgerufen von <https://www.statistik-bw.de/Verkehr/KFZBelastung/v5c01.jsp>
- StaLA-BW. (2018f). Treibhausgas-Emissionen insgesamt. Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. Abgerufen von <https://www.statistik-bw.de/Umwelt/Luft/Treibhausgase.jsp>
- StaLA-BW. (2018g). Vorausrechnung nach Altersgruppen - Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. Abgerufen von <https://www.statistik-bw.de/BevoelkGebiet/Vorausrechnung/98015021.tab?R=LA>
- Sunfire. (2017). Erste kommerzielle Blue Crude-Produktion entsteht in Norwegen. Abgerufen 22. Oktober 2018, von <https://www.sunfire.de/de/unternehmen/presse/detail/erste-kommerzielle-blue-crude-produktion-entsteht-in-norwegen>
- UBA. (2016). Umweltschädliche Subventionen in Deutschland (S. 124). Umweltbundesamt. Abgerufen von [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/uba\\_fachbroschuere\\_umweltschaedliche-subventionen\\_bf.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/uba_fachbroschuere_umweltschaedliche-subventionen_bf.pdf)

- UBA. (2018a). Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2018 (S. 959). Umweltbundesamt. Abgerufen von [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-05-24\\_climate-change\\_12-2018\\_nir\\_2018.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-05-24_climate-change_12-2018_nir_2018.pdf)
- UBA. (2018b). Umweltbelastungen durch Verkehr (Text). Umweltbundesamt. Abgerufen von <http://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/umweltbelastungen-durch-verkehr>
- VCI. (2018). Die chemische Industrie in Baden-Württemberg. Chemie-Verbände Baden-Württemberg. Abgerufen von [https://www.chemie.com/fileadmin/user\\_upload/content/presse/ChemieBW\\_Strukturdaten\\_chemische\\_Industrie\\_Baden-Wuerttemberg2018.pdf](https://www.chemie.com/fileadmin/user_upload/content/presse/ChemieBW_Strukturdaten_chemische_Industrie_Baden-Wuerttemberg2018.pdf)
- VDMA. (2018, Juni). Markt für Solarequipment nimmt Verschnaufpause. Abgerufen 17. September 2018, von <https://pv.vdma.org:443/viewer/-/v2article/render/26405713>
- ZSW et al. (2017). Energie- und Klimaschutzziele 2030 (S. 252). Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Öko- Institut e.V., Fraunhofer-Institut für System - und Innovationsforschung ISI, HIR Hamburg Institut Research, Dr. Joachim Nitsch. Abgerufen von [https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user\\_upload/PDFs/Aktuelles/2017/20170928\\_Endbericht\\_Energie-\\_und\\_Klimaschutzziele\\_2030.pdf](https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/Aktuelles/2017/20170928_Endbericht_Energie-_und_Klimaschutzziele_2030.pdf)
- ZSW et al. (2018). Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie (S. 148). Zentrum für Sonnenenergie - und Wasserstoff -Forschung Baden-Württemberg, Bosch & Partner GmbH. Abgerufen von [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi\\_de/bericht-eeg-4-solar.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-4-solar.pdf?__blob=publicationFile&v=4)