

Erneuerbare Energien im Verkehr

Potenziale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger

Studie im Rahmen der

Wissenschaftlichen Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVI in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima

des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI)
AZ Z14/SeV/288.3/1179/UI40

Hauptauftragnehmer:
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)
Institut für Verkehrsforschung
Rutherfordstraße 2, 12489 Berlin
Tel.: 030 67055-7936, Fax: -283

im Unterauftrag:
Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (IFEU)
Wilckensstraße 3, 69120 Heidelberg
Tel.: 06221 4767-35

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)
Daimlerstraße 15, 85521 München/Ottobrunn
Tel.: 089 608110-36

Deutsches Biomasseforschungszentrum GmbH (DBFZ)
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig
Tel.: 0341 2434-423

Erstellt von

D. Kreyenberg, A. Lischke (DLR),
F. Bergk, F. Duennebeil, C. Heidt, W. Knörr, (IFEU),
T. Raksha, P. Schmidt, W. Weindorf (LBST),
K. Naumann, S. Majer, F. Müller-Langer (DBFZ)

Berlin, 10. März 2015

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	5
Tabellenverzeichnis.....	7
Abkürzungsverzeichnis und Einheiten	10
Einleitung und Zusammenfassung.....	11
1 Hintergrund und Ziel dieser Studie.....	20
2 Rahmenbedingungen	21
3 Angebot an Erneuerbaren Energien.....	37
3.1 Charakteristika und Entwicklungspotenziale relevanter erneuerbarer Kraftstoffe ...	37
3.1.1 Steckbriefe von biomassebasierten Kraftstoffen	37
3.1.2 Steckbriefe von strombasierten Kraftstoffen.....	52
3.2 Mengenpotenziale relevanter erneuerbarer Energieträger/Kraftstoffe für den Verkehrssektor	59
3.2.1 Theoretisches, technisches, wirtschaftliches Potenzial – Begrifflichkeiten.....	59
3.2.2 Potenziale für biomassebasierte Kraftstoffe	61
3.2.3 Potenziale für strombasierte Kraftstoffe und Energieträger.....	64
4 Energienachfrage des Verkehrssektors	88
4.1 Technische Potenziale von alternativen und konventionellen Pkw Antriebstechnologien.....	88
4.1.1 Schlüsseltechnologien	90
4.1.2 Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor	97
4.1.3 Hybridfahrzeuge	98
4.1.4 Batteriefahrzeuge	102
4.1.5 Brennstoffzellenfahrzeuge	103
4.2 Technische Potenziale von alternativen und konventionellen Lkw- Antriebstechnologien.....	104
4.2.1 Technologische Entwicklung und Szenarien bis 2030.....	106
4.2.2 Technologische Entwicklung und Szenarien bis 2050.....	111
4.3 Entwicklung des Energiebedarfs in den einzelnen Verkehrssektoren	116
4.3.1 Entwicklung der Verkehrs- und Fahrleistungen	116
4.3.2 Entwicklung des Energiebedarfs für Pkw	118

4.3.3	Entwicklung des Energiebedarfs für Lkw	129
4.3.4	Entwicklung des Energiebedarfs für den Straßenverkehr	130
4.3.5	Übrige Verkehrsträger	131
5	Gegenüberstellung Angebot an erneuerbaren Energien und Energienachfrage aus dem Verkehrssektor	134
6	Schlussfolgerungen und Handlungsbedarfe.....	137
	Literaturverzeichnis	139

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aktuelle Produktion und Nutzung sowie technisches Biokraftstoffpotenzial auf der Basis von inländischer Biomasse	13
Abbildung 2: Erneuerbare Stromproduktion und technische Strompotenziale	14
Abbildung 3: Endenergiebedarf des Pkw-Verkehrs 2010 und in den Szenarien in den Jahren 2030 und 2050 nach Verkehrsträgern	16
Abbildung 4: Endenergiebedarf des Lkw-Verkehrs 2010 und in den Szenarien in den Jahren 2030 und 2050 nach Verkehrsträgern	17
Abbildung 5: Endenergiebedarf nach Verkehrsträgern für 2010 und in den drei Szenarien für die Jahre 2030 und 2050	18
Abbildung 6: Endenergiebedarf des Gesamtverkehrs nach Energieträgern 2010 und in den drei Szenarien für die Jahre 2030 und 2050	19
Abbildung 7: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern und Sektoren ...	21
Abbildung 8: Biokraftstoffmengen in Deutschland 2012 sowie Prognose 2020 auf Basis von EU-Vorschlägen	27
Abbildung 9: Biokraftstoffquote in Deutschland 2010-2020	28
Abbildung 10: Schematische Darstellung der Bereitstellungs- und Nutzungspfade einzelner Biokraftstoffoptionen	40
Abbildung 11: Gegenüberstellung von Typischen Werten des Anhang V 28/2009/EG von Treibhausgasemissionen und Ergebnissen ausgewählter Bereitstellungsrouen für Biokraftstoffe	41
Abbildung 12: Definition von Potenzialen	60
Abbildung 13: Gegenüberstellung der aktuellen Flächennutzung und der Flächenpotenziale für Nawaro im Basis-U-Szenario	62
Abbildung 14: Technische Biokraftstoffpotenziale	63
Abbildung 15: Ertragspotenziale der einzelnen Bundesländer bei Nutzung von 2% (in rot) oder 1% (in grün) der Flächen ohne Restriktion	68
Abbildung 16: PV-Potenziale in Deutschland	71
Abbildung 17: Potenziale für die Wasserkraftnutzung in der Stromerzeugung in Deutschland	73

Abbildung 18: Bandbreite technischer EE-Stromerzeugungspotenziale nach Energieträgern (ohne Biomasse).....	75
Abbildung 19: Gesamtes technisches EE-Strompotenzial (ohne Biomasse) versus Auf-bauszenarien.....	76
Abbildung 20: Gesamtes technisches EE-Stromerzeugungspotenzial und Nutzungsmöglichkeiten	78
Abbildung 21: Reichweiten verschiedener EE-Kraftstoffanwendungen mit Strom aus einer 3 MW-Windkraftanlage bei 2.071 MWh/MW Jahresertrag.....	84
Abbildung 22: Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland seit 1990.....	85
Abbildung 23: Systemaufbau von alternativen und konventionellen Antriebstechnologien.....	89
Abbildung 24: Einteilung von Fahrzeugklassen Lkw und Sattelzugmaschinen.....	104
Abbildung 25: NPE-Markthochlaufszzenarien für Elektrofahrzeuge in Deutschland bis 2020	119
Abbildung 26: Gegenüberstellung des technischen Biokraftstoffpotenzials im Vergleich zur Kraftstoff- und Energienachfrage aus dem Verkehr	135
Abbildung 27: Gegenüberstellung des langfristigen, technischen Potenzials von Strom und strombasierten Kraftstoffen im Vergleich zur möglichen Entwicklung der Nachfrage im Verkehr.	136

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Beispielrechnung zur Illustration des angenommenen heimischen Potenzials von EE-Strom für den Verkehrssektor unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Wirkungsgrade der verschiedenen Fahrzeugkonzepte.....	15
Tabelle 2: Politische Ziele, Regularien und Gesetze unterteilt in Energie- und Verkehrsziele für Deutschland und Europa.....	23
Tabelle 3: Treibhausgasemissionen über den Lebenszyklus (Bereitstellung und Verbrennung für verschiedene fossile Kraftstoffe nach Entwurf der EU-Kommission zur Berechnungsmethode für EU-Richtlinie 98/70/EG	25
Tabelle 4: Einfluss verschiedener regulatorischer, gesetzlicher und fiskalpolitischer Instrumente auf Energieverbrauch, THG-Emissionen und Anteil EE im Verkehr	30
Tabelle 5: Ergebnisse der technischen Biokraftstoffpotenziale in den Szenarien Business as usual (BAU) und Umweltszenario (U)	64
Tabelle 6: Aktuelle Potenzialstudien zu erneuerbarem Strom für Deutschland	65
Tabelle 7: Potenziale der Windkraftnutzung an Land in Deutschland	66
Tabelle 8: Einschätzung der PV-Potenziale	70
Tabelle 9: PV-Potenziale in Deutschland	71
Tabelle 10: Potenziale für die Wasserkraftnutzung in der Stromerzeugung in Deutschland	73
Tabelle 11: Potenzialannahmen für diese Studie (ohne Biomasse).....	76
Tabelle 12: Annahmen für strombasierte Kraftstoffe auf Basis der Steckbriefe in Kapitel 3.1.2.....	79
Tabelle 13: Abschätzung des theoretischen CO ₂ -Potenzials aus Biogas in Deutschland auf Basis des Bestandes 2012.....	80
Tabelle 14: Abschätzung des theoretischen CO ₂ -Potenzials aus Biomasseheizkraftwerken in Deutschland auf Basis des Bestandes 2012	81
Tabelle 15: Technische Potenziale von EE-Strom für direkte Stromnutzung und Herstellung von strombasierten Kraftstoffen (Pfade alternativ, nicht addierbar)	82
Tabelle 16: Reichweiten verschiedener EE-Kraftstoffanwendungen mit Strom aus einer 3 MW-Windkraftanlage bei 2.071 MWh/MW Jahresertrag sowie Anzahl damit betreibbarer Fahrzeuge	83

Tabelle 17: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland für 2011 und 2012	86
Tabelle 18: Erneuerbare Stromerzeugung Deutschland 2011 nach Bundesland.....	87
Tabelle 19: Technische Entwicklung Benzin und Diesel Fahrzeuge	97
Tabelle 20: Technische Entwicklung Benzin P1 Parallel-Hybrid (HEV)	99
Tabelle 21: Technische Entwicklung Benzin Plug-In Hybrid (PHEV)	100
Tabelle 22: Technische Entwicklung Benzin Range-Extender-Electric-Vehicle (REEV).....	101
Tabelle 23: Technische Entwicklung Batteriefahrzeug (BEV).....	102
Tabelle 24: Technische Entwicklung Brennstoffzellenfahrzeug (FCEV)	103
Tabelle 25: Verbrauchsreduktionspotenziale der für die Fahrzeugklasse N1 (Diesel/CNG) definierten Maßnahmen – Stand 2010	106
Tabelle 26: Verbrauchsreduktionspotenziale der für die Fahrzeugklasse N2 (Diesel/CNG) definierten Maßnahmen – Stand 2010	107
Tabelle 27: Verbrauchsreduktionspotenziale der für die Fahrzeugklasse N3 (Diesel) definierten Maßnahmen – Stand 2010	107
Tabelle 28: Annahmen zur Effizienz von Komponenten HBEV und BEV Fahrzeugen und zum Biokraftstoffanteil.....	108
Tabelle 29: Szenario 1 Annahmen zu Fahrleistungen / Einsatz alternativer Kraftstoffe im Jahr 2030	109
Tabelle 30: Szenario 2: Annahmen zu Fahrleistungen / Einsatz alternativer Kraftstoffe im Jahr 2030	110
Tabelle 31: Szenario 3: Annahmen zu Fahrleistungen / Einsatz alternativer Kraftstoffe im Jahr 2030	110
Tabelle 32: Verbrauchsreduktionspotenziale der für die Fahrzeugklasse N1 (Diesel/CNG) definierten Maßnahmen – Stand 2050	111
Tabelle 33: Verbrauchsreduktionspotenziale der für die Fahrzeugklasse N2 (Diesel/CNG) definierten Maßnahmen – Stand 2050	112
Tabelle 34: Verbrauchsreduktionspotenziale der für die Fahrzeugklasse N3 (Diesel) definierten Maßnahmen – Stand 2050	112
Tabelle 35: Annahmen zur Effizienz HBEV und BEV Fahrzeugen und zum Biokraftstoffanteil.....	113

Tabelle 36: Szenario 1 – Hybridisierung und Elektrifizierung im Jahr 2050	114
Tabelle 37: Szenario 2 – CNG/LNG im Jahr 2050	115
Tabelle 38: Szenario 3 – Wasserstoff/Brennstoffzelle im Jahr 2050	115
Tabelle 39: Entwicklung der Verkehrsleistungen im Personenverkehr bis 2050.....	116
Tabelle 40: Entwicklung der Transportleistungen im Güterverkehr bis 2050	117
Tabelle 41: Entwicklung der Fahrleistungen nach Fahrzeugkategorien bis 2050	117
Tabelle 42: Neuzulassungsanteile der Pkw nach Antriebsarten in den Jahren 2010, 2030 und 2050	121
Tabelle 43: Entwicklung des Pkw-Bestands und Anteil nach Antriebstechnologien in den Szenarien bis 2050.....	122
Tabelle 44: Entwicklung der mittleren Jahresfahrleistung der Pkw nach Antriebstechnologien in den Szenarien bis 2050	123
Tabelle 45: Anteile der Antriebstechnologien an der Pkw Fahrleistung in den Szenarien bis 2050.....	124
Tabelle 46: Fahrleistungsanteile der Motoren bei PHEV-Fahrzeugen in den Szenarien bis 2050.....	124
Tabelle 47: Spezifischer Energieverbrauch der Pkw (Neufahrzeuge, mittleres Fahrzeug, marktgewichtet) nach Antriebskonzepten und Energieträgern.....	127
Tabelle 48: Spezifischer Energieverbrauch der Pkw nach Antriebsenergie.....	128
Tabelle 49: Energieverbrauch der Pkw nach Energieträgern in den Szenarien bis 2050	128
Tabelle 50: Spezifischer Energieverbrauch der Lkw (Flottenmittelwerte) nach Kraftstoff/Technologie.....	129
Tabelle 51: Energieverbrauch der Lkw nach Energieträgern in den Szenarien bis 2050	130
Tabelle 52: Energieverbrauch der Straße nach Energieträgern in den Szenarien bis 2050.....	130
Tabelle 53: Anteil der Traktionsarten im Schienenverkehr in den Szenarien bis 2050	131
Tabelle 54: Energieverbrauch der übrigen Verkehrsträger nach Energieträgern in den Szenarien bis 2050.....	133
Tabelle 55: Energieverbrauch alle Verkehrsträger nach Energieträgern in den Szenarien bis 2050.....	133

Abkürzungsverzeichnis und Einheiten

AC	Drehstrom (engl. Alternating Current)
BAB	Bundesautobahnen
BEV	Batteriefahrzeug
BTL	Biomass-to-Liquid (Art Biokraftstoff)
CGH ₂	Druckwasserstoff
CH ₄	Methan
CNG	Druckerdgas (engl. Compressed Natural Gas)
CONCAWE	Forschungsvereinigung der europäischen Ölindustrie
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DICI	Dieseldirekteinspritzung (engl. Direct Injection Compression Ignition)
DISI	Benzindirekteinspritzung (engl. Direct Injection Spark Ignition)
DC	Gleichstrom (engl. Direct Current)
DDGS	Dried Distillers Grains with Solubles (Futtermittel aus getrockneter Schlempe)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EUCAR	Forschungsvereinigung der europäischen Automobilindustrie
η	Eta, Wirkungsgrad
FAME	Fatty Acid Methyl Ester (Biodiesel)
FCEV	Brennstoffzellenfahrzeug (engl. Fuel Cell Electric Vehicle)
g CO ₂ -Äq.	Gramm CO ₂ -Äquivalente
GW	Gigawatt (1 GW = 1.000 MW)
H ₂	Wasserstoff
HBEV	Hybrid-Batterie elektrisches Fahrzeug (sowohl parallel als auch serieller Hybrid)
HEFA	Hydrotreated Esters and Fatty Acids
HVO	Hydrotreated Vegetable Oil
ICE	Internal Combustion Engine
ICEV	Internal Combustion Engine Vehicle (Fahrzeug mit Verbrennungsmotor)
JEC	JRC/EUCAR/CONCAWE
JRC	Joint Research Center der Europäischen Kommission
KUP	Kurzumtriebsplantage (Holz)
kWh	Kilowattstunde (1 kWh = 1.000 Wh)
Lkw	Lastkraftwagen
LNG	verflüssigtes Methan (engl. Liquefied Natural Gas)
MJ	Megajoule (1 MJ= 10 ⁶ J)
MW	Megawatt (1 MW = 1.000 Kilowatt)
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
PHEV	Hybridfahrzeug (ICE und batterieelektrisch) mit Ladestecker („plug-in hybrid“)
PJ	Petajoule (1 PJ ~ 0,277 TWh) (1 PJ=10 ¹⁵ J)
Pkw	Personenkraftwagen
PtG	Power-to-Gas
PV	Photovoltaik
REEV	Batteriefahrzeug mit Reichweitenverlängerung („range extender“)
THG	Treibhausgasemissionen
TW	Terrawatt (1 TW = 1.000 GW)
TWh	Terrawattstunde (1 TWh = 3,6 PJ) (1 TWh= 10 ¹² Wh)
V	Volt
VKM	Verbrennungskraftmaschine
WEA	Windenergieanlage

Während im Verkehrssektor mit Bezug auf den Energieverbrauch im Sinne eines Kraftstoffverbrauchs i. d. R. mit der Einheit Peta-Joule (PJ) gearbeitet wird, ist es im Stromsektor die Terra-Watt-Stunde (TWh). Eine TWh entspricht 3,6 PJ, wobei 1 PJ ungefähr die Energie ist, die 10.000 typische Haushalte in Deutschland im Jahr verbrauchen.

Einleitung und Zusammenfassung

Die Bundesregierung hat sich mit dem Energiekonzept und dem Ausstieg aus der Kernenergie ambitionierte Ziele für die zukünftige Energieversorgung in Deutschland gesetzt. Die Umsetzung dieser Ziele wird auch als „Energiewende“ bezeichnet und stellt ein langfristiges politisches, wirtschaftliches und gesellschaftliches Großprojekt für Deutschland dar. Die Zielerreichung wird dabei vor allem an der Reduktion von Energieverbrauch und CO₂-Emissionen und dem Anteil erneuerbarer Energien am Energieverbrauch gemessen. In einem Großteil der bisher zur Umsetzbarkeit der Energiewende veröffentlichten Studien [IWES 2014; BCG 2013; Fraunhofer ISE 2013; BMU 2012a; EA-AW 2012; ISE 2012] liegt der Fokus auf Strom und Wärme. Die Mobilität, als wichtiger integrativer Bestandteil der Energiewende, wird in den bisherigen Untersuchungen zwar als Energieverbraucher berücksichtigt, bislang fehlen jedoch valide Erkenntnisse, wie viel Energie der Verkehrssektor zukünftig nachfragen könnte. Dies betrifft Strom zur Direktnutzung ebenso wie verschiedene Optionen der Kraftstoffherstellung.

Um zur Frage „Was wäre, wenn der Verkehr der Zukunft auf erneuerbaren Energien basierte?“ einen Debattenbeitrag zu leisten, werden in dieser Studie technische Potenziale erneuerbarer Energieträger in Deutschland ermittelt und verschiedenen Szenarien zum Energieverbrauch des Verkehrssektors bis zum Jahr 2050 gegenübergestellt. Die Ergebnisse erlauben es, ein erstes umfassendes Bild vom erwarteten Energieverbrauch des Verkehrs und den Potenzialen geeigneter erneuerbarer Energieträger zu geben.

- Im ersten Teil der Studie werden zunächst die politischen Zielstellungen und bisherigen regulatorischen, gesetzlichen und fiskalpolitischen Instrumente der Energiewende im Verkehr dargestellt und diskutiert.
- Im zweiten Teil stehen die technischen Potenziale von Biomasse- und strombasierten Kraftstoffen in Deutschland im Mittelpunkt.
- Im dritten Teil werden die technischen Potenziale der einzelnen Verkehrsträger analysiert. Diese Daten sind Grundlage für die Berechnung der Energienachfrage.
- Im letzten Teil stellt die Studie Angebot und Nachfrage vergleichend gegenüber.

Die Studie ist als Nachschlagewerk und Datengrundlage zum Thema Energiewende im Verkehr gedacht. Sie soll politischen Entscheidungsträgern, Forschungsinstitutionen und der interessierten Öffentlichkeit einen Einblick in die Grundlagen und Zusammenhänge geben und damit als Entscheidungshilfe dienen sowie weitere Forschungsbedarfe aufzeigen.

Die wesentlichen Erkenntnisse dieser Studie sind nachfolgend zusammengefasst.

Kraftstoffpotenzial aus erneuerbaren Energien in Deutschland

Die technischen Potenziale¹ für Kraftstoffe bzw. Energieträger aus erneuerbaren Quellen basieren entweder auf Biomasse oder auf Strom. Für die Ermittlung dieser Potenziale kommen aus Gründen der Nutzungskonkurrenzen zur Kraftstoffbereitstellung unterschiedliche methodische Herangehensweisen zum Tragen. Bei den Biomassepotenzialen erfolgen eine Allokation der verfügbaren Flächen und deren Nutzungen. Bei den strombasierten Kraftstoffen wird abgeschätzt, welchen Bedarf andere Sektoren (Strombedarf z. B. für Industrie, private Haushalte) haben werden. Für eine Beurteilung der wirtschaftlich erschließbaren Potenziale sind zudem Kostenaspekte zu untersuchen, wozu diese Studie wichtige Grundlagen erarbeitet.

Potenziale der Biokraftstoffbereitstellung auf der Basis von inländischer Biomasse

Die für den Biokraftstoffsektor verfügbaren Potenziale an Biomasse aus heimischem Anbau wie auch die Mengen geeigneter Abfall- und Reststoffe sind begrenzt. Derzeit werden etwa 2,7 % der Landfläche Deutschlands (Gesamtfläche Deutschlands ca. 35,7 Mio. ha) zur Biomasseproduktion für den Biokraftstoffsektor genutzt. Sowohl bei der Bereitstellung von Biodiesel wie auch bei Bioethanol entstehen dabei auf diesen Anbauflächen signifikante Mengen an Koppelprodukten (v. a. in Verbindung mit der Herstellung eiweißreicher Futtermittel). Diese Potenziale werden durch eine Vielzahl von Wechselwirkungen auf der Ebene der landwirtschaftlichen Produktion sowie der förderpolitischen Rahmenbedingungen beeinflusst. Konservative Berechnungen in dieser Studie ergeben ein Biokraftstoffpotenzial aus heimischen Energiepflanzen und landwirtschaftlichen Reststoffen (z. B. Stroh) von ca. 150 PJ bis 170 PJ im Jahr 2020 bzw. 180 PJ bis 220 PJ im Jahr 2030. Dabei sind bereits der Biomassebedarf für die stoffliche Nutzung sowie die Nutzung von Biomasse zur Produktion von Strom und Wärme (z. B. im Rahmen des EEG) berücksichtigt. Um vor allem die Verwendung landwirtschaftlicher Reststoffe für den Kraftstoffsektor zu erschließen, sind weitere Anstrengungen im Bereich der Forschung und Entwicklung von Kraftstoffen der sogenannten zweiten Generation sowie ein verlässlicher förderpolitischer Rahmen für den Biokraftstoffsektor erforderlich.

- Die dargestellten Potenzialmengen wurden unter der Maßgabe bestimmt, dass die formulierten Ausbauziele und Förderinstrumente (z. B. das EEG) für den Einsatz von Biomasse zur Erzeugung von Strom und Wärme erhalten bleiben. Sollten sich die Ziele zum Einsatz von Biomasse im Strom- und Wärmesektor zukünftig verändern, so hätte dies auch Einfluss auf die berechneten Biokraftstoffpotenziale.

¹ Erläuterung der Begriffe siehe Kapitel 3.2.1

- In dieser Studie wurden ausschließlich inländische Rohstoffpotenziale betrachtet, die nicht in Konkurrenz zu bereits etablierten Nutzungen (z. B. Biomasse für Nahrungs- und Futtermittelproduktion sowie für die Strom und Wärmeproduktion) stehen. Biokraftstoffe und die zu deren Herstellung erforderlichen Rohstoffe werden hingegen international gehandelt, weshalb wirklichkeitsnah von anteiligen Im- und Exportmengen ausgegangen werden muss. Mit Hilfe einer besseren Datenlage zu nutzbaren Abfallmengen könnten die Effekte einer fokussierten Förderung der Kaskadennutzung und der damit wiederum höheren Potenziale besser beurteilt werden.

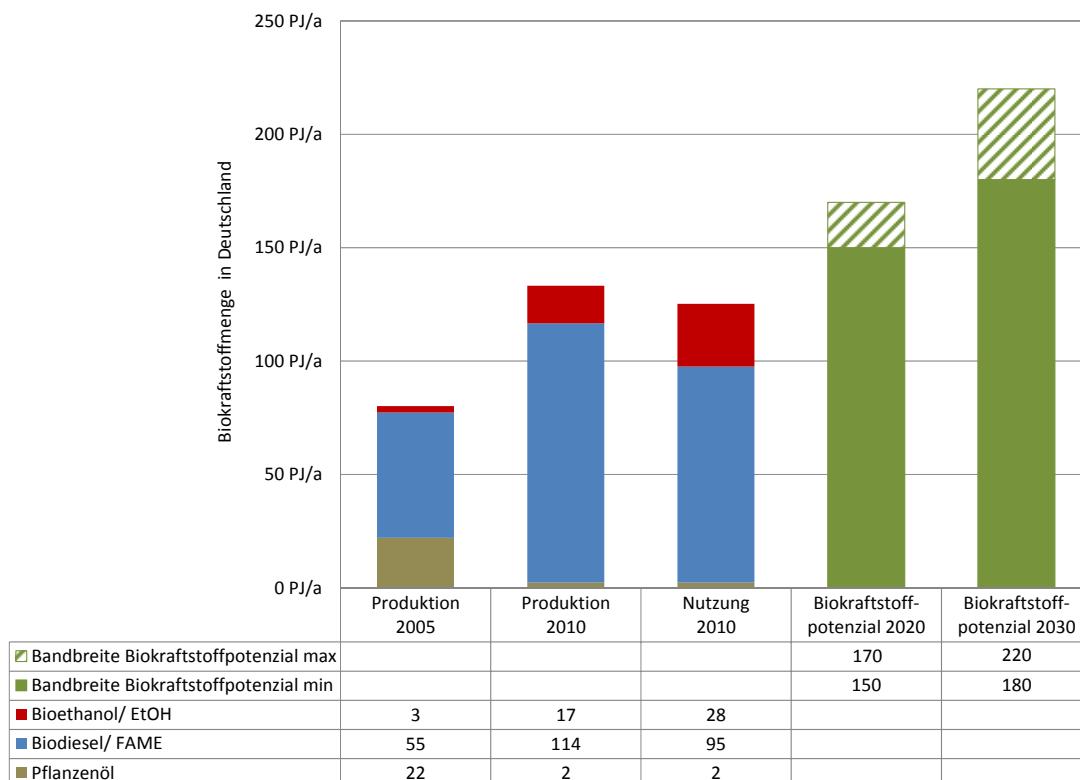


Abbildung 1: Aktuelle Produktion und Nutzung sowie technisches Biokraftstoffpotenzial auf der Basis von inländischer Biomasse

Potenziale der Kraftstoffherstellung auf der Basis von inländischer erneuerbarer Stromerzeugung

Im Jahr 1990 wurde fast der gesamte erneuerbare Strom in Deutschland mit 20 TWh/a in Wasserkraftwerken erzeugt. Mit Einführung des Stromeinspeisungsgesetzes [StromEinspG, 1991] und dem nachfolgenden Erneuerbare-Energien-Gesetz [EEG, 2000]) hat sich die erneuerbare Stromerzeugung bis zum Jahr 2012 verfünffacht. Der Zubau basiert insbesondere auf Windkraftanlagen an Land (51 TWh/a in 2012) und Photovoltaik (26 TWh/a in 2012). Die Wasserkraft hat sich mit 22 TWh/a (2012) nur unwesentlich vergrößert. Windkraftanlagen auf See sowie Strom aus Geothermie kommen im Jahr 2012 zusammen nur auf einen Anteil von unter 1 TWh/a. Die Bandbreiten für das langfristig technisch erzeugbare Strompotenzial in

Deutschland liegen in verschiedenen Studien je nach technischen Annahmen zwischen etwa 400 TWh/a und 4.000 TWh/a, wobei Naturschutzflächen dabei ausgeschlossen sind. In dieser Studie wird konservativ von einem langfristigen technischen Potenzial an erneuerbarem Strom von 1.000 TWh/a für Deutschland ausgegangen (Abbildung 2). Dabei wird für den onshore-Windstromanteil (390 TWh/a) angenommen, dass 2 % der Landfläche als Windenergiegebiete ausgewiesen werden. Das entspricht dem im Landesentwicklungsplans von Nordrhein-Westfalen [NRW-LEP 2013] festgelegten Ziel, insgesamt 2 % der Landesfläche für Windkraftnutzung zu eröffnen.

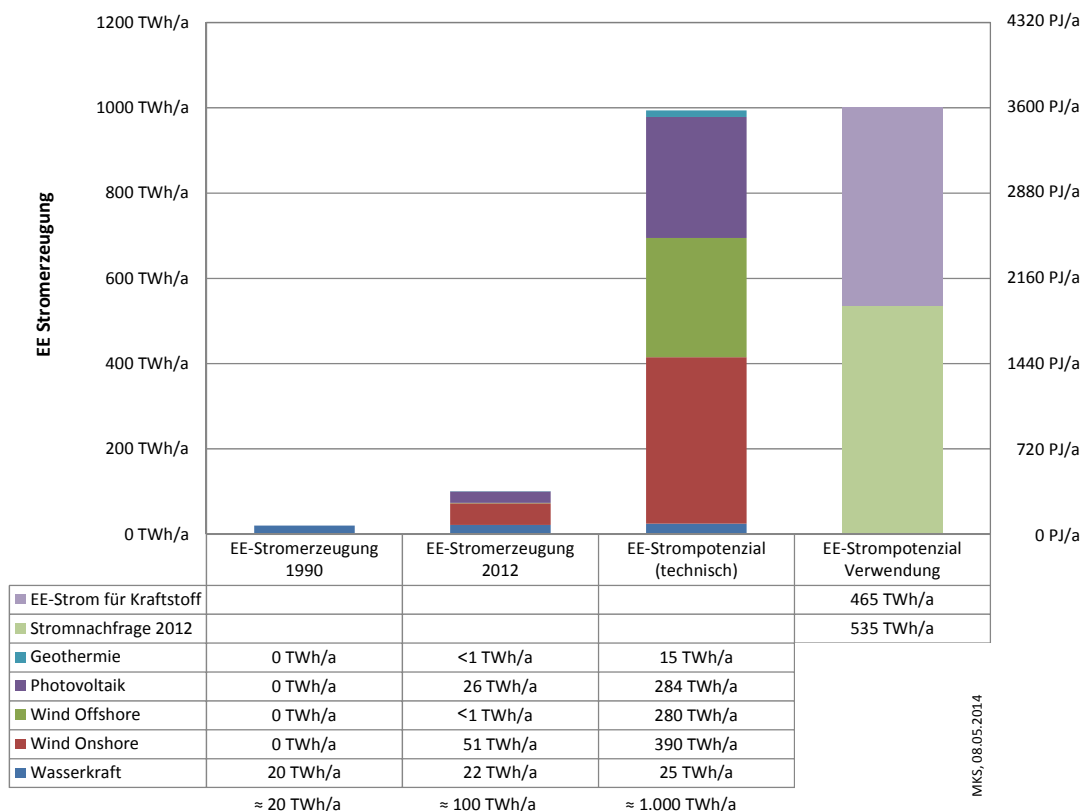


Abbildung 2: Erneuerbare Stromproduktion und technische Strompotenziale

Das technische Potenzial der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 1.000 TWh war im Jahr 2012 erst zu knapp 10 % ausgeschöpft. Wird eine Stromnachfrage der anderen Sektoren von 535 TWh/a berücksichtigt (Stand Verbrauch 2012), könnte langfristig eine erneuerbare Strommenge von etwa 465 TWh/a für die direkte Nutzung und als Strombasis für die Produktion von Kraftstoffen für den Verkehr zur Verfügung stehen (Vgl. Tabelle 1 und Abbildung 2). Rein rechnerisch könnten mit dem für Kraftstoff verfügbaren EE-Strompotenzial etwa 216 Millionen Batterie-Pkw (BEV) mit einer Fahrleistung von 15.000 km pro Jahr betrieben werden. Zum Vergleich: Der Pkw-Bestand betrug 2012 etwa 43 Million Fahrzeuge. Würden bei ansonsten unveränderten Annahmen („ceteris paribus“) die gleichen Strommengen für die Bereitstellung von Wasserstoff eingesetzt, könnten damit immer noch

annähernd 100 Millionen Brennstoffzellen-Pkw (FCEV) mit EE-Strom aus Deutschland betrieben werden. Würde das technische Strompotenzial ‚ceteris paribus‘ in EE-Methan, EE-Benzin oder EE-Diesel umgewandelt, könnten damit wegen des geringeren Wirkungsgrades bei der Herstellung als auch der Nutzung der Kraftstoffe nur noch rund 30 Millionen Pkw mit Verbrennungsmotor betrieben werden.

Tabelle 1: Beispielrechnung zur Illustration des angenommenen heimischen Potenzi- als von EE-Strom für den Verkehrssektor unter Berücksichtigung der un- terschiedlichen Wirkungsgrade der verschiedenen Fahrzeugkonzepte

Kraftstoff/ Energieträger	Kraftstoffpotenzial 'ceteris paribus'		Antrieb	Anzahl Pkw 'ceteris paribus'	
	Wirkungs- grad	EE-Kraftstoff ^a		Verbrauch ^b	Anzahl Pkw ^c
EE-Strom	89%	415 TWh/a	→ BEV	0,13 kWh/km	216 Mio.
Wasserstoff	58%	268 TWh/a	→ FCEV	0,18 kWh/km	99 Mio.
EE-Methan ^d	41%	191 TWh/a	→ ICE-CNG	0,38 kWh/km	34 Mio.
EE-Benzin ^d	35%	163 TWh/a	→ ICE-G	0,37 kWh/km	29 Mio.
EE-Diesel ^d	35%	163 TWh/a	→ ICE-D	0,35 kWh/km	31 Mio.

^a Auf Basis des technisch-nachhaltig vorhandenen Stromerzeugungspotenzials von 1.000 TWh/a ab- züglich der Stromnachfrage im Jahr 2012 von 535 TWh/a => 465 TWh/a EE-Strom für Kraftstoffpro- duktion verfügbar.

^b [JEC 2013] "2020+" mit Realverbrauchsfaktor entsprechend [MKS-PtG 2014]

^c Pkw Laufleistung: 15.000 km/a

^d CO₂ aus Luft (konservative Annahme)

Die ‚ceteris paribus‘ Betrachtung der technischen strombasierten Kraftstoffpotenziale in Ta- belle 1 zeigt am Beispiel des Pkw den großen Einfluss des Wirkungsgrads „von der Quelle bis zum Rad“ und gleichsam den Gestaltungsraum zukünftiger technischer Handlungsoptio- nen. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass sich insbesondere die Fahrzeugreichweiten der in Tabelle 1 dargestellten Pkw z.T. erheblich unterscheiden.

Energieverbrauch des Verkehrssektors

Zur Abschätzung der Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr bis 2050 wurden drei Szenarien mit verschiedenen Pfaden der technologischen Entwicklung mit TREMOD berechnet. Die wichtigsten Ergebnisse der Szenarien für den Pkw-Verkehr sind in Abbildung 3 dargestellt. In den Szenarien geht der Energiebedarf des Pkw-Verkehrs bis 2050 um 40 % bis 57 % gegenüber 2010 zurück. Der Anteil des direkt von den Fahrzeugen genutzten Stroms liegt 2050 im Szenario „Batterie“ mit 24 % am höchsten. Der Bedarf an Wasserstoff ist mit einem Anteil von 25 % im Szenario „Brennstoffzelle“ am höchsten. In diesem Szenario ist auch der Anteil der von Verbrennungsfahrzeugen genutzten Kraftstoffe mit 60 % am nied- rigsten.

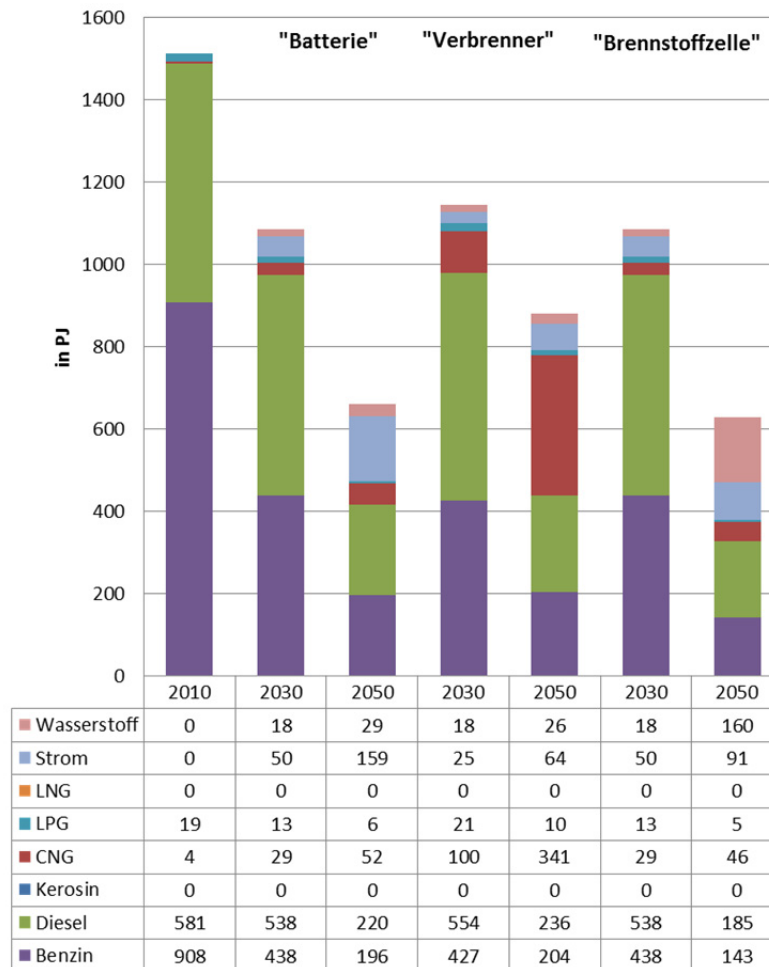


Abbildung 3: Endenergiebedarf des Pkw-Verkehrs 2010 und in den Szenarien in den Jahren 2030 und 2050 nach Verkehrsträgern

- „Batterie“: Umschichtung der Fahrzeugflotten bis 2050 mit hohen Anteilen Batterieelektrischer Fahrzeuge (64 % Anteil von BEV und PHEV beim Pkw-Bestand im Jahr 2050)
- „Verbrenner“: Flottenumschichtung mit Schwerpunkt auf Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor bei verstärkter Nutzung von CNG (64 % Anteil der Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor beim Pkw-Bestand im Jahr 2050)
- „Brennstoffzelle“: Hoher Anteil von Fahrzeugen mit Brennstoffzelle bei gleichzeitiger Zunahme der BEV und PHEV (36 % der Pkw-Flotte mit Brennstoffzelle, 16 % BEV, 18 % PHEV)

Die zugrunde liegenden Verkehrs- und Fahrleistungen wurden für alle Szenarien gleich angenommen. Beim Pkw basieren sie auf der Verkehrsprognose 2030 [VP 2014]. Für die Entwicklung nach 2030 wurde angenommen, dass die Verkehrsleistung konstant bleibt. Die angenommene Entwicklung der Energieeffizienz orientiert sich vor allem an den technischen Potenzialen nach [JEC 2013].

Für den Straßengüterverkehr wurden, wie beim Pkw-Verkehr, drei Szenarien mit unterschiedlichen Entwicklungen für die Flottenzusammensetzung jeweils mit den Schwerpunkten auf ganz oder teilweise strombetriebene Fahrzeuge (Batterie und Oberleitung), im Szenario „Strom“, gasbetriebene Fahrzeuge (CNG, LNG) im Szenario „Verbrenner“ und strombetriebene Fahrzeuge mit Brennstoffzellen (Wasserstoff) im Szenario „Brennstoffzelle“ betrachtet.

In allen drei Szenarien wurde die Verkehrsentwicklung nach der Verkehrsprognose 2030 [VP 2014] unterstellt. Danach wurde die Langfristprognose für den Güterverkehr bis 2050 [Progtrans 2007] zugrunde gelegt. Die angenommene Effizienzentwicklung orientiert sich an einer Untersuchung der TU Wien zu den technischen Potenzialen der Lkw bis 2050 [Nanupot 2011].

Der unter diesen Annahmen berechnete Endenergieverbrauch für 2030 und 2050 in den drei Szenarien ist in Abbildung 4 dargestellt. Wegen der starken Zunahme des Lkw-Verkehrs ([VP 2014], [Progtrans 2007]), der nicht durch erzielte Effizienzgewinne infolge technischer Entwicklung und die Umstellung auf neue Antriebstechnologien kompensiert werden kann, steigt der Energieverbrauch des Straßengüterverkehrs bis 2050 im Vergleich zu heute an.

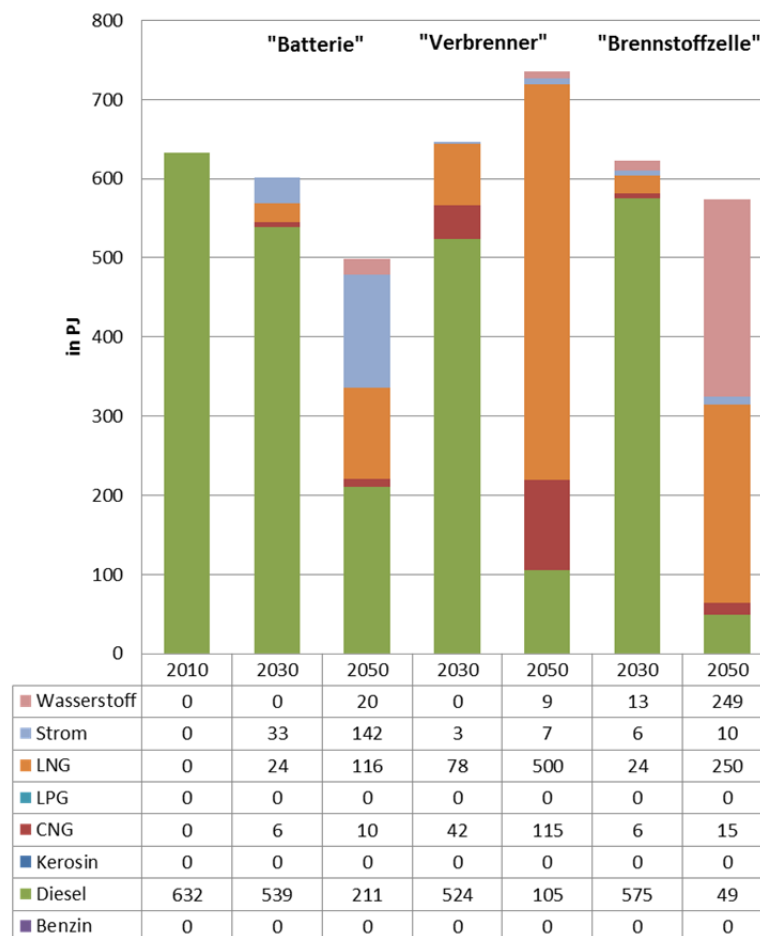


Abbildung 4: Endenergiebedarf des Lkw-Verkehrs 2010 und in den Szenarien in den Jahren 2030 und 2050 nach Verkehrsträgern

Der Energieverbrauch des gesamten Verkehrs setzt sich zusammen aus dem Verbrauch des Pkw-, Lkw- und sonstigen Straßenverkehrs (motorisierte Zweiräder, Busse, sonstige Kfz) sowie der übrigen Verkehrsträger Schiene, Binnenschifffahrt und Flugverkehr. Im Rahmen dieser Studie wurde für den sonstigen Straßenverkehr und die übrigen Verkehrsträger ein Szenario gerechnet, das sich ebenfalls an den Verkehrsleistungen der Verkehrsprognose 2030, der Langfristprognose für den Güterverkehr bis 2050 sowie Annahmen in TREMOD ausrichtet. Alle Annahmen zur Entwicklung der Energieeffizienz und Flottenentwicklung orientieren sich für die übrigen Verkehrsträger ebenfalls am TREMOD-Trendszenario [IFEU 2012] und einer geschätzten Fortschreibung bis 2050.

Die Gesamtergebnisse für die Entwicklung des Endenergiebedarfs in den drei Szenarien sind in Abbildung 5 und Abbildung 6 dargestellt. Es wird deutlich, dass in keinem der drei Szenarien eine wie im Energiekonzept der Bundesregierung geforderte Reduktion des Endenergiebedarfs von 40 % (gegenüber 2005, dort 2.586 PJ) erreicht wird. Besonders sensitive Annahmen sind hierbei die unterstellten starken Verkehrsleistungszunahmen im Straßengüter- und im Flugverkehr sowie die Wahl von Kraftstoff-Antriebs-Kombinationen.

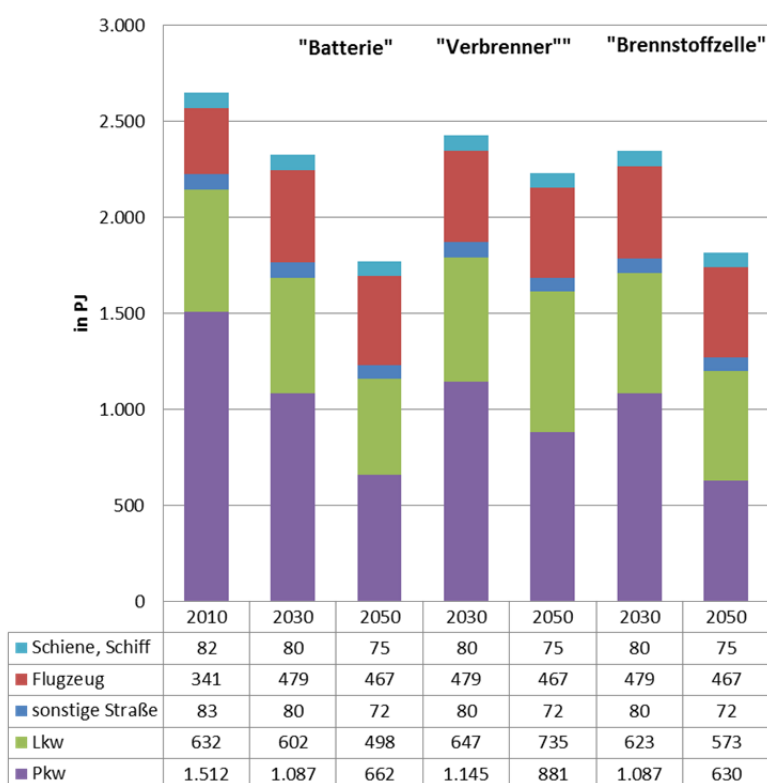


Abbildung 5: Endenergiebedarf nach Verkehrsträgern für 2010 und in den drei Szenarien für die Jahre 2030 und 2050

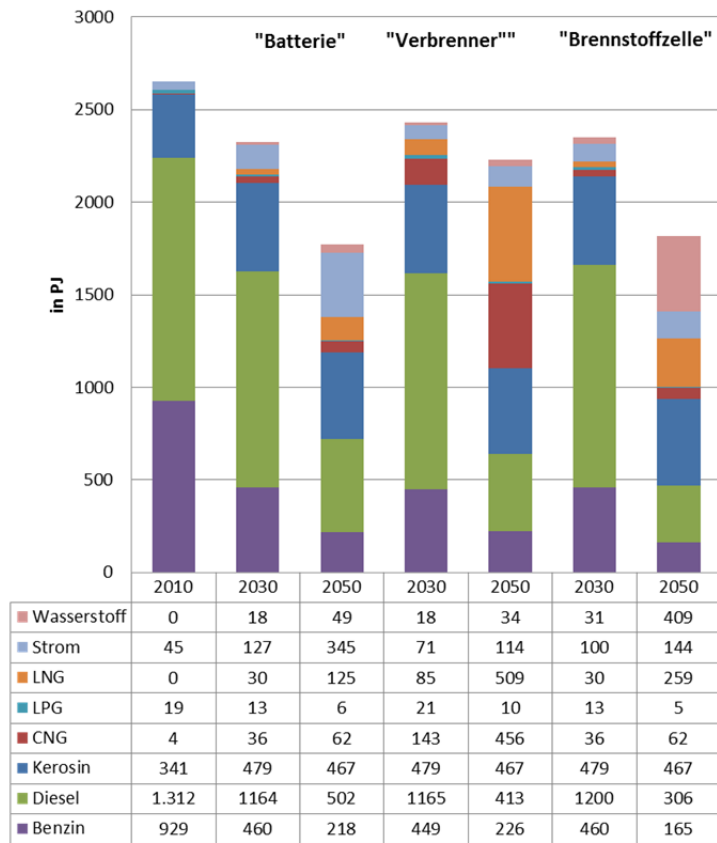


Abbildung 6: Endenergiebedarf des Gesamtverkehrs nach Energieträgern 2010 und in den drei Szenarien für die Jahre 2030 und 2050

1 Hintergrund und Ziel dieser Studie

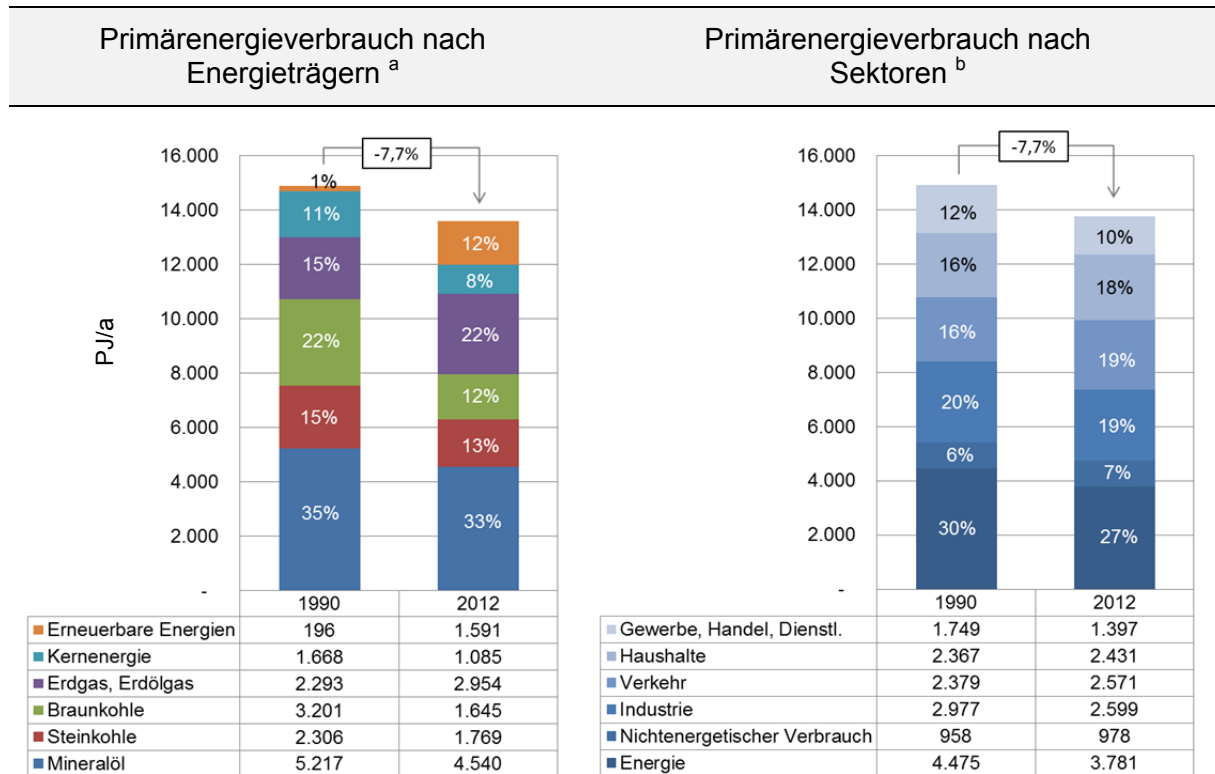
Die Versorgung der Menschheit mit Energie stellt seit jeher einen wichtigen Baustein zur Daseinsvorsorge dar. Sie ist notwendig zur Nahrungszubereitung, zum Wohnen, zum Transport, zur Kommunikation, in Industrie und Technik sowie bei der Freizeitgestaltung. Dabei sind die natürlich vorkommenden Energieträger und der Energiebedarf weltweit ungleich verteilt [Vgl. Zahoransky 2007, S. 1.]. Energieträger können in fossile und erneuerbare unterteilt werden. Fossile Energieträger sind in der Erdgeschichte über sehr lange Zeiträume und unter besonderen geologischen Bedingungen als Abbauprodukte von Pflanzen und Tieren entstanden. Zu ihnen zählen Erdöl, Erdgas sowie Braun- und Steinkohle. Erneuerbare Energien wie Windenergie, Sonneneinstrahlung, Wasserkraft, Erdwärme und nachwachsende Rohstoffe sind dagegen durch kurze Regenerationszyklen gekennzeichnet.

Die Einflussfaktoren auf den Energieverbrauch einer Gesellschaft sind sehr komplexer Natur. Einige wichtige sind Witterung, Bevölkerungsentwicklung, Haushaltsgröße, Siedlungs- und Verkehrsstruktur, Konjunktur, Energiepreise, Industriestruktur, Energieproduktivität und rechtliche Rahmenbedingungen [BMWi 2013a und BMWI 2012]. Aus volkswirtschaftlicher Sicht trägt die Energieversorgung maßgeblich zum Wohlstand einer Gesellschaft bei. Dabei lassen sich (I) Versorgungssicherheit, (II) Preisentwicklung, (III) Energieeffizienz und (IV) Emissionsminderung als die wichtigsten und nachhaltigsten Kriterien zukünftig erfolgreicher Energiepolitik identifizieren [Statistisches-Bundesamt 2009].

In Deutschland entfällt ein Großteil des Primärenergieverbrauchs auf fossile Energieträger, wenngleich der Anteil an erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch von 1990 bis 2012 von 1 % auf 12 % gestiegen ist (Abbildung 7, links). Der gesamte Primärenergieverbrauch ist von 1990 bis 2012 um 7,7 % gesunken. **Auf den Verkehrssektor entfiel im Jahr 2012 ein Anteil von 19 % am Primärenergieverbrauch in Deutschland.** Damit ist neben den Haushalten der Verkehrssektor der Bereich mit erhöhtem Energieverbrauch in den letzten Jahren (Abbildung 7, rechts).

Der Verkehrssektor ist weltweit charakterisiert durch einen deutlich steigenden Energieverbrauch. Als solcher ist er nicht nur von den limitierten fossilen Ressourcen (z. B. Mineralöl) abhängig, sondern gilt zudem als einer der Hauptverursacher des anthropogenen Treibhauseffekts. **Auf den Verkehr entfällt im Jahr 2010 ein Anteil von 22 % der globalen CO₂-Emissionen.** Damit ist er nach der Strom- und Wärmeproduktion (41 %) der zweitgrößte Emittent, gefolgt von der Industrie mit 20 %. **Etwa zwei Drittel der Verkehrsemissionen entfallen auf den Straßenverkehr von Pkw, Lkw, Motorrädern und Bussen [IEA 2012]. In Deutschland schwankt der Anteil durch den Straßenverkehr verursachter CO₂-Emissionen an den Gesamtemissionen in den vergangenen 20 Jahren mehr oder we-**

niger unverändert zwischen 17-20 % [BMW 2013]. Derzeit gelten aber weder für den Verkehr noch für einen anderen Sektor weltweit einheitliche und verbindliche Vorgaben, die zu einer Verringerung der CO₂-Emissionen führen sollen. Allerdings haben verschiedene Länder in den vergangenen Jahrzehnten zahlreiche gesetzliche Rahmenbedingungen in Form regulatorischer und fiskalpolitischer Instrumente geschaffen, die die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050 signifikant reduzieren sollen.



^a BMWi (2013). Erneuerbare Energien sind hier u.a. Brennholz, Brenntorf, Klärgas, Müll, Photovoltaik, Windenergie und Wasserkraft. Das Außenhandels saldo von Strom und sonstige Primärenergieverbräuche (z. B. Grubengas und nicht stofflich oder energetisch verwertbarer Müll) sind nicht dargestellt.

^b BMWi (2013) Energie = Strom und Fernwärme

Abbildung 7: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern und Sektoren

Prinzipiell stehen dem Verkehrssektor zahlreiche erneuerbare Energieträger zur Verfügung. Ihre Verwendung im Verkehr konkurriert jedoch mit ihrer Nutzung in anderen Sektoren. Doch auch innerhalb des Verkehrs herrscht Konkurrenz um die Energieträger, sowohl zwischen den verschiedenen Verkehren (Straßen, Schiene, Wasser, Luft) als auch zwischen den Fahrzeugen/Verkehrsmitteln (z. B. Pkw vs. Lkw). **Dabei fehlte bisher eine Übersicht zum Verbrauch der einzelnen Verkehrssektoren und den Potenzialen erneuerbarer Energien.**

Diese Studie überschaut daher die prinzipiell im Verkehr einsetzbaren erneuerbaren Energieträger (und ihre aus gegenwärtiger Sicht realisierbare Erzeugung bzw. ihre technischen Potenziale) sowie den Energieverbrauch im Verkehr bis zum Jahr 2050. Dazu werden die politischen Ziele und Rahmenbedingungen in Deutschland in den Blick genommen. Die Ergebnisse der Studie sollen dazu beitragen, ein klareres Bild zum Verbrauch des Verkehrs und den Potenzialen der erneuerbaren Energien einschließlich relevanter Mengengerüste von erwartetem Bedarf und erforderlicher Bereitstellung zu geben.

2 Rahmenbedingungen

Um die Ziele zur Minderung der THG-Emissionen, des Endenergieverbrauchs sowie des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehr zu erreichen, bedienen sich die Europäische Union und Deutschland regulatorischer und fiskalpolitischer Instrumente. Tabelle 2 zeigt die wichtigsten politischen Zielsetzungen, Regularien und Gesetze, unterteilt in die Ziele für Energieverbrauch, Treibhausgasemissionen und den Anteil erneuerbarer Energien am Energieverbrauch.

Tabelle 2: Politische Ziele, Regularien und Gesetze unterteilt in Energie- und Verkehrsziele für Deutschland und Europa

		Energie (alle Sektoren)			Verkehr ^h		
		Energieverbrauch	THG Emissionen (ggü. 1990)	Anteil EE am Energieverbrauch	Energieverbrauch (ggü. 2005)	THG Emissionen (ggü. 2010)	Anteil EE am Energieverbrauch
EU Fahrplan Kohlenstoffarme Wirtschaft ^a	2011 EU	2020: -20% ^b 2030: / 2040: / 2050: /	2020: -25% 2030: -40% 2040: -60% 2050: -80/-95%				
Energiekonzept der Bundesregierung ^c	2010 DE	2020: -20% ^d 2030: / 2040: / 2050: -50% ^d	2020: -40% 2030: -55% 2040: -70% 2050: -80/-95%	2020: 18% 2030: 30% 2040: 45% 2050: 60%	2020: -10% 2030: / 2040: / 2050: -40%		
Erneuerbare Energien Richtlinie (RED) ^e	2009 EU			2020: 20% 2030: / 2040: / 2050: /			2020: 10% 2030: / 2040: / 2050: /
Kraftstoffqualitätsrichtlinie (FQD) ^f	2009 EU					2020: -6%/-10% 2030: / 2040: / 2050: /	
Bundes-Immissionschutz-gesetz (BImSchG) ^g	2009 DE					2020: -7% 2030: / 2040: / 2050: /	
^a KOM (2011) ^b ggü. 1990					^h Straßen- und Schienenverkehr (als Kraftstoffe: Ottokraftstoff, Dieselmotorkraftstoff, Biokraftstoff und Elektrizität)		
^c Bundesregierung (2010) ^d ggü. 2008					Nicht dargestellt: Weißbuch der EU-KOM „Fahrplan zu einem einheitlichen europäischen Verkehrsraum“, KOM (2011)144:		
^e EU (2009b) 2009/28/EG					Minus 60% THG Emissionen bis 2050 ggü. 1990.		
^f EU (2009c) 2009/30/EG							
^g BImSchG (2009) § 37a							

Energiekonzept der Bundesregierung: Die Bundesregierung möchte mit ihrem im Jahr 2010 verabschiedeten Energiekonzept die heutigen Energieversorgungsstrukturen mittel- bis langfristig grundlegend umbauen und damit Versorgungssicherheit, Preiswürdigkeit sowie die Klimaschutzpolitischen Ziele erreichen. Die sich daraus ergebenden Maßnahmen und Lö-

sungswege wurden von externen Beratern in verschiedenen Szenarien errechnet. Die Ergebnisse der Szenarien sind keine Prognosen - vielmehr müssen sie als Grobanalyse verstanden werden, um den Weg zur Zielerreichung aufzuzeigen [Bundesregierung 2010].

Erneuerbare Energien Richtlinie: Mit der Erneuerbare Energien Richtlinie (RED) wurden für die Mitgliedsstaaten der Europäischen Union verbindliche Anteile erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch festgelegt mit dem Ziel, 20 % des europäischen Energieverbrauchs im Jahr 2020 aus erneuerbaren Energien zu decken. Diese Zielwerte reichen von 10 % für Malta bis 49 % für Schweden. Für Deutschland wurde ein Wert von 18 % festgelegt. Die Zielwerte gelten für die Energiebereiche Strom, Wärme/Kälte und Verkehr. Für den Verkehrsbereich wurde außerdem festgesetzt, dass 10 % der verbrauchten Energie aus erneuerbaren Energien stammen müssen. Bei Fahrzeugen mit Elektroantrieb im Straßenverkehr wird der Verbrauch von Elektrizität, die aus erneuerbaren Energien gewonnen wird, als der 2,5-fache Energiegehalt der zugeführten Elektrizität berücksichtigt [EU 2009b]. Diese Quoten sind verbindlich, d.h. bei Nichterreichen der Ziele kann die EU Sanktionen gegen die betroffenen Mitgliedstaaten verhängen.

Kraftstoffqualitätsrichtlinie: Die Kraftstoffqualitätsrichtlinie (FQD) sieht EU-weite Standards für die Qualität von Otto- und Dieselmotoren vor. Sie wurde von der EU im Jahr 2009 verabschiedet respektive erneuert [EU 2009c]. Artikel 7(a) der FQD sieht vor, dass die Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen für die Bereitstellung von Kraftstoffen für den europäischen Straßenverkehr („road and non-road mobile machinery“) sowie für Binnenschiffe („inland waterway vessels when not at sea“) bis zum 31.12.2020 um 6-10 % sinken müssen (im Vergleich zum Jahr 2010). Zwischenschritte sind -2 % bis 31.12.2014 und -4 % bis 31.12.2017. Der Lebenszyklus umfasst alle Abschnitte der gesamten Bereitstellungs- und Nutzungskette einer Einheit Kraftstoff bzw. Energieträger einschließlich dessen Verbrennung im Motor („combustion“). Die Mitgliedstaaten benennen dabei den/die Anbieter, der/die für die Überwachung und Berichterstattung der Lebenszyklustreibhausgasemissionen pro Energieeinheit aus gelieferten Kraftstoffen oder Energieträgern verantwortlich ist/sind. Seit dem 01.01.2011 müssen diese Anbieter jährlich den von den einzelnen Mitgliedstaaten benannten Behörden einen Bericht vorlegen, in dem die Treibhausgasintensität der in dem Mitgliedstaat gelieferten Kraftstoffe und Energieträger ausgewiesen wird unter der Angabe von (I) der Gesamtmenge jedes Typs von geliefertem Kraftstoff und Energieträger unter Angabe des Erwerbsortes und des Ursprungs; und (II) der Lebenszyklustreibhausgasemissionen pro Energieeinheit [EU 2009c, S. 95]. Die THG-Emissionen aus der Verbrennung des Kraftstoffs (Tank-to-Wheel Emissionen je MJ Kraftstoff) sind in der Regel nicht veränderbar; bei der vollständigen Verbrennung von Benzin entstehen pro MJ 73,4 g CO₂-Äq., bei der Verbrennung von Diesel sind es 73,2 g CO₂-Äq./MJ [JEC 2013, S. 12]. Das Erreichen des in der Richtlinie definierten THG-Einsparziels ist daher durch die Verringerung der Emissionen bei der Kraftstoffherstel-

lung (z.B. erneuerbare Energien für Raffinerieprozesse, Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen für Entschwefelung und Hydrotreating) oder eine Veränderung der Kraftstoffzusammensetzung (z. B. Erhöhung des Biokraftstoffanteils) möglich. Im Rahmen der Überarbeitung der Kraftstoffqualitätsrichtlinie werden seit 2012 insbesondere die Berechnung des für 2010 anzulegenden fossilen Vergleichskraftstoffs („fuel baseline standard“) diskutiert. Dies umfasst auch die Diskussion um den Nachweis und die Ermittlung von THG-Emissionen verschiedener fossiler Quellen. Bei den Herstellungsemissionen der Kraftstoffe gibt es z. B. massive Unterschiede zwischen der Teersand-Extraktion (wie z. B. in Nordamerika), Ölschiefer-Verarbeitung (wie z. B. in Estland) und der Förderung und Raffination von herkömmlichem Öl. Dieser Problematik hat sich die EU-Kommission auch schon in einem Vorschlag für eine Methode zur Berechnung der Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung und Nutzung von Kraftstoffen nach Richtlinie 98/70/EG („Kraftstoffqualitätsrichtlinie“) angenommen. Dort wird für Benzin und Diesel aus synthetischem Rohöl über Teersand-Extraktion und Verbrennung ein Wert von 107 g CO₂-Äq./MJ_{Benzin} bzw. 108,5 g CO₂-Äq./MJ_{Diesel} im Lebenszyklus ausgewiesen: Für Benzin und Diesel aus Ölschiefer sind es 131,3 g CO₂-Äq./MJ_{Benzin} bzw. 133,7 g CO₂-Äq./MJ_{Diesel} [EU 2014]. Die Lebenszyklus-Emissionen aus herkömmlicher Herstellung liegen in dem Vorschlag bei 93,2 g CO₂-Äq./MJ für Benzin und 95,0 g CO₂-Äq./MJ für Diesel. Darüber hinaus werden Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen für einen gewichteten Mix ausgewiesen [EU 2014].

Tabelle 3: Treibhausgasemissionen über den Lebenszyklus (Bereitstellung und Verbrennung für verschiedene fossile Kraftstoffe nach Entwurf der EU-Kommission zur Berechnungsmethode für EU-Richtlinie 98/70/EG [EU 2014])

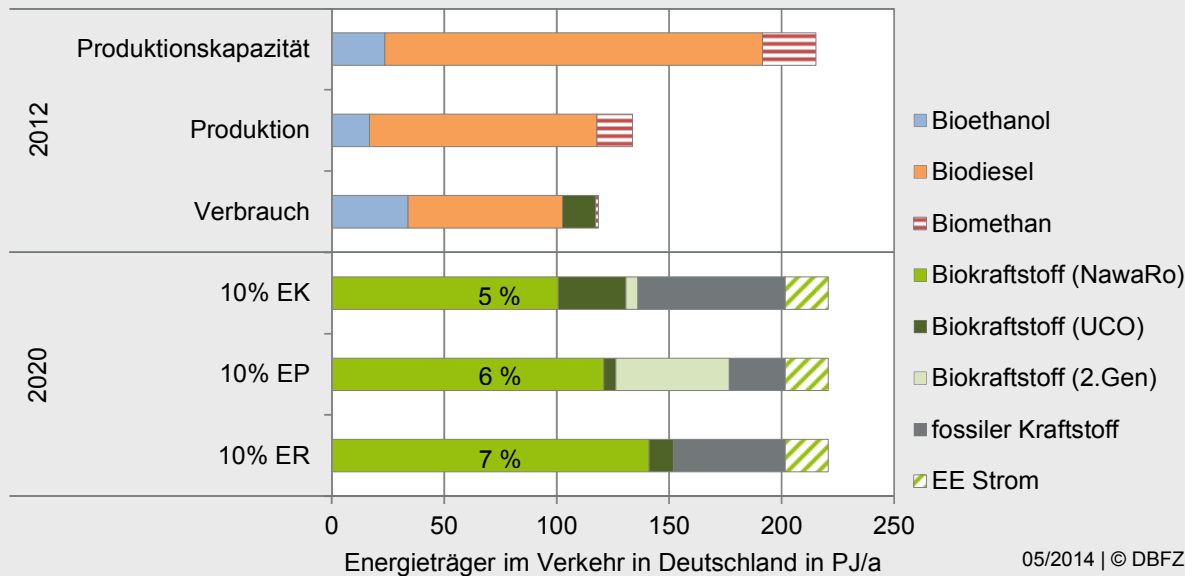
Einsatzstoff und Prozess	Kraftstoff	Lebenszyklus-THG-Emissionen (g CO ₂ -Äq./MJ)	Gewichtete Lebenszyklus-THG-Emissionen (g CO ₂ -Äq./MJ)
Konventionelles Rohöl		93,2	
GTL		94,3	
CTL	Benzin	172,0	93,3
Teersand		107,0	
Ölschiefer		131,3	
Konventionelles Rohöl		95,0	
GTL		94,3	
CTL	Diesel	172,0	95,1
Teersand		108,5	
Ölschiefer		133,7	

Exkurs: Änderung der Richtlinien 2009/28/EG und 2009/30/EG bzw. 98/70/EG

Am 17. Oktober 2012 hat die Europäische Kommission einen Vorschlag zur Änderung der RED und der FQD veröffentlicht. Auch das Parlament sowie der Europarat haben inzwischen Positionen hierzu formuliert.

Derzeitige wesentliche Diskussionspunkte sind mit Blick auf die Ausgestaltung des Ziels von 10 % erneuerbarer Energie im Verkehrssektor in 2020 v. a.:

- Kommission (17.10.2012)
 - Deckelung konventioneller Biokraftstoffe bei 5 %
 - Mehrfachanrechnung (2fach, 4fach) von v. a. Biokraftstoffen aus definierten Abfall- und Reststoffen, strombasierten Kraftstoffen, Algenkraftstoffen ,
- Parlament (11.09.2013)
 - Deckelung konventioneller Biokraftstoffe bei 6 %
 - Unterquote von 2,5 % fortschrittlicher Biokraftstoffe (darin strombasierte Kraftstoffe und Algenkraftstoffe 4fache Wertigkeit)
 - 2fache Wertigkeit ohne Biokraftstoffe aus Altspeise- und Tierfetten (ohne Unterquote)
- Rat (03.12.2013)
 - Deckelung konventioneller Biokraftstoffe bei 7 %
 - 2fache Wertigkeit aller Biokraftstoffe aus Abfall- und Reststoffen
 - Höhere Mehrfachanrechnung von EE-Strom
 - (Unterquote von 1 % fortschrittliche Biokraftstoffe (ohne Altspeise- und Tierfette) aus Fassung vom 18.09.2013 nicht mehr enthalten).



Annahmen für 10% Ziel in 2020: Ausschöpfung maximale Anteile für Biokraftstoffe aus landw. Rohstoffen (NawaRo), nahezu keine Kraftstoffe aus Algen, über Bakterien oder Strom verfügbar, bis zu 30 PJ Biodiesel aus Altspeiseölen und -fetten (UCO) verfügbar, Strommix enthält 30 % erneuerbare Energien;

Biokraftstoff (2.Gen): innovative Biokraftstoffe aus v.a. lignocellulosehaltiger Biomasse;

EK: Vorschlag zur Änderung der RED und FQD der Europ. Kommission vom 17.10.2012; EP: legislativer Beschluss des Europ. Parlaments zum Vorschlag der Kommission, 11.09.2013; ER: Political agreement des Europarates vom 03.12.2013

Abbildung 8: Biokraftstoffmengen in Deutschland 2012 sowie Prognose 2020 auf Basis von EU-Vorschlägen (geänderte Darstellung auf Basis von (BAFA; BDBe; BMF, 2013; Council of the European Union, 2013; DBFZ, 2013, DESTATIS; Europäische Kommission, 2012; European Parliament, 2013; F.O.Licht; Fraunhofer IWES, 2013; Kirchner & Matthes, 2009), © DBFZ)

Eine Richtlinie wird im Rahmen eines ordentlichen Gesetzgebungsverfahrens verabschiedet, d. h. auf Vorschlag der Kommission wird sie von Europäischem Parlament (EP) und Rat gemeinsam angenommen (Art. 289 Abs. 1 AEUV). Entsprechend dem Verfahren in Art. 294 AEUV hat die Kommission dem Parlament und dem Rat einen Vorschlag unterbreitet. Im Parlament gibt es bislang keine Mehrheit für die vorgeschlagenen Richtlinienänderungen. Auch im Rat konnte noch keine politische Einigung erzielt werden. Im Rahmen des noch ausstehenden Mitentscheidungsverfahrens finden Dreiertreffen zwischen Vertretern des Rates, des Europäischen Parlaments und der Europäischen Kommission mit dem Ziel einer Kompromissfindung statt (sog. Trilog). Eine Initiative der Kommission kann demnach nicht ohne die Zustimmung der beiden Legislativorgane Rat und EP wirksam werden. [CEP 2013]

Im Mai 2014 finden Wahlen zum Europäischen Parlament statt. Es ist kaum mit einer Kompromissfindung vor den Wahlen zu rechnen.

Bundes-Immissionsschutzgesetz: Zur Umsetzung des in der FQD formulierten Ziels, die Lebenszyklustreibhausgasemissionen des Verkehrs um 6-10 % bis zum 31.12.2020 zu senken, wurde in Deutschland im Jahr 2011 Ottokraftstoff mit 10 Volumen-Prozent Bioethanol (E10) zugelassen. Bereits seit dem Jahr 2004 darf Diesel 5 Volumen-Prozent Biodiesel (B5) beigemischt werden. Seit Februar 2009 wurde dieser Wert auf maximal 7 Volumen-Prozent (B7) angehoben. Diese Möglichkeiten und die sich daraus ergebenden Rechte und Pflichten der Anbieter sind im Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) und in der Bundes-Immissionsschutzverordnung (BImSchV) geregelt [BImSchG 2013 und BImSchV 2010]. Laut § 37a des BImSchG haben Unternehmen, die Otto- und Dieselmotorkraftstoff in den Verkehr bringen sicherzustellen, dass der Treibhausgasanteil der Gesamtmenge an Otto- und Dieselmotorkraftstoff um (I) 3 % ab 2015, (II) 4,5 % ab 2017 und (III) um 7 % ab 2020 gesenkt wird [BImSchG 2013, S. 27.]. Die Quotenumstellung ist eine grundlegende Veränderung des Förderinstrumentes, die Bandbreite der ab 2015 benötigten Biokraftstoffmenge für die Erfüllung der Quote ist in Abbildung 9 dem derzeitigen Verbrauch vergleichend gegenübergestellt.

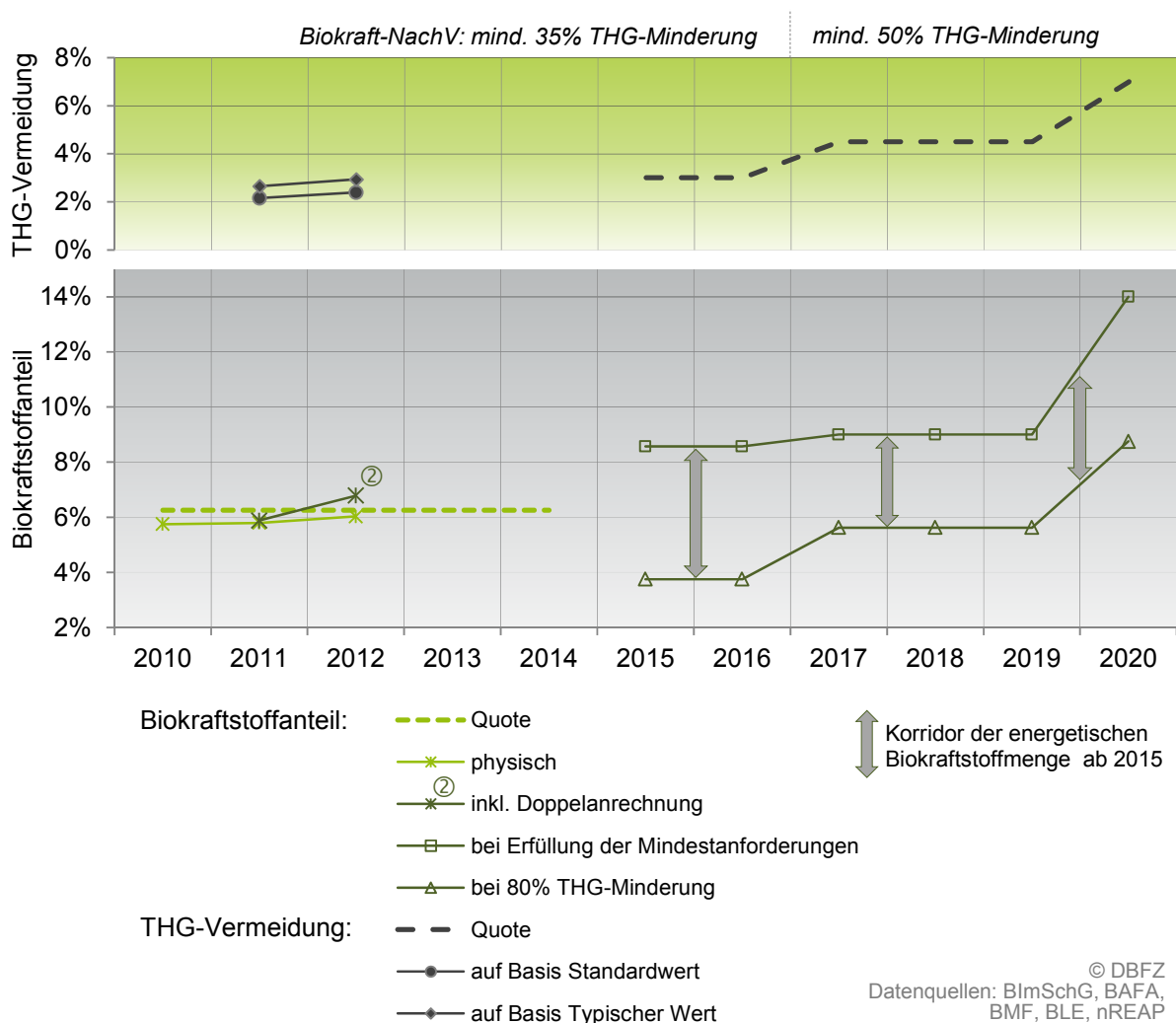


Abbildung 9: Biokraftstoffquote in Deutschland 2010-2020 [Naumann 2014]

Die Gemisch-Kraftstoffe sind für einen Großteil der in Deutschland zugelassenen Fahrzeuge unbedenklich zu verwenden. Durch den geringeren Energieinhalt von Ethanol und Biodiesel, im Vergleich zu Benzin und Diesel, ist aber mit einem leichten Mehrverbrauch der Fahrzeuge zu rechnen [Vgl. Bundestag 2011].

Tabelle 4 zeigt die wichtigsten regulatorischen, gesetzlichen und fiskalpolitischen Instrumente die installiert wurden, um den Energieverbrauch und die Treibhausgasemission im deutschen Pkw-Verkehr zu reduzieren. Außerdem werden ausgewählte Instrumente anderer Länder dargestellt und im Weiteren diskutiert.

Tabelle 4: Einfluss verschiedener regulatorischer, gesetzlicher und fiskalpolitischer Instrumente auf Energieverbrauch, THG-Emissionen und Anteil EE im Verkehr

	Instrument	Land	Zeitraum	Einfluss auf Energieverbrauch und THG-Emissionen im Verkehr		Einfluss auf Anteil erneuerbare
				wirkt auf Endkunde ^a	wirkt auf Anbieter ^b	Energien im Verkehr
Kraftstoff	Energie-/Mineralölsteuer ^c	DE	seit 1930	X	O	-
	Ökosteuer ^d	DE	seit 1999	X	O	-
	Beimischung von Biokraftstoffen ^e	DE	seit 2004	X	X	X
	Erneuerbare-Energien-Gesetz ^f	DE	seit 2000	-	O	O
	Emissionshandel ^g	DE	seit 2005	O	X	O
Fahrzeug	Dienstwagen Besteuerung ^h	DE	seit 2006	X	O	-
	Kfz-Steuer ⁱ	DE	seit 2009	X	O	-
	EU-Flottengrenzwerte ^j	DE	seit 2012	O	X	-
	Umweltprämie ^k	DE	2009 - 2010	X	O	-
	Kaufprämien ^l	FR, NOR	seit 2008	X	O	-
	Maut- und Parkgebühren ^m	DE, GB	seit 2003	X	O	-
	ZEV-Gesetzgebung ⁿ	USA	seit 1990	O	X	-
^a Fahrzeugkäufer, Fahrer		^l KraftStG (2012)		Legende: X = Direkte Wirkung		
^b OEM, EVU, Mineralölwirtschaft		^j EU (2009c) 443/2009		O = Indirekte Wirkung		
^c EnergieStG (2012)		^k BAFA (2009)		- = Keine Wirkung		
^d EnergieStG (2012) §2 und StromStG (2012) §3		^l ACEA (2013)				
^e BImSchG (2013) und BImSchV (2010)		^m IEA (2013)				
^f EEG (2000)		ⁿ ARB (2008)				
^g TEHG (2011)						
^h EStG (2013) §6						

Energie-/Mineralölsteuer: Die Mineralölsteuer wird in Deutschland nach dem Energiesteuergesetz (EnergieStG) erhoben, welches die Besteuerung fossiler Energieträger (Mineralöle, Gase und Kohle) und nachwachsender Energieträger (Pflanzenöle, Biodiesel, Bioethanol) regelt. Die Mineralölsteuer ist eine Verbrauchssteuer, die über den Warenpreis auf die Verbraucher umgelegt wird. Dabei werden die einzelnen Kraftstoffe für den Straßenverkehr unterschiedlich stark besteuert. Das EnergieStG hat das Mineralölsteuergesetz (MinöStG) im Jahr 2006 abgelöst. Benzin (gleich welcher Sorte) wird mit einer Mineralölsteuer von 0,65 EUR/l und Diesel mit 0,47 EUR/l besteuert. Der Unterschied zwischen Dieselmotorkraftstoff und

Benzin beträgt somit 0,18 EUR/l [EnergieStG 2012]. Dieser Unterschied wird oft als versteckte Subvention gesehen und war ursprünglich zur Schonung des gewerblichen Straßengüterverkehrs gedacht. Die Mineralölsteuer wird als eines der wichtigsten Instrumente zur Beeinflussung des Energieverbrauchs und der durch den Straßenverkehr verursachten Emissionen gesehen. In diesem Zusammenhang wird sie als Instrument zur Reduzierung der Fahrleistungen, als auch als Instrument zur langfristigen Verbrauchsverbesserung von Pkw-Antrieben betrachtet [Mehlin, Nobis, et al. 2002, S. 53].

Ökosteuer: Die Ökosteuer ist eine Energiesteuer auf Brenn- und Treibstoffe sowie Strom. Unter dem Begriff Ökosteuer wurden ab dem Jahr 1999 eine Reihe steuerpolitischer Maßnahmen gruppiert, die alle die Besteuerung des knappen Gutes Energie mit dem Ziel der Effizienzsteigerung haben. Im Wesentlichen besteht die Ökosteuer aus der Stromsteuer und einem Aufschlag zur Mineralölsteuer bzw. Energiesteuer. Strom- und Energiesteuer sind Mengensteuern. Auf Strom entfallen durch die Ökosteuer 0,02 EUR/kWh, auf Benzin und Diesel entfallen 0,15 EUR/l [IHK 2013].

Beimischung von Biokraftstoffen: In den letzten Jahren hatte Biodiesel den mit Abstand größten Anteil von Biokraftstoffen im Verkehr. Dieser erreichte durch die Mineralölsteuerbefreiung von reinem Biodiesel im Jahr 2007 seinen vorläufigen Höhepunkt, mit einem Marktanteil von 7,4 % [Adolf, Fehrenbach, et al. 2013, S. 125]. Die Steuerbefreiung wurde bis Januar 2013 fast vollständig zurückgefahren, wodurch sich die Kosten von Biodiesel konventionellem Diesel nahezu angeglichen haben. Ab 01.01.2013 beträgt die Energiesteuer für Biodiesel und Pflanzenöl 0,45 EUR/l [EnergieStG 2012]. Dadurch ist Biodiesel in Reinform ab dem 01.01.2013 praktisch nicht mehr als Kraftstoff interessant. Im Gegenzug wurde aber, durch die gesetzliche Regel zur Beimischung von Biodiesel zu herkömmlichen Diesel (B7), immerhin noch 70 % der im Jahr 2007 abgesetzten Menge an Biodiesel im Jahr 2012 abgesetzt. Bioethanol in Benzin als E5 bzw. E10 Gemisch trägt seit 2004 immer mehr zum Biokraftstoffabsatz in Deutschland bei. Im Jahr 2012 betrug der Bioethanolanteil am gesamten Biokraftstoffabsatz 27 %. Der Anteil der Biokraftstoffe am gesamten Kraftstoffabsatz in Deutschland lag im Jahr 2012 bei 5,5 % [BMU 2013, S. 8.].

Erneuerbare Energien Gesetz: Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) steuert seit dem Jahr 2000 den Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Deutschland. Die grundlegenden Strukturelemente des EEG sind (I) die Verpflichtung der Netzbetreiber zum Netzanschluss und ggf. Netzausbau für EEG-Anlagen, (II) der Einspeisevorrang von erneuerbarem Strom gegenüber Strom aus konventionellen Energieträgern und (III) die Vergütung des erneuerbaren Stroms zu einem festen Vergütungssatz (i.d.R. über 20 Jahre). Die Höhe des Vergütungssatzes ist technologie- und standortspezifisch (bei Windenergie) verschieden und wird im Laufe der Jahre immer wieder angepasst. Mit der EEG-Umlage werden die sich daraus ergebenden Kosten auf die Stromendverbraucher verteilt. Auf Antrag können sich be-

stimmte Stromnutzer von der EEG-Umlage befreien lassen. Die Höhe der EEG-Umlage wird jedes Jahr neu berechnet. Sie ergibt sich aus dem Unterschied zwischen den Einnahmen aus dem Stromverkauf an der Strombörse (Spotmarkt, Merit Order) und den Ausgaben zur Vergütung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Dabei wirken die steigenden EE-Beiträge im Mittel dämpfend auf die Strompreise am Spot- und Base-Markt. Seit Inkrafttreten des EEG in Deutschland hat sich die erneuerbare Bruttostromerzeugung von 6,6 % im Jahr 2000 auf 17 % im Jahr 2010 erhöht und lag im Jahr 2013 bei 25 % [AGEB 2014]. Der für den Verkehr entnommene Netzstrom unterliegt somit indirekt auch dem EEG.

Emissionshandel: Der Emissionshandel ist ein marktbasierendes Instrument, das dafür sorgen soll, dass sich am Markt ein Preis für Treibhausgas-Emissionen (THG-Emissionen) bildet. Als Treibhausgase werden dabei Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Distickstoffoxid/Lachgas (N₂O), Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW/HFC), Perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW/PFC), Schwefelhexafluorid (SF₆) und Stickstofftrifluorid (NF₃) gesehen. In Deutschland ist der Emissionshandel über das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) geregelt [TEHG 2011]. Pro ausgestoßene Tonne THG wird dabei für Anlagen der Stromerzeugung und der Industrie ein Berechtigungsschein (Emissionszertifikat) ausgegeben. Die Summe an Zertifikaten entspricht der Summe der durch den Gesetzgeber (in Europa: European Union Emission Trading System EU ETS) in dem Zeitraum festgelegten Ausstoßmenge an THG-Emissionen in die Atmosphäre. Stößt ein Unternehmen weniger THG aus, kann es die Zertifikate an ein Unternehmen verkaufen, das mehr THG emittieren möchte als es Zertifikate besitzt. Für alle emittierten THG, die über der vorher definierten Gesamtmenge liegen, werden Ausgleichszahlungen fällig. Die Einnahmen aus dem Verkauf der Zertifikate und den Ausgleichszahlungen stehen laut TEHG dem Bund als Sondervermögen des Energie- und Klimafonds zur Verfügung [Vgl. Schachtschneider 2013, S. 6ff.]. Die Produzenten des Netzstroms für den Verkehr sind durch den Emissionshandel somit zukünftig gezwungen, entweder die THG Emissionsgrenzwerte einzuhalten oder durch den Zukauf von Zertifikaten andere, klimafreundliche Technologien zu fördern. Die Lenkungswirkung des Emissionshandels hängt von den THG-Emissionsgrenzen in den Handelsrunden und der Höhe und Verwendung der Ausgleichszahlungen ab.

Dienstwagen-Besteuerung: In den letzten Jahren wurden in Deutschland weit über die Hälfte der Pkw-Neuzulassungen von Unternehmen, öffentlichen Einrichtungen und sog. freien Berufen als Firmenwagen durchgeführt [KBA 2013] (als Firmenwagen werden hier alle nicht privat zugelassenen Fahrzeuge bezeichnet, als Dienstwagen werden die Firmenwagen bezeichnet, die auch privat genutzt werden können). Ein Großteil der Firmenwagen steht den Arbeitnehmern auch privat zur Verfügung. Der ihnen daraus entstehende geldwerte Vorteil muss entweder pauschal mit 1 % des Anschaffungs-Listenpreises jeden Monat zum steuerpflichtigen Einkommen dazugerechnet oder anhand der tatsächlichen Kosten mittels eines

dann zu führenden Fahrtenbuches versteuert werden. Das Finanzwirtschaftliche Forschungsinstitut der Uni Köln sieht in seiner Studie "Steuerliche Behandlung von Firmenwagen in Deutschland" [Thöne, Diekmann, et al. 2011] einen Zusammenhang, der für die Arbeitnehmer vergleichsweise günstigen 1 %-Regelung und der Anschaffung größerer, klimaschädlicher Fahrzeuge. Laut Studie schafft diese Regelung damit Anreize zur Verlagerung des Mobilitätsverhaltens auf die Straße und zur übermäßigen privaten Nutzung, da die tatsächliche Fahrleistung bei der 1 %-Regel nicht besteuert wird. Für die Unternehmen wird die volle Absetzbarkeit der Anschaffungs- und Betriebsausgaben der Dienstwagen ebenfalls als falscher Anreiz gesehen [Vgl. Thöne, Diekmann, et al. 2011, S. 5f.]. Für die derzeit noch vergleichsweise teureren alternativen Antriebe würde die 1 %-Regel sogar einen Nachteil bedeuten, da mit höherem Listenpreis auch der zu versteuernde Privatanteil steigt. Der Gesetzgeber hat deshalb für BEV, REEV und PHEV eine Regelung erlassen, bei der die Batteriekosten dieser Fahrzeuge gestaffelt bis höchstens 10.000 EUR vom Anschaffungspreis abgezogen werden. Die Batteriekosten errechnen sich aus einem festen Kostensatz von 500 EUR/kWh (bis 31.12.2013) der dann jährlich um 50 EUR/kWh erniedrigt wird [Vgl. Bundesrat 2013, S. 16]. Eine Regelung für Brennstoffzellenfahrzeuge befindet sich noch in der Diskussion.

Kfz-Steuer: Mit der Zulassung eines Fahrzeugs zum Straßenverkehr muss der Fahrzeughalter in Deutschland für dieses eine Kfz-Steuer auf Jahresbasis entrichten. Die Kfz-Steuer bemisst sich bei Pkw mit einem Hubkolben-Verbrennungsmotor ab dem 01.07.2009 nach den CO₂-Emissionen und dem Hubraum. Für Ottomotoren werden 2,00 Euro je angefangene 100 cm³ Hubraum und für Dieselmotoren 9,50 Euro je angefangene 100 cm³ Hubraum bemessen. Hinzu kommt ein CO₂-abhängiger Steuerbetrag von 2,00 Euro je Gramm CO₂ pro Kilometer im NEFZ. Oberhalb eines steuerfreien Grenzwertes. Dieser liegt bis zum 31.12.2011 bei 120 g/km, ab dem 01.01.2012 bei 110 g/km und ab dem 01.01.2014 bei 95 g/km. Für Fahrzeuge die ausschließlich mit einem Elektromotor angetrieben werden, entfällt die Kfz-Steuer für 10 Jahre bei den Fahrzeugen, die zwischen dem 18.05.2011 und dem 31.12.2015 erstmals zugelassen werden und für 5 Jahre für Fahrzeuge, die zwischen dem 01.01.2016 und dem 31.12.2020 zugelassen werden [KraftStG 2012].

EU-Flottengrenzwerte: Im Vergleich zu dem Schadstoffausstoß von Kohlenstoffmonoxid (CO), Kohlenwasserstoffen (CmHn), Stickstoffoxiden (NOx) und Feinstaub, welcher seit Anfang der 1970er Jahren in der EU reguliert wird, galten für die CO₂-Emissionen von Pkw lange Zeit keine Grenzwerte [Vgl. Wansert 2012, S. 19.] Seit dem Jahr 1995 hat die europäische Kommission erstmals eine Strategie zur Minderung der CO₂-Emissionen im Pkw Verkehr angenommen. Diese beinhaltet (I) Die Selbstverpflichtung der Automobilhersteller zur Senkung der Emissionen (II) Bessere Informationen für die Verbraucher (III) Die Förderung von Fahrzeugen mit niedrigerem Kraftstoffverbrauch durch steuerliche Maßnahmen. Die in

Punkt (I) genannte Selbstverpflichtung wurde ab dem 01.01.2012 mit der Verordnung (EG) Nr. 443/2009 für alle Hersteller die in Europa Fahrzeuge verkaufen bindend [EU 2009d]. Durch die Verordnung werden Flottengrenzwerte neu zugelassener Pkw in der EU für jeden Hersteller definiert. Dieser herstellerspezifische Grenzwert hängt vom durchschnittlichen Gewicht der Neufahrzeugflotte und dem Durchschnittsgewicht der gesamten europäischen Neufahrzeugflotte ab. Der Durchschnittswert pro abgesetztes Fahrzeug liegt im Jahr 2015 bei 130 g CO₂/km. Dieser verringert sich bis 2020 auf 95 gCO₂/km. Pkw die weniger als 50 g CO₂/km emittieren werden mehrfach angerechnet. Diese Möglichkeit wird auch als Supercredits bezeichnet. Derzeit steht in der Verordnung eine Staffelung von 3,5 Fahrzeuge im Jahr 2012; 3,5 Fahrzeuge im Jahr 2013; 2,5 Fahrzeuge im Jahr 2014; 1,5 Fahrzeuge im Jahr 2015; 1 Fahrzeug ab 2016. Mit diesen Maßnahmen soll zum einen die Erhöhung der Effizienz konventioneller Fahrzeuge und zum anderen der Anteil von alternativen Antrieben in der europäischen Flotte erhöht werden. Bei Nichteinhaltung der Verordnung werden Strafzahlungen in Abhängigkeit der Zielverfehlung für die Automobilhersteller fällig [Vgl. Peters, Doll, et al. 2012, S.118ff.]. Die genaue Ausgestaltung der Verordnung und Umsetzung ist aktuell noch in der Diskussion. Auch die Wirkung der Verordnung auf die tatsächliche Einsparung an Energie und Treibhausgasen im Pkw Verkehr wird derzeit noch kritisch diskutiert.

Umweltprämie: Die Umweltprämie wurde in Deutschland als Teil des Konjunkturpaketes II für die Verschrottung eines Kraftfahrzeugs und die Neuzulassung eines Neu- bzw. Jahreswagens in Höhe von 2.500 EUR zwischen dem 14.01.2009 und dem 30.06.2010 gewährt. Die Umweltprämie sollte zum einen den durch die Finanzkrise rückläufigen Absatz von Pkw wieder beleben; zum anderen sollten alte Fahrzeuge mit einem hohen Verbrauch und hohen CO₂- und Schadstoffemissionen durch effizientere, schadstoffärmere Fahrzeuge ersetzt werden [BAFA 2009]. Das ifeu Institut aus Heidelberg kommt in seiner Studie "Umweltprämie und Umwelt – eine erste Bilanz" [Höpfner, Hanusch, et al. 2009] zu dem Schluss, dass durch die Umweltprämie vor allem ältere Fahrzeug, die sowieso kurz vor der Ersetzung standen ersetzt wurden. Diese Fahrzeuge unterlagen aufgrund ihres Alters noch keiner bzw. einer geringen Schadstoffregulierung. Die ersetzten Fahrzeuge wiesen eine signifikant bessere Energieeffizienz auf, mit deutlich verbesserten Schadstoffemissionen. Somit kann durch die Umweltprämie ein positiver Effekt auf die Umwelt durch den Betrieb der Fahrzeuge attestiert werden, wenngleich die Aufwendungen für die Herstellung und Entsorgung nicht bilanziert wurden [Höpfner, Hanusch, et al. 2009].

Kaufprämien: In Deutschland gibt es derzeit kein Instrument, was den Kauf von Elektrofahrzeugen finanziell bezuschusst. Generell wäre diese Förderung als Mehrwertsteuer Erlass oder als direkte Kaufprämie (ähnlich einer Umweltprämie) vorstellbar. In Europa sind Norwegen und Frankreich die populärsten Märkte mit einer Kaufprämie. In Frankreich wird der Kauf eines Fahrzeugs seit dem Jahr 2008 nach einem Bonus-Malus-System besteuert. Fahrzeug-

käufer die ein Auto mit einem CO₂-Ausstoss von weniger als 20 g CO₂/km anschaffen, bekommen den maximalen Bonus von 7.000 EUR. Dieser Bonus wird bis zu einer Emission von 110 g CO₂/km kontinuierlich geringer [ACEA 2013]. Fahrzeuge die über 135 g CO₂/km emittieren, werden mit einem Malus von 100 EUR belegt. Dieser Malus wird gestaffelt größer und beträgt ab 231 g CO₂/km schon 6.000 EUR. In Norwegen wird der Kauf eines Elektrofahrzeugs mit dem Erlass der Mehrwertsteuer von 25 % belohnt. Außerdem entfallen die sonst üblichen Einfuhrsteuern von Pkw bei Elektrofahrzeugen [GTAI 2012]. Beim Kauf eines VW e-up beträgt der Prämienvorteil zwischen Norwegen und Deutschland in Summe über 9.000 EUR [Schwarzer 2013]. Während der Kaufprämie in Norwegen eine große Wirkung auf den Absatz von Elektrofahrzeugen zugesprochen wird, ist ihre Wirkung in Frankreich jedoch noch sehr gering. Hier sind zukünftig weitere Forschungen wünschenswert.

Maut- und Parkgebühren: In Deutschland existiert bislang keine Regelung, die Elektrofahrzeuge generell von Parkgebühren befreit. In Stuttgart können Besitzer von Elektrofahrzeugen aber einen Sonderparkausweis beantragen, der das gebührenfreie parken im gesamten Stadtgebiet ermöglicht. In London entfällt für Elektrofahrzeuge die sogenannte "London congestion charge" eine Innenstadtmaut mit einer Tagesgebühr von 10 GBP [IEA 2013]. Eine weitere Möglichkeiten zur Förderung von Elektrofahrzeugen besteht in der Nutzung von Sonderfahrspuren, auf die hier nicht näher eingegangen wird.

ZEV-Gesetzgebung: Die ZEV-Gesetzgebung (Zero Emission Vehicles: ZEV) hat ihren Ursprung im US-Bundesstaat Kalifornien. Das ZEV-Mandat aus dem Jahr 1990, wonach 10 % aller Personenwagen (rund 200.000 Stück) ab 2003 Nullemissionsfahrzeuge sein sollten, wird heute als Initialzündung der neueren Entwicklung von alternativen Antrieben gesehen. Als Reaktion auf das Gesetz haben bis Ende der 1990er Jahre alle großen OEM die Entwicklung von Batteriefahrzeugen vorangetrieben, welche danach durch die Entwicklung der aussichtsreicher erscheinenden Brennstoffzellenfahrzeuge ersetzt wurde [Vgl. Braess and Seiffert 2011, S. 112.]. Mittlerweile wurde das ursprüngliche Gesetz immer weiter verändert. So hat sich die kalifornische Behörde bereit erklärt, ein Punktesystem für emissionsarme Fahrzeuge einzuführen, weil sich das ursprüngliche quantitative Ziel als unerreichbar herausgestellt hat. In der aktuellen ZEV-Gesetzgebung errechnet sich der verbindliche Zielwert für die Absatzmenge von ZEV-Fahrzeugen eines Herstellers aus dem durchschnittlichen Absatz von konventionellen Fahrzeugen, multipliziert mit einem über die Jahre ansteigenden ZEV-Prozentsatz. Die Produktion und der Verkauf von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben wird mit so genannten ZEV-Credits belohnt. Diese ZEV-Credits werden einem Konto gutgeschrieben und verhindern bei einer entsprechenden Höhe Strafzahlungen des Herstellers an die Regierung [Vgl. Wansert 2012]. Aufgrund ihres Vorbildcharakters wurde die ZEV-Gesetzgebung bereits in 12 weiteren US-Bundesstaaten implementiert [Vgl. Wallentowitz, Freialdenhoven, et al. (2010), S. 20.].

Zusammenfassung

In der zusammenfassenden Analyse der untersuchten Instrumente fällt auf, dass eine Vielzahl der Instrumente auf den Endkunden (Fahrzeugkäufer und Fahrer) ausgerichtet sind. Die Anbieter von Fahrzeugen und Kraftstoffen werden bei den meisten Instrumenten bestenfalls indirekt zu Handelnden. Die direkt auf die Anbieter wirkenden Instrumente wie die Beimischung von Biokraftstoffen, die EU-Flottengrenzwerte und die ZEV-Gesetzgebung zwingt die Anbieter jedoch zu einem direkten Handeln auf das jeweilige Instrument. Die Verwendung von erneuerbaren Energien im Verkehr wird bis auf die Gesetze zur Beimischung von Biokraftstoffen, in keinen der bisher in Deutschland installierten und hier diskutierten Instrumente forciert. Neben der hier verwendeten Einteilung der Instrumente in direkte und indirekte Wirkung auf Endkunden und Anbieter, erscheint eine Gliederung der Instrumente in die Kategorien (I) Forschung und Entwicklung (II) Verkauf und (III) Fahrzeugbetrieb für weitere Forschungen von Interesse.

Um aus den hier aufgezeigten Ansätzen Empfehlungen für eine zukünftige Förderpolitik zu geben, können die vorgestellten Instrumente nach Enzensberger und Wietschel (2003) [Enzensberger und Wietschel 2003] in zukünftigen Forschungen nach den Bewertungskriterien (I) Effektivität (II) Effizienz und (III) Praktikabilität bewertet werden. Ein Effektives Instrument würde z.B. die Anzahl von zusätzlich abgesetzten Elektrofahrzeugen oder die Menge der durch das Instrument vermiedenen CO₂-Emissionen messen. Mit dem Kriterium der Effizienz könnte man dann ermitteln, mit welchen Instrumenten diese Ziele am effizientesten, d.h. mit den geringsten Mitteleinsätzen erreicht werden können. Letztendlich muss der Einsatz möglicher Förderinstrumente auf ihre politische und gesellschaftliche Praktikabilität und Akzeptanz geprüft werden. So könnten Instrumente die zu viel administrativen Aufwand bedeuten durch Ablehnung der Stakeholder sogar einen gegenteiligen Effekt verstärken, der bis zur Technologievermeidung gehen kann.

3 Angebot an Erneuerbaren Energien

Für eine Abschätzung des Angebots an erneuerbaren Energien werden zunächst die verschiedenen relevanten technischen Optionen für Kraftstoffe aus Biomasse und Strom charakterisiert und in übersichtlichen Steckbriefen zusammengefasst. Anschließend werden die entsprechenden Mengenpotenziale für Biokraftstoffe und strombasierte Kraftstoffe ermittelt.

3.1 Charakteristika und Entwicklungspotenziale relevanter erneuerbarer Kraftstoffe

3.1.1 Steckbriefe von biomassebasierten Kraftstoffen

Biokraftstoffe sind bereits in signifikanten Mengen am Markt verfügbar (vgl. Abbildung 9). Die wichtigsten Biokraftstoffe sind Bioethanol, welches v. a. aus zucker- und stärkehaltigen Pflanzenteilen hergestellt wird, sowie Biodiesel, welcher v. a. aus öl- und fetthaltigen Früchten und Saaten produziert wird. Mit Biodiesel wird traditionell FAME (Fatty Acid Methyl Ester = mit Methanol ver- bzw. umgeesterte Pflanzenöle) bezeichnet sowie in zunehmendem Maß auch HVO bzw. HEFA (Hydrotreated Vegetable Oil bzw. Hydrotreated Esters and Fatty Acids = mit Wasserstoff (hydro-) behandelte biogene Öle, Ester und Fettsäuren). In Deutschland spielt zudem reines Pflanzenöl als Kraftstoff eine, wenn auch derzeit stark abnehmende, Rolle. Die Produktionstechniken für Biokraftstoffe dieser heutigen Generation sind ausgereift und etabliert. Bei der Produktion von Biokraftstoffen der heutigen Generation auf pflanzlicher Basis fallen Koppelprodukte an, die beispielsweise als Tierfutter, in der chemischen Industrie, als Düngemittel oder zur weiteren Energieerzeugung dienen können. Biodiesel, Pflanzenöl und Bioethanol können grundsätzlich als reine und (zu fossilen) beigemischte Kraftstoffe eingesetzt werden, wobei sich die fahrzeugtechnischen Anforderungen derzeit und zukünftig stark unterscheiden können.

Als Biokraftstoffe der zukünftigen Generation werden zum einen Biokraftstoffe bezeichnet deren Technologie zur Herstellung zwar theoretisch verfügbar ist, die jedoch, z. B. aus ökonomischen Gründen, derzeit noch nicht kommerziell produziert werden. Zum anderen gehören zu den Biokraftstoffen der zukünftigen Generation solche, deren Technologie zur Herstellung noch nicht ausgereift ist und weiter entwickelt wird.

Sowohl heutige als auch zukünftige Biokraftstoffe können neben der hauptsächlich eingesetzten land- (und forst-)wirtschaftlichen Anbaubiomasse auch aus Abfällen oder so genannten Reststoffen produziert werden.

Die jeweils geeignete Biomasse wird zunächst aufbereitet und anschließend über drei verschiedene Konversionsrouten zu Biokraftstoffen umgewandelt:

- Physikalisch-chemische Konversion: Bereitstellung flüssiger Biokraftstoffe anhand physikalischer Verfahren sowie chemischer Reaktionen unter milden Bedingungen.
- Biochemische Konversion: Umwandlung biogener Energieträger über den gezielten Einsatz von Mikroorganismen.
- Thermo-chemische Konversion: Umwandlung biogener Energieträger unter dem Einfluss von Wärme in gasförmige und/oder flüssige Sekundärenergieträger.

In Abhängigkeit vom zu erzeugenden Biokraftstoff und der eingesetzten Biomasse können mehrere Produktionsrouten mit z. T. verschiedenen Konversionspfaden zum Einsatz kommen. Die möglichen Konversionsrouten mit den entsprechenden Biokraftstoffoptionen als Hauptprodukt ist in Abbildung vereinfacht dargestellt.

Biokraftstoffe, wie auch andere alternative Kraftstoffe und Energieträger für den Verkehr, unterscheiden sich anhand technischer, ökologischer und ökonomischer Kriterien. In Abhängigkeit von der Zielsetzung und den Rahmenbedingungen können diese als Bewertungskriterien herangezogen werden.

Bei der **technischen Bewertung** stehen die Konversionsverfahren und deren Stand der Technik (ggf. bereits kommerzieller Anlagenbestand vorhanden) sowie der bestehende Forschungs- und Entwicklungsbedarf im Fokus. Diese können sich wiederum für unterschiedliche Rohstoffgruppen und Substrate unterscheiden. Zudem ist die Eignung des Energieträgers für die Nutzung in der vorhandenen Distributions-, Tank- und Fahrzeuginfrastruktur technisch zu bewerten.

Die Stoffströme über die gesamte Bereitstellungskette sind wesentlich für die **ökologische Bewertung** des Energieträgers. Die Vermeidung von Treibhausgas(THG)-Emissionen im Vergleich zur fossilen Referenz ist bereits ein rechtswirksames Kriterium im Rahmen der Biokraft-NachV (Deutschland) bzw. der RED und FQD (EU) für den im Straßen- und Schienenverkehr genutzten Otto- und Dieselmotorkraftstoff (vgl. Kapitel 0).

Im Rahmen der **ökonomischen Bewertung** von Bereitstellungskonzepten für Energieträger werden u. a. deren Gestehungskosten auf betriebswirtschaftlicher Ebene (frei Anlage) ermittelt. Falls bisherige Energieträger nicht ohne weitere Anpassungen direkt im System substituiert werden können, sind vorzugsweise die Bereitstellungskosten auf volkswirtschaftlicher Ebene (frei Verbraucher) zu betrachten. Eine mögliche Kombination der ökologischen und ökonomischen Bewertung sind Treibhausgasvermeidungskosten.

Biomasse als regenerativer Rohstoff steht mit einem begrenzten Potenzial (je Zeiteinheit) zur Verfügung was zahlreiche Nutzungskonkurrenzen bewirkt, hinsichtlich der:

- Flächen (Naturschutz, Siedlung/Infrastruktur, Land-/Forstwirtschaft etc.),
- Rohstoffe (als Nahrungs- und Futtermittel; als Baustoff, Rohstoff für Chemieindustrie o.ä.; sonstige energetische Nutzung, z. B. Wärme, KWK),
- Produkte (stationäre und mobile Nutzung, zwischen den einzelnen Verkehrssektoren sowie Verkehrsträgern).

Eine umfassende Bewertung der Produktion und Nutzung von Biokraftstoffen beinhaltet zudem **soziale Effekte**.

In Abhängigkeit von zahlreichen variablen Annahmen (z. B. Nebenprodukte) und Prozessparametern (z. B. Bereitstellung von Prozessenergie, Roh- und Hilfsstoffen, Konversionstechnologie) schwanken die Kennzahlen der Bewertungskriterien (z. B. THG-Emissionen, Gesteigungskosten). In den Steckbriefen sind lediglich Bandbreiten angegeben. Die Annahmen die den Berechnungen der einzelnen Szenarien zugrunde liegen, können den angegebenen Quellen entnommen werden.

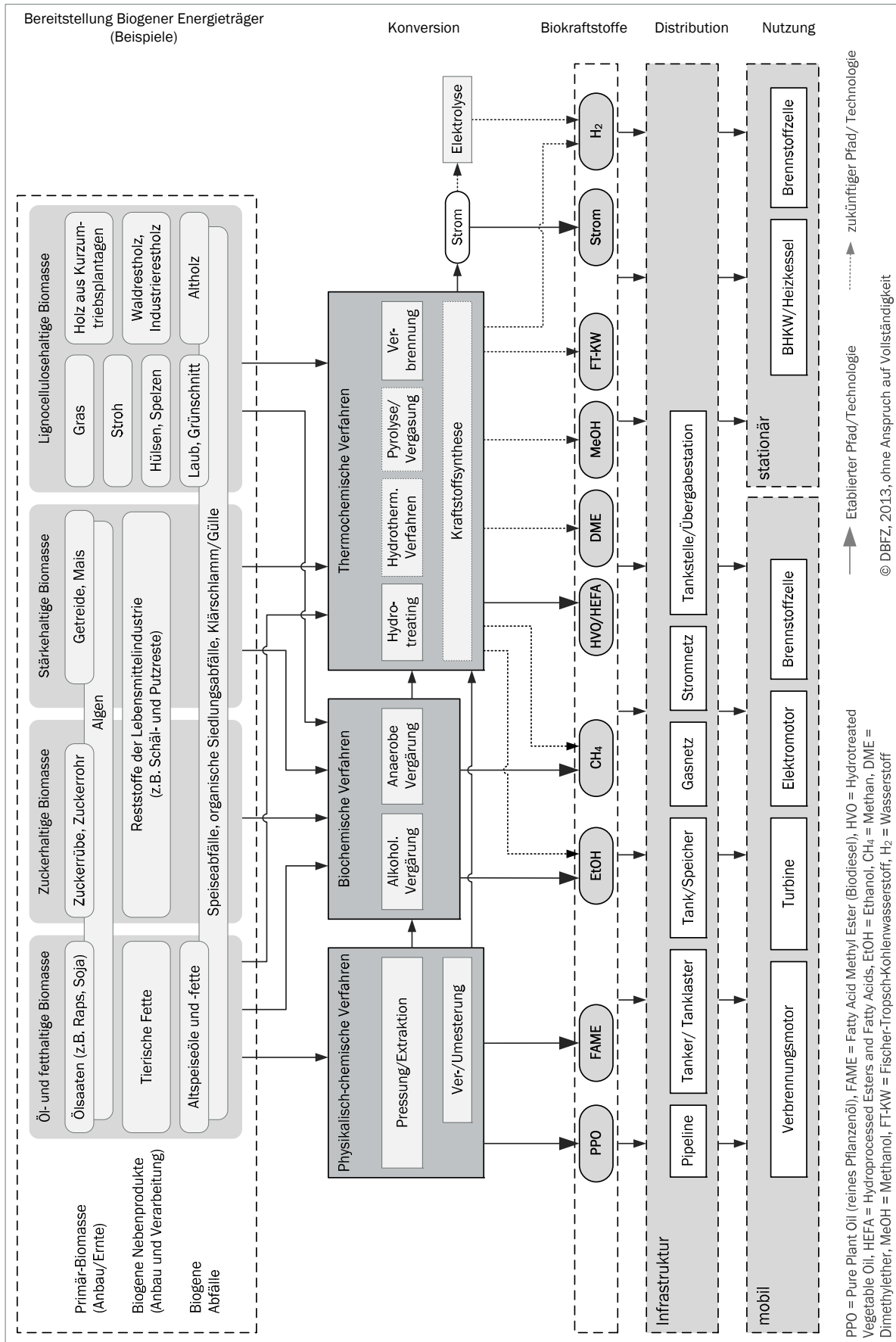


Abbildung 10: Schematische Darstellung der Bereitstellungs- und Nutzungspfade einzelner Biokraftstoffoptionen (© DBFZ)

Biokraftstoffe, die auf Europäische (RED, FQD) bzw. nationale Ziele (Biokraftstoffquote) angerechnet werden, müssen entsprechend der Biokraftstoffnachhaltigkeitsverordnung [Biokraft-NachV 2009] Vorgaben bezüglich ihrer nachhaltigen Bereitstellung erfüllen. Der Nachweis darüber wird im Rahmen der Zertifizierung der Biokraftstoffe erbracht. Ein wesentliches Kriterium ist die Minderung von Treibhausgasemissionen (THG) über die gesamte Bereitstellungs- und Nutzungskette gegenüber fossilen Kraftstoffen (Benzin- und Dieselmotorkraftstoff). In Abhängigkeit von zahlreichen Parametern und Randbedingungen können die realen Treibhausgasemissionen für die Bereitstellung von Biokraftstoffen innerhalb einer signifikanten Breite streuen. Auf Basis eigener (überwiegend veröffentlichter) Daten sind diese Bandbreiten in Abbildung den Typischen Werten der Biokraft-NachV gegenübergestellt.

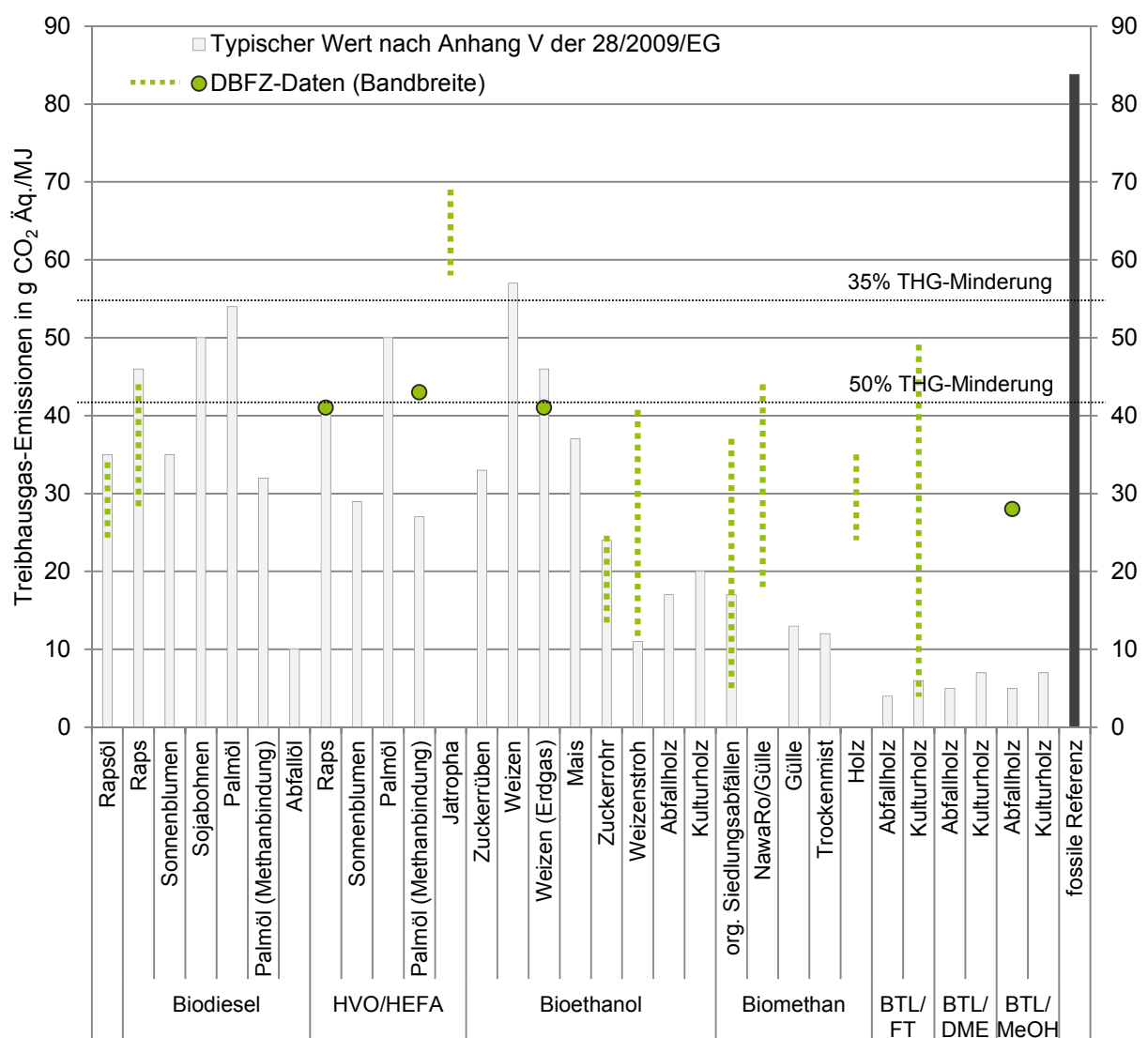


Abbildung 11: Gegenüberstellung von Typischen Werten des Anhang V 28/2009/EG von Treibhausgasemissionen und Ergebnissen ausgewählter Bereitstellungsrouten für Biokraftstoffe ([Biokraft-NachV 2009], DBFZ-Daten auf Basis von [Gröngröft u.a. 2014; KACELLE 2014; Majer & Gröngröft 2010; Müller-Langer u.a. 2009; Majer & Oehmichen 2010; Oehmichen 2014; Perimenis u.a. 2010; Rönsch u.a. 2009; Thrän u.a. 2011], © DBFZ)

Derzeit müssen Biokraftstoffe eine Minderung von mindestens 35 % erreichen, ab 2017 von mindestens 50 %. In den Europäischen Richtlinien (RED, FQD) sowie der deutschen Biokraft-NachV sind Typische Werte und Standardwerte von THG-Emissionen definiert für heutige und zukünftige Biokraftstoffoptionen (nach Biokraftstoffart, Rohstoff, und z. T. technischen Spezifikationen der Produktion). Die Standardwerte beinhalten einen etwa 40 % höheren Wert für die Verarbeitung, d. h. den Produktionsprozess des Biokraftstoffs, als der Typische Wert, die Annahmen für den Anbau der Biomasse sowie den Transport und Vertrieb sind identisch.

Im Folgenden sind ausgewählte Optionen heutiger und zukünftiger Biokraftstoffe in kurzen Steckbriefen beschrieben.

Weiter führende Möglichkeiten wie beispielsweise Kraftstoffe aus Algen bzw. mittels Bakterien sind im Rahmen eines absehbaren Zeithorizontes nicht im kommerziellen Maßstab zu erwarten und werden daher in dieser Studie nicht näher betrachtet.

Pflanzenöl			
Rohstoffbasis	Rapssaat, Sonnenblumensaat		
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Dezentral	Zentral	
	mechanische Pressung, 2-stufige Filtration	mechanische Pressung und Lösungsmittlextraktion, mehrstufige Raffination	
Produkte	Kraftstoff Pflanzenöl: 340 kg/t Rapssaat	Kraftstoff Pflanzenöl: 400 kg/t Rapssaat	
	Presskuchen (Futtermittel): 660 kg/t Rapssaat	Extraktionsschrot (Futtermittel): 540kg/t Rapssaat	
Stand der Technik/ Einschätzung Etablierung	Kommerzielle Produktion, stark abnehmende Bedeutung seit Wegfall der Steuervorteile für Pflanzenöl als Kraftstoff in Deutschland		
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	v. a. im Rahmen der motorischen Verwendung, z. B. Entwicklung geeigneter Abgasnachbehandlungssysteme		
THG-Emissionen	24-34 kg CO ₂ -Äq./MJ [Majer & Oehmichen 2010]		
	Typischer Wert und Standardwert laut RED und Biokraft-NachV in g CO ₂ Äq./MJ		
		Typischer Wert	Standardwert
	Rapsöl	35	36
Kosten	ca. 750 €/t Rapsöl (roh), 830 €/t Rapsöl (Raffinat) ² [AMI]		
relevante Umweltwirkungen	Keine Ökotoxizität (biologisch abbaubar)		
Kraftstoffspezifikation	Rapsölkraftstoff: DIN 51605 Deutlich höhere Viskosität im Vergleich zu Dieselöl nach EN 590		
Motoreignung	Nutzung v.a. in Landmaschinen und BHKWs mit expliziter Herstellerfreigabe, motorische Anpassungen nötig		
Kompatibilität Infrastruktur	Meist dezentrale Erzeugung und Vertrieb in der Landwirtschaft, Nutzung in Landmaschinen und BHKWs, Ausweitung auf LKW, Schiene und Schiff denkbar		
Anlagenkapazitäten	bis zu 3.000 t/a Rapsöl (114.000 GJ/a)	bis zu 1,1 Mio. t/a Rapsöl (41,8 Mio. GJ/a)	
Anlagenbestand (Deutschland)	585 Anlagen in 2007, davon 241 in 2013 in Betrieb [Haas & Remmele 2013]	ca. 12 Anlagen [OVID]	

² fob Ölmühle, Stand: Dez. 2013

Biodiesel (FAME)																
Rohstoffbasis	Öl- und fetthaltige Anbaubiomasse sowie Abfall- und Reststoffe (z.B. Ölsaaten wie Raps (RME), Soja (SME), Palmfrucht (PME) sowie Altspeiseöle und -fette (UCOME)); Methanol: ca. 120 kg/t Biodiesel (Raps)															
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Ölmühle, Rohölraffination, Umesterung, Glycerinabscheidung und -aufbereitung, Methylesterwäsche, Methylestertrocknung															
Stoffströme bei einer Biodiesel (RME) -Anlage (Beispiel auf Basis von [Majer & Oehmichen 2010])	Input: 310.000 t/a Rapssaat 13.000 t/a Methanol Output: 120.000 t/a Biodiesel (Rapsmethylester = RME) 180.000 t/a Rapsextraktionsschrot (Futtermittel): 12.500 t/a Glycerin															
Stand der Technik/ Einschätzung Etablierung	Kommerzielle Produktion sowohl in zentralen als auch dezentralen Anlagen, Laboranlagen für nicht katalysierte überkritische Prozessführung															
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Entwicklung Multifeedstockanlagen, Optimierung Katalysatoreinsatz, Verbesserung der Trennverfahren von Produkt und Koppelprodukt															
THG-Emissionen	37 g CO ₂ Äq./MJ Biodiesel (Raps) [Oehmichen 2014] Typischer Wert und Standardwert laut RED und Biokraft-NachV in g CO ₂ Äq./MJ <table border="1" data-bbox="571 1048 1203 1218"> <thead> <tr> <th></th> <th>Typischer Wert</th> <th>Standardwert</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>RME</td> <td>46</td> <td>52</td> </tr> <tr> <td>SME</td> <td>50</td> <td>58</td> </tr> <tr> <td>PME</td> <td>54</td> <td>68</td> </tr> <tr> <td>UCOME</td> <td>10</td> <td>14</td> </tr> </tbody> </table>		Typischer Wert	Standardwert	RME	46	52	SME	50	58	PME	54	68	UCOME	10	14
	Typischer Wert	Standardwert														
RME	46	52														
SME	50	58														
PME	54	68														
UCOME	10	14														
Kosten	Biodiesel (Raps): 21 €/GJ [Zeymer 2014]															
Kraftstoffspezifikation	Biodiesel als Reinkraftstoff: EN 14214 (EU), ASTM D6751 (USA), Biodiesel als Beimischkraftstoff bis 7%: EN 590 (EU), ASTM D975 (USA)															
Motoreignung und Kompatibilität Infrastruktur	Reinkraftstoff (B100) v.a. im Nutzfahrzeugbereich (Herstellerefreigabe bzw. motorische Anpassungen erforderlich), als Beimischkomponente (B7) im fossilen Kraftstoff															
Anlagenkapazitäten	500 t/a (Kleinanlagen) bis zu 650.000 t/a (Industrieanlagen)															
Anlagenbestand	Deutschland: > 50 Anlagen (entspricht ca. 5 Mio. t/a, zahlreiche außer Betrieb), weltweit: > 1.000 Anlagen (entspricht > 60 Mio. t/a) [Naumann u.a. 2014]															

Hydrotreated Öle und Fettsäuren bzw. Ester (HVO/HEFA) ³

Rohstoffbasis	Öl- und fetthaltige Anbaubiomasse sowie Abfall- und Reststoffe		
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Ölgewinnung und -raffination, Hydrotreating, Rektifikation; Stand-Alone-Anlagen oder Co-Processing in bestehenden Raffinerien möglich; Produkte: paraffinische Kohlenwasserstoffe		
Stoffströme bei einer HVO (Diesel) -Anlage (Beispiel auf Basis von [Nikander 2008])	Input:	950.000 t/a Pflanzenöl (Raffinat) 34.000 t/a Wasserstoff	
	Output:	800.000 t/a HVO-Diesel 60.000 t/a Brenngas 20.000 t/a flüssige Nebenprodukte	
Stand der Technik	kommerzielle Anlagen in Betrieb		
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Erweiterung der Rohstoffbasis (z.B. Tallöl, Algenöl, Pyrolyseöl), Prozessoptimierung hinsichtlich Netto-Wasserstoffverbrauch		
THG-Emissionen	41 g CO ₂ -Äq./MJ HVO (Raps) – 43 g CO ₂ -Äq./MJ HVO (Palm) [Oehmichen 2014], 58-70 g CO ₂ -Äq./MJ HEFA (Kerosin) [Gröngröft u.a. 2014]		
	Typischer Wert und Standardwert laut RED und Biokraft-NachV in g CO ₂ -Äq./MJ		
		Typischer Wert	Standardwert
	Hydriertes Rapsöl	41	44
	Hydriertes Sonnenblumenöl	29	32
	Hydriertes Palmöl	50	62
Kosten	26 €/GJ HVO (Palm) – 29 €/GJ HVO (Raps) [Zeymer 2014]		
Kraftstoffspezifikation	HVO/HEFA: höhere Cetanzahl, geringere Schmierfähigkeit, sauerstoff- und schwefelfrei, Beimischung zu konventionellem Diesel (ASTM D975, EN 590), im Luftverkehr bisher Gemische bis 50 % vol. HVO/HEFA in Testflügen (Jet Fuel: ASTM D7566)		
Motoreignung	keine Anpassungen von Motoren nötig		
Kompatibilität Infrastruktur	Kompatibel zu bestehenden Infrastrukturen; Herstellung von Diesel-, Kerosin- und Ottokraftstoffe zur Nutzung in Straßenverkehr, Luft- und Schifffahrt		
Anlagenkapazitäten	170.000 – 800.000 t/a Gesamtprodukte		
Anlagenbestand	weltweit: >10 Anlagen (entspricht ca. 2,3 Mio. t/a) [Naumann u.a. 2014]		

³ HVO=Hydrotreated Vegetable Oils; HEFA: Hydroprocessed Esters and Fatty Acids

Bioethanol (Zucker & Stärke)																				
Rohstoffbasis	Zuckerhaltige Anbaubiomasse (z.B. Zuckerrübe, Zuckerrohr) sowie Abfall- und Reststoffe (z.B. Melasse)	stärkehaltige Anbaubiomasse (z.B. Weizen, Roggen, Mais) sowie Abfall- und Reststoffe (z.B. Lebensmittelproduktion)																		
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Zerkleinerung, Vergärung mittels Hefen, Destillation, Schlempeverwertung (z. B. Trocknung zu DDGS, Vergärung zu Biogas)	Analog, zuzüglich enzymatische Verzuckerung vor Vergärung																		
Produkte	Kraftstoff Bioethanol: 85 kg/t Zuckerrübe Rübenschnitzel (90 % TS): 50 kg/t Zuckerrübe Vinasse (65 % TS, Futtermittel): 45 kg/t Zuckerrübe Bioethanol: 68 kg/t Zuckerrohr Bagasse: 280 kg/t Zuckerrohr Vinasse	Kraftstoff Bioethanol: 300 kg/t Getreide DDGS (Futtermittel): 370 kg/t Getreide ggfs. Biogas, CO ₂																		
Stand der Technik	Kommerzielle Anlagen in Betrieb																			
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Optimierungen möglich bei: Prozessintegration, Energiebilanz, Schlempeverwertung																			
THG-Emissionen	13,1 -24,6 g CO ₂ -Äq./MJ Ethanol (Zuckerrohr) [Perimenis u.a. 2010]	28 g CO ₂ -Äq./MJ Ethanol (Triticale mit Schlempevergärung) bis 41 g CO ₂ Äq./MJ Ethanol (Weizen) [Oehmichen 2014]																		
	Typischer Wert (TW) und Standardwert (SW) laut RED und Biokraft-NachV in g CO ₂ -Äq./MJ																			
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>TW</th> <th>SW</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ethanol (Zuckerrüben)</td> <td>33</td> <td>40</td> </tr> <tr> <td>Ethanol (Zuckerrohr)</td> <td>24</td> <td>24</td> </tr> </tbody> </table>		TW	SW	Ethanol (Zuckerrüben)	33	40	Ethanol (Zuckerrohr)	24	24	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>TW</th> <th>SW</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ethanol (Weizen)</td> <td>26-57</td> <td>26-70</td> </tr> <tr> <td>Ethanol (Mais/EU)</td> <td>37</td> <td>43</td> </tr> </tbody> </table>		TW	SW	Ethanol (Weizen)	26-57	26-70	Ethanol (Mais/EU)	37	43
	TW	SW																		
Ethanol (Zuckerrüben)	33	40																		
Ethanol (Zuckerrohr)	24	24																		
	TW	SW																		
Ethanol (Weizen)	26-57	26-70																		
Ethanol (Mais/EU)	37	43																		
Kosten	13,2 €/GJ Ethanol (Zuckerrohr) [Perimenis u.a. 2010]	32 €/GJ Ethanol (Weizen) bis 36 €/GJ Ethanol (Triticale mit Schlempevergärung) [Zeymer 2014]																		
Kraftstoffspezifikation	DIN EN 51625 (Ethanolkraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren), DIN EN 15376 (Ethanol als Blendkomponente in Ottokraftstoff), DIN EN 228 (Unverbleite Ottokraftstoffe)																			
Motoreignung	Einsatz in Ottomotoren als Beimischung (bis 85 % = E85) zu Benzin, bei > 20 % Ethanol werden motorische Anpassungen notwendig; Einsatz in Dieselmotoren möglich aber ungebräuchlich																			
Kompatibilität Infrastruktur	bis mind. E10 weitgehend kompatibel mit bestehender Infrastruktur																			
Anlagenkapazitäten	40.000 bis 480.000 t/a Ethanol																			
Anlagenbestand	Deutschland: 8 Anlagen (entspricht ca. 1 Mio. t/a), weltweit: >1.800 Anlagen (entspricht >100 Mio. t/a) [Naumann u.a. 2014]																			

Bioethanol (Lignozellulose)													
Rohstoffbasis	Weizenstroh (insb. EU), Maisstroh (insb. USA) sowie weitere Arten Getreidestroh; Bagasse, Holz, leere Palmenfruchtbündel, Garten- und Haushaltsabfälle möglich												
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Mechanische und hydrothermale Vorbehandlung zur Aufspaltung der Lignozellulose, enzymatische Hydrolyse der Zellulose zu sechswertigen Zuckern (Hexosen), Vergärung der Hexosen zu Bioethanol (Vergärung der Pentosen aus Hemizellulose möglich), Destillation und Absolutierung												
Stoffströme einer Anlage zur Produktion von Bioethanol aus Stroh (Beispielkonzept auf Basis von [Inbicon 2009])	Input: 30.000 t/a Stroh Output: 4.300 t/a Bioethanol 13.000 t/a Lignin pellets 11.100 t/a C5 Molasse (Futtermittel)												
Stand der Technik	Funktionsfähigkeit der Technologie wurde in Demonstrationsanlagen nachgewiesen. Kommerzielle Anlagen sind in Bau/Planung												
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Upscaling von Rohstoffaufschluss; Pentosennutzung: Vergärung zu Ethanol oder anderweitige Verwendung; Ligninnutzung: Alternativen zur Verbrennung; Enzymentwicklung für Verzuckerung												
THG-Emissionen	11-41 g CO ₂ -Äq./MJ [KACELLE 2014]												
	Typischer Wert und Standardwert laut RED und Biokraft-NachV in g CO ₂ -Äq./MJ <table border="1" data-bbox="568 1267 1355 1422"> <thead> <tr> <th></th> <th>Typischer Wert</th> <th>Standardwert</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ethanol aus Weizenstroh</td> <td>11</td> <td>13</td> </tr> <tr> <td>Ethanol aus Abfallholz</td> <td>17</td> <td>22</td> </tr> <tr> <td>Ethanol aus Kulturholz</td> <td>20</td> <td>25</td> </tr> </tbody> </table>		Typischer Wert	Standardwert	Ethanol aus Weizenstroh	11	13	Ethanol aus Abfallholz	17	22	Ethanol aus Kulturholz	20	25
	Typischer Wert	Standardwert											
Ethanol aus Weizenstroh	11	13											
Ethanol aus Abfallholz	17	22											
Ethanol aus Kulturholz	20	25											
Kosten	18-39 €/GJ [KACELLE 2014]												
Kraftstoffspezifikation, Motoreignung & Kompatibilität Infrastruktur	analog Bioethanol aus Zucker und Stärke												
Anlagenkapazitäten	ca. 4.000 t/a als Demonstrationsanlage (s. o.) bis zu 60.000 t/a als kommerzielle Anlage												
Anlagenbestand	Demonstrationsanlagen in Europa in DE, DK, IT und ES Kommerzielle Anlagen in Bau/Planung in DK und IT sowie in den USA												

Biomethan aus Biogas													
Rohstoffbasis	Tierische Exkremente (z.B. Gülle, Festmist); zucker- (maßgeblich Zuckerrübe) und stärkehaltige Pflanzen/-teile (z.B. Mais-, Getreide); Abfälle aus der Lebensmittelbe- und -verarbeitenden Industrie; kommunale Abfälle												
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Silierung (bei Energiepflanzen), Hydrolyse (optional), Fermentation, Schwefelrohabtrennung, Rohgastrocknung, Schwefelfeinabtrennung, CO ₂ -Abtrennung, Trocknung, Gaskonditionierung (Zugabe von Propan, Butan), Verdichtung												
Stoffströme einer Anlage zur Produktion von Biomethan (Beispielkonzept auf Basis von [Fischer & Szomszed 2013])	<p>Input: 32.000 t/a Ganzpflanzensilage 4.500 t/a Energie-Getreidekorn 4.400 Tierexkremente (Gülle)</p> <p>Output: ca. 4.400 Mio. Nm³/a Biomethan (Qualität Erdgas H) Gärrest (Düngemittel)</p>												
Stand der Technik	Kommerzielle Anlagen in Betrieb												
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Optimierung für Lignozellulosebiomasse als Cosubstrat, Optimierung Verweilzeit und Methanausbeute, Optimierung CO ₂ -Abtrennung;												
THG-Emissionen	<p>Biomethan aus Bioabfall: 5-29 g CO₂-Äq./MJ [Thrän u.a. 2011] bzw. 37 g CO₂-Äq./MJ [Oehmichen 2014] Biomethan aus Nawaro/Gülle: 34-40 g CO₂-Äq./MJ [Müller-Langer u.a. 2009] bzw. 18-44 g CO₂-Äq./MJ [Thrän u.a. 2011]</p> <p>Typischer Wert (TW) und Standardwert (SW) laut RED und Biokraft-NachV in g CO₂-Äq./MJ</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>TW</th> <th>SW</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Biomethan aus org. Siedlungsabfall</td> <td>17</td> <td>23</td> </tr> <tr> <td>Biomethan aus Gülle</td> <td>13</td> <td>16</td> </tr> <tr> <td>Biomethan aus Trockenmist</td> <td>12</td> <td>15</td> </tr> </tbody> </table>		TW	SW	Biomethan aus org. Siedlungsabfall	17	23	Biomethan aus Gülle	13	16	Biomethan aus Trockenmist	12	15
	TW	SW											
Biomethan aus org. Siedlungsabfall	17	23											
Biomethan aus Gülle	13	16											
Biomethan aus Trockenmist	12	15											
Kosten	Biomethan aus Bioabfall: ca. 14 €/GJ [Zeymer 2014], Biomethan aus Nawaro/Gülle: ca. 30 €/GJ [Müller-Langer u.a. 2009]												
Kraftstoffspezifikation	DIN 51624 - Kraftstoffnorm für Erdgas, CEN/TC 408 - Vorbereitung der Norm für die Nutzung von Biomethan als Kraftstoff												
Motoreignung, Kompatibilität Infrastruktur	Verteilung und Nutzung über vorhandene Erdgasinfrastruktur/-motoren												
Anlagenkapazitäten	Deutschland: 2 bis 24 Mio. Nm ³ /a												
Anlagenbestand	<p>umfangreiche Anlagenkapazitäten in Deutschland (überwiegend auf Basis von nachwachsenden Rohstoffen) sowie USA (Deponiegas), weiterhin u.a. in Schweden und der Schweiz (Klärschlamm, Bioabfall), wobei anteilige Nutzung als Kraftstoff variiert,</p> <p>Einspeisekapazität in Deutschland 2012 (bei Nennlast): ca. 650 Mio. Nm³ Biomethan (7,1 TWh), erwarteter Kapazitätszubau 2013 um etwa 30 % [DBFZ u.a. 2013];</p> <p>Produktionskapazität weltweit (inkl. Deponiegas, Klärschlamm- und Bioabfallvergärung): ca. 1.600 Mio. m³/a [Naumann u.a. 2014]</p>												

Biomethan aus Synthesegas (Bio-SNG)

Rohstoffbasis	Holz- und Halmgutartige Biomasse (insbes. Waldrestholz, KUP, Stroh)
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Biomassezerkleinerung, Biomassetrocknung, Vergasung der Biomasse, Gasreinigung, Gaskonditionierung, Methanisierung (Synthese), CO ₂ -Abtrennung und Gastrocknung, ggf. Konditionierung (Propanzugabe) für Einspeisung in Erdgasnetz
Produkte	SNG mit analogen Eigenschaften wie Biomethan aus Biogas bzw. Erdgas Je nach Gesamtanlagenkonzept Wärme und ggf. Strom
Stand der Technik	Kommerzieller Betrieb auf Basis von Kohle in den USA (Anlage derzeit nicht in Betrieb); für Biomasse im Demonstrationsmaßstab
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Effizientes Zusammenspiel der Systemkomponenten, Demonstration der Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit, Erhöhung der Standzeit des Katalysators innerhalb der Methanisierung (Güssing)
THG-Emissionen	35 g CO ₂ -Äq./MJ (2010) bzw. 28 g CO ₂ -Äq./MJ (2030) [Müller-Langer u.a. 2009], 24 g CO ₂ -Äq./MJ [Rönsch u.a. 2009]
Kosten	ca. 32 €/GJ (2010) bzw. 23 €/GJ (2030) [Müller-Langer u.a. 2009], 21,5 €/GJ [Rönsch u.a. 2009]
Kraftstoffspezifikation, Motoreignung, Kompatibilität Infrastruktur	Analog Biomethan aus Biogas
Anlagenkapazitäten	11 bis 156 Mio. m ³ /a bzw. 412.200 bis 5.616.000 GJ/a 260 m ³ Biomethan / 1 t Holz (atro)
Anlagenbestand	Demonstrationsanlage für die Umwandlung von Biomasse in Biomethan über Vergasung und Methanisierung (1 MW Gasleistung) in Güssing/Österreich; Planung / Bau von kommerziellen SNG-Anlagen auf Basis von Biomasse in Schweden, Niederlande und Frankreich

Biomass to Liquid (BTL) per Methanol-Synthese

Rohstoffbasis	Holz (Industrierestholz, Altholz, KUP); Halmgut (z.B. Reststroh, Triticaleganzpflanzen, Miscanthus); Schwarzlauge auf Holzbasis, Glycerin									
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Biomassevorbehandlung oder Filterung der Schwarzlauge, Vergasung und Gasaufbereitung analog FT, Synthesereaktion, Gasreinigung, Destillation; MeOH-Erzeugung ist über direkte Oxidation von Methan aus Biogas möglich, dazu ist Steigerung der Methanselektivität auf über 75 % nötig									
Stand der Technik	Kommerzieller Betrieb auf Basis von Kohle; auf Basis von Biomasse im Demonstrationsmaßstab									
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Höhere Synthese-Umsatzraten; Katalysatorweiterentwicklung; Adaption existierender Methanol-Syntheseanlagen bzgl. Biomasseinsatz									
THG-Emissionen	28 g CO ₂ -Äq./MJ auf Basis Syngas aus Waldrestholz (WRH) bis 56 g CO ₂ -Äq./MJ auf Basis SNG (WRH) [Majer & Gröngröft 2010] Typischer Wert (TW) und Standardwert (SW) laut RED und Biokraft-NachV in g CO ₂ -Äq./MJ <table border="1" data-bbox="571 909 1331 1025"> <thead> <tr> <th></th> <th>Typischer Wert</th> <th>Standardwert</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Methanol aus Abfallholz</td> <td>5</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>Methanol aus Kulturholz</td> <td>7</td> <td>7</td> </tr> </tbody> </table>		Typischer Wert	Standardwert	Methanol aus Abfallholz	5	5	Methanol aus Kulturholz	7	7
	Typischer Wert	Standardwert								
Methanol aus Abfallholz	5	5								
Methanol aus Kulturholz	7	7								
Kosten	20 €/GJ auf Basis Syngas (WRH) bis 48 €/GJ auf Basis SNG (WRH) [Majer & Gröngröft 2010]									
Kraftstoffspezifikation	EN 228 (Benzin)									
Motoreignung, Kompatibilität Infrastruktur	Distributionsinfrastruktur vorhanden (MeOH wird bereits aus fossilen Rohstoffen erzeugt), motorische Nutzung als Additiv (MTBE) im Benzin und direkt in Fahrzeugen mit Brennstoffzellen									
Anlagenkapazitäten										
Anlagenbestand	Pilotmaßstab: u.a. Range Fuels (US), Southern Research Institute (US) Demonstrationsmaßstab in Planung: u.a. Chemrec (SE); Kommerzielle Anlagen: Range Fuels im Bau (US); BioMCN auf Glycerinbasis (NL) (Nutzung des Methanol nicht zwingend als Kraftstoff)									

Biomass to Liquid (BTL) per Fischer-Tropsch-Synthese (FT)

Rohstoffbasis	Holz (Industrierestholz, Altholz, KUP); Halmgut (z.B. Reststroh, Triticaleganzpflanzen, Miscanthus); Schwarzlaue auf Holzbasis										
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Mechanische Behandlung (z.B. Mahlen, Zerkleinerung), Thermische Vorbehandlung (z.B. Pyrolyse, Trocknung, Verschwelung), Vergasung, Gasreinigung und –aufbereitung (z.B. Wäscher, Filter, Adsorption, Reformierung, Shift-Reaktion), Fischer-Tropsch-Synthese, Produktkonditionierung (z.B. Hydrocracken, Destillation, Isomerisierung, Additivierung)										
Stoffströme einer Anlage zur Produktion von FT-Kraftstoff (gerundete Werte, Fokus FT-Kerosin) [Gröngröft u.a. 2014]	Input:	1.250.000 t/a Holz 67 MW Strom									
	Output:	100.000 t/a Kerosin 50.000 t/a Diesel 40.000 t/a Naphtha 70 MW Dampf									
Stand der Technik	Kommerzieller Betrieb auf Basis von Kohle, auf Basis von Biomasse im Demonstrationsmaßstab										
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Ausbeutesteigerung der Fischer-Tropsch-Synthese (z.B. Katalysatorforschung); Optimierung der Abstimmung der einzelnen Prozessschritte im Gesamtprozess; Diversifizierung des Biomasseinputs										
THG-Emissionen	4-39 g CO ₂ -Äq./MJ [Perimenis u.a. 2010; Rönsch u.a. 2009], 21-49 g CO ₂ -Äq./MJ FT-Kerosin [Gröngröft u.a. 2014]										
	Typischer Wert (TW) und Standardwert (SW) laut RED und Biokraft-NachV in g CO ₂ -Äq./MJ										
		<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Typischer Wert</th> <th>Standardwert</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>FT-Diesel aus Abfallholz</td> <td>4</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>FT-Diesel aus Kulturholz</td> <td>6</td> <td>6</td> </tr> </tbody> </table>		Typischer Wert	Standardwert	FT-Diesel aus Abfallholz	4	4	FT-Diesel aus Kulturholz	6	6
	Typischer Wert	Standardwert									
FT-Diesel aus Abfallholz	4	4									
FT-Diesel aus Kulturholz	6	6									
Kosten	ca. 26 €/GJ [Rönsch u.a. 2009] bzw. 30 €/GJ (BtL wood) [Perimenis u.a. 2010]										
Kraftstoffspezifikation	EN 590 (Diesel); EN 228 (Benzin) ASTM D7566 (50% FT-Kerosin in Jet-A1)										
Motoreignung, Kompatibilität Infrastruktur	kompatibel zu vorhandener Infrastruktur, Nutzung ohne weitere motorische Anpassungen										
Anlagenkapazitäten	600 – 3.500 t/a (in Betrieb), 30.000- 200.000 t/a (angestrebt)										
Anlagenbestand	Pilotanlagen: u.a. Repotec (AT), Gas Technology Institute GTI (US); Cutec (DE); Demonstrationsanlagen: z.Z. kein Betrieb Choren (DE); Testphase: Neste Oil & Stora Enso JV (FI); in Planung: Flambeau River Biofuels Inc. (US), Lurgi & Petro SA (FR)										

3.1.2 Steckbriefe von strombasierten Kraftstoffen

Erneuerbarer Strom (EE-Strom) für BEV/REEV/PHEV		
Rohstoffbasis	Strom aus PV, Wind, Wasserkraft, Geothermie	
Gesamtnutzungsgrad (Strom-zu-Kraftstoff)	89 % (inkl. Stromnetz, exkl. fahrzeugseitige Leistungselektronik)	
Stand der Technik/ Einschätzung Etablierung	Etabliert; weitere Technologieentwicklungen zur Kostenreduktion	
THG-Emissionen	ca. 0 gCO ₂ -Äq./MJ	
Relevante Umweltwirkungen	Keine Ökotoxizität	
Heizwert	Strom = 100 % Exergie	
Kraftstoffspezifikation	Stromqualität (Spannung, Frequenz, Zuverlässigkeit) EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen	
Antriebssystem	Batterie + Elektromotor	
Infrastrukturkompatibilität	230 V AC / 3,7 kW: klassische Steckdose, z.B. als „wall box“ oder Ladesäule 380 V AC / 11 kW: klassischer Drehstromanschluss 400 V DC / 50 kW: spezieller Gleichstromanschluss (DC)	
Bereitstellungsinfrastruktur Deutschland		
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Dezentral Stromproduktion vor Ort, ggf. mit Pufferspeicherung; z.B. Hausdach, Carport, Parkhaus	Zentral/regional Stromproduktion in Wind- und PV-Parks; Transport via Stromnetz
Nebenprodukte	-	-
Anlagenkapazitäten	0,1 ... 4 MW EE-Stromproduktion	1 ... 1.000 MW Methan
Anlagenbestand	Produktion (Ende Juni 2013): 32 GW (Wind), 34 GW (PV) Infrastruktur: Stromnetz inklusive 0,4 kV-Ebene, Steckdose, ggf. öffentliche Ladesäule	
Betankungsstandard	IEC 62196 (umfasst 4 Lademodi und 3 Steckertypen) IEC 62196 referenziert auf IEC 61851-1 für die Lademodi: <ul style="list-style-type: none"> ▪ „Mode 1“ – Langsamladung an Haushaltssteckdosen ▪ „Mode 2“ – Ladung ein- bis dreiphasig ▪ „Mode 3“ – Ladung mit spezifischen BEV-Ladestecksystemen ▪ „Mode 4“ – Gesteuerte Schnellladung mit externem Ladegerät 	
Nutzungsgrad (ohne Nebenprodukte)	Dito zu Gesamtnutzungsgrad	

Für die Bereitstellung von Strom zum Batterieladen wurden in dieser Studie der Anschluss an Ladesäulen bzw. Haushaltssteckdosen betrachtet. Bei Schnellbeladung erhöhen sich die

Ladeverluste ($P_{\text{Ladeverluste}} \sim I^2$) sowie Energieaufwendungen für je nach Netz- und Verbrauchertopologie notwendige stationäre Batterien für die Pufferung des Leistungsbezugs an Schnellladetankstellen.

Wasserstoff (CGH₂) aus erneuerbarem Strom für FCEV		
Rohstoffbasis	Wasserstoff aus PV, Wind, Wasserkraft, Geothermiestrom Kohlendioxid aus Luft, Rauchgas, Biogasaufbereitung	
Gesamtnutzungsgrad (Strom-zu-Kraftstoff)	58 %	
Stand der Technik/ Einschätzung Etablierung	Etabliert; weitere Technologieentwicklungen zur Kostenreduktion	
THG-Emissionen	ca. 0 gCO ₂ -Äq./MJ	
Relevante Umweltwirkungen	Keine Ökotoxizität	
Unterer Heizwert	33,33 kWh/kg (Wasserstoff) 3,00 kWh/Nm ³ (Wasserstoff)	
Dichte	0,024kg/l (35 MPa) 0,040 kg/l (70 MPa)	
Kraftstoffspezifikation	> 99,999 % H ₂ Qualität für Straßenfahrzeuge nach ISO 14687-2	
Antriebssystem	CGH ₂ optimierter Ottomotor Brennstoffzelle + Elektromotor	
Infrastrukturkompatibilität	CGH ₂ -Tankstellen erforderlich; Technologie etabliert, aber Verbesserungspotenzial	
Bereitstellungsinfrastruktur Deutschland		
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Dezentral (an der Tankstelle)	Zentral/regional
	Elektrolyse, Kompression	Elektrolyse, H ₂ -Pipeline, Kompression
Nebenprodukte	Sauerstoff (ggf. ökonomisch verwertbar)	Sauerstoff (ggf. ökonomisch verwertbar)
Anlagenkapazitäten	0,1-20 MW EE-Wasserstoff	>500 MW Wasserstoff
Anlagenbestand	15 CGH ₂ -Tankstellen	
Betankungsstandard	ISO 17268 für CGH ₂ -Zapfpistolenanschluss 25, 35, 50 und 70 MPa SAE J2601:2013 für Betankungsprotokolle	
Nutzungsgrad (ohne Nebenprodukte)	Dito zu Gesamtnutzungsgrad	

Methan (CH₄, CNG) synthetisiert aus erneuerbarem Strom für ICEV

Rohstoffbasis	Wasserstoff aus PV, Wind, Wasserkraft, Geothermiestrom Kohlendioxid aus Luft, Rauchgas, Biogasaufbereitung	
Gesamtnutzungsgrad (Strom-zu-Kraftstoff)	41 % (CO ₂ aus Luft)	
	49 % (CO ₂ aus Rauchgas)	
	50 % (CO ₂ aus Biogasaufbereitung)	
Stand der Technik/ Einschätzung Etablierung	Pilotanlage, z.B. Stuttgart (mit CO ₂ aus Luft)	
	Kommerzielle Demonstrationsanlage, z.B. Werlte (mit CO ₂ aus Biogasaufbereitung)	
THG-Emissionen	ca. 0 gCO ₂ -Äq./MJ	
Relevante Umweltwirkungen	Keine Ökotoxizität	
Unterer Heizwert	13,89 kWh/kg (Methan)	
	9,95 kWh/Nm ³ (Methan)	
Dichte	0,184 kg/l (20 MPa)	
Kraftstoffspezifikation	CNG: DVGW G 260 „Gasbeschaffenheit“ (März 2013) DIN 51624 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Erdgas – Anforderungen und Prüfverfahren“ (Februar 2008)	
Motoreignung	CNG optimierter Ottomotor	
	CNG/Diesel optimierter Dual-fuel Dieselmotor (Euro V etabliert; Euro VI unklar)	
Infrastrukturkompatibilität	CNG-Tankstellen erforderlich; Technologie etabliert; Basistankstellennetz vorhanden	
Bereitstellungsinfrastruktur Deutschland		
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Dezentral (an der Tankstelle)	Zentral/regional
	Elektrolyse, CO ₂ Abtrennung, Methanisierung, Kompression	Elektrolyse, CO ₂ Abtrennung, Methanisierung, Erdgasnetz, Kompression
Nebenprodukte	ggf. Wärme aus Methanisierung	ggf. Wärme aus Methanisierung
Anlagenkapazitäten	0,025 ... 20 MW _{el} (Input)	> 20 MW _{el} (Input)
Anlagenbestand	3	0
Nutzungsgrad (ohne Nebenprodukte)	Dito zu Gesamtnutzungsgrad	

Für die Bereitstellung von Druckmethan an CNG-Tankstellen wurden in dieser Studie folgende Pfade/Routen untersucht:

- CO₂ aus Luft
- CO₂ aus Rauchgas, z.B. aus Holzheiz(kraft)werken
- CO₂ aus Biogasaufbereitung

Der Wirkungsgrad der Wasserelektrolyse wird mit 65 % bezogen auf den unteren Heizwert angenommen. Der Wasserstoff wird mit einem Druck von 3 MPa bereitgestellt (Druckelektrolyse). Anschließend erfolgt die Methanisierung mit CO₂. Die Umsetzung von Wasserstoff zu Methan erfolgt über folgende Reaktion:



Die Reaktion verläuft exotherm. Die katalytische Methanisierung erfolgt bei einer Temperatur von etwa 200 bis 400°C. Es werden Katalysatoren auf Basis von Ni oder Ru, Rh, Pt, Fe, und Co eingesetzt [Lehner 2012]. Die katalytische Methanisierung läuft bei einem Druck von 0,5 MPa ab.

Die CO₂-Abtrennung aus Luft erfolgt über Auswaschung mit Kalilauge (KOH) und Regenerierung des Waschmittels über Elektrodialyse. Der Stromverbrauch beträgt 8,2 MJ pro kg CO₂ [Sternner 2009]. Anschließend wird das CO₂ von Umgebungsdruck auf 0,5 MPa komprimiert.

Die CO₂-Abtrennung aus Abgas erfolgt über Auswaschung mit Monoethanolamin (MEA). Für die Regenerierung des Waschmittels und der Abtrennung des CO₂ sind 4,3 MJ Wärme erforderlich [Specht et al 1995]. Daneben sind noch 0,0334 kWh Strom für den Betrieb von Pumpen und Lüftern erforderlich [Socolow et al 2011]. Anschließend wird das CO₂ von Umgebungsdruck auf 0,5 MPa komprimiert. Der Wärmebedarf wird zum Teil aus der bei der Methanisierungsreaktion freigesetzten Wärme gedeckt.

Für den Fall, dass das für die Methanisierung erforderliche CO₂ aus der Biogasanlage kommt wurde angenommen, dass die Biogasanlage bereits mit einer Anlage zur Aufbereitung von Biogas zu reinem Methan für die Einspeisung in das Gasnetz ausgerüstet ist. Der Strombedarf der CO₂-Bereitstellung stammt aus der Komprimierung des CO₂ von Umgebungsdruck auf das Druckniveau von 0,5 MPa der Methanisierungsanlage.

Das produzierte Methan wird über das Erdgasnetz zu den Tankstellen transportiert. Der Stromverbrauch der CNG-Tankstellen beträgt 0,024 MJ pro MJ CNG.

Verflüssigtes Methan (LNG) synthetisiert aus erneuerbarem Strom für ICEV

Rohstoffbasis	Wasserstoff aus PV, Wind, Wasserkraft, Geothermiestrom Kohlendioxid aus Luft, Rauchgas, Biogasaufbereitung	
Gesamtnutzungsgrad (Strom-zu-Kraftstoff)	40 % (CO ₂ aus Luft) 48 % (CO ₂ aus Rauchgas) 49 % (CO ₂ aus Biogasaufbereitung)	
Stand der Technik/ Einschätzung Etablierung	Siehe Beschreibung für E-Methan. Methanverflüssigung ist Stand-der-Technik.	
THG-Emissionen	ca. 0 gCO ₂ -Äq./MJ (auch die Verflüssigung erfolgt mit EE-Strom)	
Relevante Umweltwirkungen	Keine Ökotoxizität	
Unterer Heizwert	13,89 kWh/kg	
Dichte	0,42 kg/l (-161,5°C und 0,1 MPa)	
Kraftstoffspezifikation	Es werden bis zu drei LNG-Abgabeneiveaus unterschieden [Cryostar 2009]:	
	<ul style="list-style-type: none"> • LNG bei 0,3 MPa und -153°C („cold LNG“) • LNG bei 0,8 und -130°C („saturated LNG“) • LNG bei 1,8 MPa und -110°C („super saturated LNG“) 	[Westport 2013]: <ul style="list-style-type: none"> • LNG bei 0,2 MPa und -151°C („cold LNG“) • LNG bei 1,8 MPa und -110°C („warm LNG“)
Motoreignung	CNG optimierter Ottomotor CNG/Diesel optimierter Dual-fuel Dieselmotor (Euro V etabliert; Euro VI unklar) LNG-Einspritzung wird als Variante verfolgt.	
Infrastrukturkompatibilität	LNG-Tankstellen erforderlich; Technologie etabliert; Tiefkaltes LNG („super saturated LNG“) insbesondere in den USA diskutiert (Westport) für höhere Reichweiten und längere Standzeiten.	
Bereitstellungsinfrastruktur Deutschland		
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Dezentral (an der Tankstelle) Elektrolyse, CO ₂ Abtrennung, Methanisierung, Verflüssigung	Zentral/regional Elektrolyse, CO ₂ Abtrennung, Methanisierung, Transport, Verflüssigung
Nebenprodukte	ggf. Wärme aus Methanisierung	ggf. Wärme aus Methanisierung
Anlagenkapazitäten	0,025 ... 20 MW _{el} (Input)	> 20 MW _{el} (Input)
Anlagenbestand	3	0
Nutzungsgrad (ohne Nebenprodukte)	Dito zu Gesamtnutzungsgrad	

Benzin und Diesel synthetisiert aus erneuerbarem Strom für ICEV

Rohstoffbasis	Wasserstoff aus PV, Wind, Wasserkraft, Geothermiestrom Kohlendioxid aus Luft, Rauchgas, Biogasaufbereitung		
Gesamtnutzungsgrad (Strom-zu-Kraftstoff)	35 % (CO ₂ aus Luft)		
	39 % (CO ₂ aus Rauchgas)		
	45 % (CO ₂ aus Biogasaufbereitung)		
Stand der Technik/ Einschätzung Etablierung	Methanolsynthese aus EE-Strom mit CO ₂ aus Geothermie (Island) im Rahmen einer kommerziellen Pilotanlage auf Island.		
THG-Emissionen	ca. 0 gCO ₂ -Äq./MJ		
Relevante Umweltwirkungen	Keine Ökotoxizität		
Unterer Heizwert	Benzin [JEC 2013]	Kerosin [ExxonMobil 2008]	Diesel [JEC 2013] ^a
	12,00 kWh/kg	11,89 kWh/kg	12,22 kWh/kg
	8,94 kWh/l	9,51 kWh/l	9,53 kWh/l
Dichte	Benzin	Kerosin	Diesel
	0,745 kg/l	0,80 kg/l	0,78 kg/l
Kraftstoffspezifikation	Benzin	Kerosin	Diesel
	DIN EN 228	Jet A und Jet A1	DIN EN 590
Motoreignung/Gasturbine	100 % „Drop-in“		
Infrastrukturkompatibilität	100 % „Drop-in“		
Bereitstellungsinfrastruktur Deutschland			
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Regional	Zentral/International	
	Elektrolyse, CO ₂ Abtrennung, Methanolsynthese, Olefinsynthese, Oligomerisierung, Hydrotreating, Transport zur Tankstelle	Elektrolyse, CO ₂ Abtrennung, Methanolsynthese, Olefinsynthese, Oligomerisierung, Hydrotreating, Transport zur Tankstelle	
Nebenprodukte	LPG	LPG	
Anlagenkapazitäten	1-20 MW _{el} (Input) alle CO ₂ - Quellen möglich	>500 MW _{el} (Input) mit CO ₂ aus Luft	
Anlagenbestand	1 („George Olah“ in Island) ^b	-	
Nutzungsgrad (ohne Nebenprodukte)	Dito zu Gesamtnutzungsgrad		
^a Ähnliche Eigenschaften wie Fischer-Tropsch-Diesel			
^b Die Anlage produziert Methanol aus Strom mit CO ₂ aus einem geothermischen Kraftwerk. Methanol ist das Vorprodukt zur Produktion von synthetischen Benzin, Diesel und Kerosin z.B. über den MtSynfuels-Prozess.			

Für die Bereitstellung von synthetischem Benzin, Kerosin und Diesel wurden in dieser Studie folgende Pfade/Routen untersucht:

- CO₂ aus Luft
- CO₂ aus Rauchgas, z.B. aus Holzheiz(kraft)werken

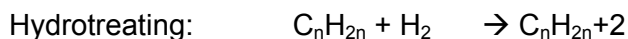
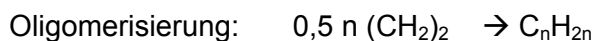
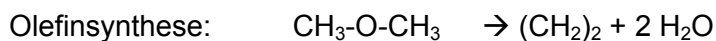
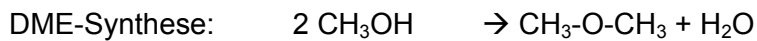
- CO₂ aus Biogasaufbereitung

Der Wirkungsgrad der Elektrolyse wurde analog zu [JEC 2011] und [JEC 2013] mit 65 % bezogen auf den unteren Heizwert angenommen. Der erzeugte Wasserstoff wird zunächst mit CO₂ zu Methanol umgesetzt:



Die Reaktion verläuft exotherm.

Anschließend wird über Olefinsynthese (über den Zwischenschritt DME), Oligomerisierung und Hydrierung das Methanol zu synthetischen flüssigen Kraftstoffen umgesetzt. Das Verfahren wird von der Firma Lurgi als „MtSynfuels“ angeboten. Die Olefinsynthese erfolgt über den Zwischenschritt DME-Synthese.



Im Fall von CO₂ aus der Biogasaufbereitung ergibt sich nur ein relativ geringfügiger Energieaufwand für die Komprimierung des CO₂. Im Fall von CO₂ aus Luft ist zusätzlich Strom für die Abtrennung des CO₂ aus der Luft (bzw. der Regenerierung des Absorptionsmittels über Elektrodialyse) erforderlich.

Die erzeugten Produkte werden zu den Tankstellen transportiert und dort an die Fahrzeuge abgegeben.

3.2 Mengenpotenziale relevanter erneuerbarer Energieträger/Kraftstoffe für den Verkehrssektor

In diesem Kapitel werden die technischen Potenziale von Biomasse und Strom für den Verkehrssektor abgeleitet. Nach einer Darstellung der verschiedenen Potenzialansätze wird die mögliche Biokraftstoffmenge sowie die Menge an Strom aus erneuerbaren Energien, die prinzipiell für den Verkehr zur Verfügung stehen würde, hergeleitet.

3.2.1 Theoretisches, technisches, wirtschaftliches Potenzial – Begrifflichkeiten

Bevor auf die Potenziale der einzelnen erneuerbaren Energieträger eingegangen wird, sollen zunächst die unterschiedlichen Potenzialbegriffe definiert werden. Bei den Potenzialen wird zwischen dem theoretischen, dem technischen und dem wirtschaftlichen Potenzial unterschieden.

Das **theoretische (natürliche) Potenzial** gibt die Energiemenge an, die in einer gegebenen Region innerhalb eines bestimmten Zeitraums (z.B. pro Jahr) unter vorhandenen physikalischen Rahmenbedingungen und ohne weitere Einschränkungen oder Begrenzungen gewonnen werden kann (z.B. die gesamte auf die Erdoberfläche eingestrahlte Sonnenenergie oder die gesamte in der Pflanzenmasse gespeicherte Energie). Das theoretische Potenzial steht für die maximale Ausnutzbarkeit einer Energiequelle. Wegen technischer, ökologischer und administrativer Schranken kann das theoretische Potenzial nur zu einem sehr geringen Anteil erschlossen werden. Beispielsweise überragen die theoretischen Potenziale die technischen bei der Solarenergie um den Faktor 1.000, bei der Windenergie um den Faktor 200 und bei der Biomasse um den Faktor 10 [Zerta/Zittel et al 2011].

Das **technische Potenzial** ergibt sich aus dem theoretischen Potenzial, das unter Berücksichtigung der gegebenen technischen, ökologischen und administrativen Restriktionen nutzbar ist. Als Restriktionen können zum Beispiel Umwandlungsverluste, zeitliche und räumliche Diskrepanzen zwischen Energieangebot und Energienachfrage, Verfügbarkeit geeigneter Flächen oder gesetzliche Vorgaben gesehen werden.

Das **wirtschaftliche Potenzial** beschreibt den Anteil des technischen Potenzials, der unter den gegebenen wirtschaftlichen Randbedingungen erschließbar ist. Dabei muss die Grundfrage beantwortet werden, ob und in welchem Zeitraum die Erlöse die Kosten für die Produktion decken. Das wirtschaftliche Potenzial wird stark durch Energiepreis sowie Energiepreisentwicklungen, Fördermittel, Anlagenkosten sowie Anlagennutzungsgrade bestimmt.

Die Definition von Potenzialen ist in der nachfolgenden Abbildung 12 veranschaulicht.

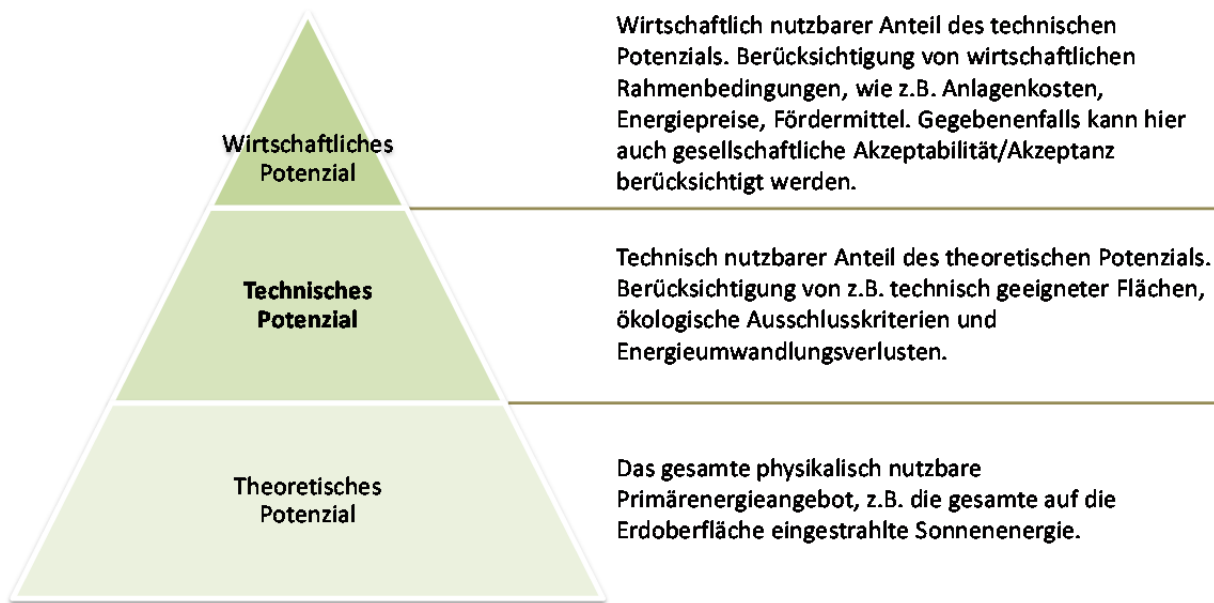


Abbildung 12: Definition von Potenzialen

In dieser Studie werden zur Potenzialermittlung die technischen Potenziale für die energetische Nutzung der erneuerbaren Energien in Deutschland ermittelt und diskutiert. Hierbei wird die technisch realisierbare Energiegewinnung aus einer erneuerbaren Energiequelle abgeschätzt.

Für die Ermittlung der biogenen technischen Potenziale wurden Szenarien erstellt, die die Konkurrenzsituation (Lebensmittel, andere stoffliche Nutzungen) sowie weitere Abhängigkeiten bei nachwachsenden Rohstoffen und Reststoffen berücksichtigen.

Für die strombasierten erneuerbaren Energien (Wind Onshore und Offshore, PV, Wasserkraft und Geothermie) ist nachfolgend eine Übersicht über die technischen Stromerzeugungspotenziale in Deutschland dargestellt.

3.2.2 Potenziale für biomassebasierte Kraftstoffe

Die für den Biokraftstoffsektor verfügbaren Potenziale an Biomasse aus heimischem Anbau wie auch die Mengen geeigneter Abfall- und Reststoffe sind begrenzt. Derzeit werden etwa 5,7 % der landwirtschaftlich genutzten Fläche (in 2013 ca. 0,95 Mio ha [FNR 2013] von 16,7 Mio. ha [DESTATIS 2012]) bzw. 2,7 % der Landfläche Deutschlands (insgesamt ca. 35,7 ha) für die Biomasseproduktion für den Biokraftstoffsektor genutzt. Sowohl bei der Bereitstellung von Biodiesel wie auch bei Bioethanol entstehen dabei signifikante Mengen an Koppelprodukten (v. a. eiweißreiche Futtermittel) auf diesen Anbauflächen. Beispielsweise entspricht das Rapsextraktionsschrot (nach Ölpressung) etwa 60 % der Rapssaat.

Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse stellen technische Biokraftstoffpotenziale für den Verkehrssektor dar. Ein wesentlicher Teil wird bereits heute und sehr wahrscheinlich auch zukünftig für die Produktion von Strom- und zur Wärme genutzt werden. Basis der folgenden Ergebnisse sind die im Rahmen der MKS-Kurzstudie „Biomassepotenziale und Nutzungskonkurrenzen“ ermittelten Potenziale landwirtschaftlicher Flächen zur Produktion von nachwachsenden Rohstoffen. Die im Rahmen dieser Kurzstudie ermittelten Flächenpotenziale auf Bundeslandebene sind in der folgenden Abbildung 13 dargestellt. In der Kurzstudie wurden die Flächenpotenziale zur Produktion von nachwachsenden Rohstoffen (kurz Nawaro) auf Bundeslandebene in zwei Szenarien bestimmt. Die Abbildung zeigt die Ergebnisse des Umweltszenarios (U-Szenarien) und ordnet diese gegenüber der aktuellen Flächennutzung zur Nawaro Produktion ein.

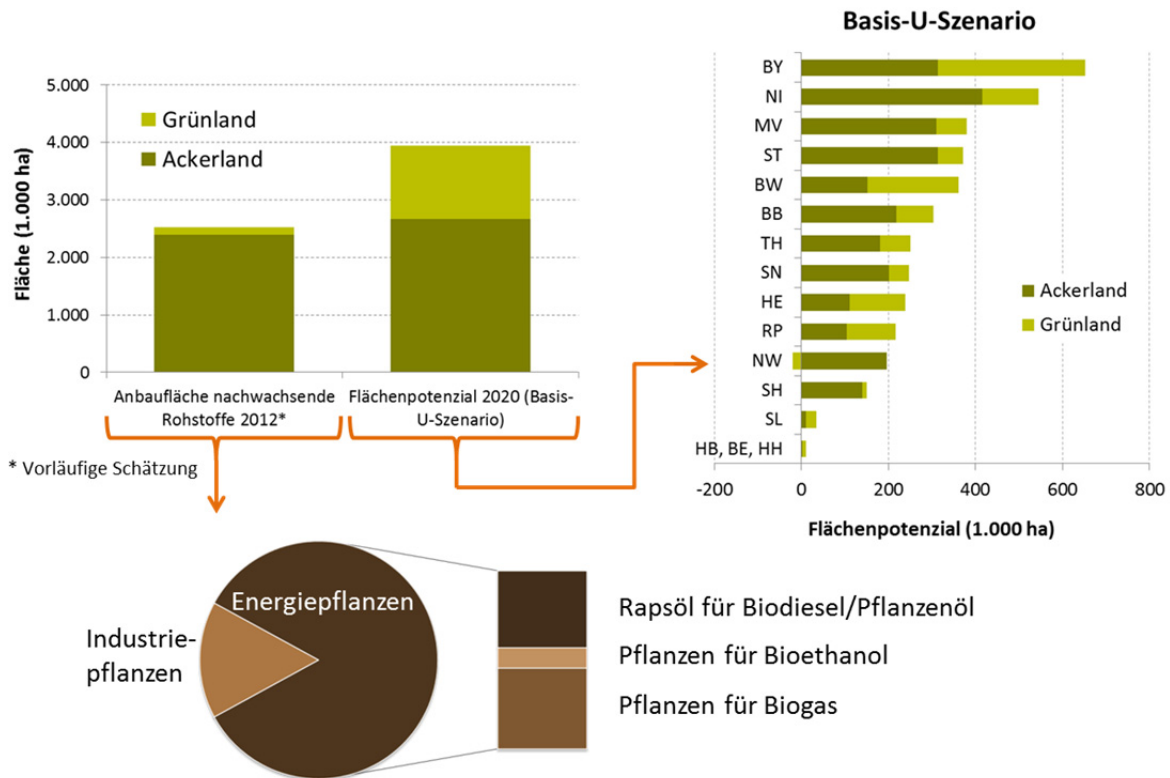


Abbildung 13: Gegenüberstellung der aktuellen Flächennutzung [FNR 2012] und der Flächenpotenziale für Nawaro im Basis-U-Szenario [Majer u.a. 2013]

Um im Rahmen der vorliegenden Arbeit im nächsten Schritt die Potenziale für Biokraftstoffe abzuschätzen, wurden aufbauend auf den dargestellten Flächenpotenzialen folgende Annahmen getroffen:

- Für die Bestimmung der technischen Biokraftstoffpotenziale wurden nur die non-food-Ackerflächen aus der MKS-Kurzstudie „Biomassepotenziale und Nutzungskonkurrenzen [Majer u.a. 2013] herangezogen. Es wurde angenommen, dass die Potenziale der Grünlandflächen, der forstwirtschaftlichen Biomassen und der biogenen Abfälle (mit Ausnahme Altspeisefette) primär in der Strom- und Wärmeproduktion genutzt werden. Diese Flächen wurden daher nicht berücksichtigt.
- Ein Teil der identifizierten non-food-Ackerflächen wird für die Produktion von Industriepflanzen (stoffliche Nutzung) verwendet. Dieser Anteil lag 2012 bei ca. 15 % der gesamten Nawaro-Fläche. Für diese Rechnungen wurde angenommen, dass der Anteil für die stoffliche Nutzung zukünftig weiter langsam ansteigt (ca. 20 % bis 2020).
- Die Belegung der für die Bioenergieproduktion verbliebenen non-food-Ackerflächen orientiert sich an der statistischen Verteilung der Energiepflanzenproduktion gemäß FNR 2012 (Festbrennstoffe ca. 0,31 %, Zucker/Stärke Bioethanol 11,44 %, Biogassubstrate 45,28 %, Ölpflanzen Biodiesel 42,97 %). Diese Belegung wurde zunächst fortgeschrieben. Ab 2025 wurde aufgrund der für einige Anlagen auslaufenden EEG-Vergütung ein

Rückgang der Flächen für Biogas angenommen.

- Zusätzlich zu den Energiepflanzenpotenzialen wurde ein technisches Potenzial zur Bioethanolproduktion auf Basis von Getreidestroh abgeschätzt. Die Datenbasis entstammt [Zeller u.a. 2012]. Zusätzlich wurde auf Basis der verfügbaren Abfallstatistiken die identifizierbare Menge an Biodiesel aus Altspesiefetten in die Berechnung aufgenommen.
- Die in den Berechnungen verwandten Annahmen zu Ertragsentwicklungen basieren auf [BMVBS 2010] und [Majer 2013].

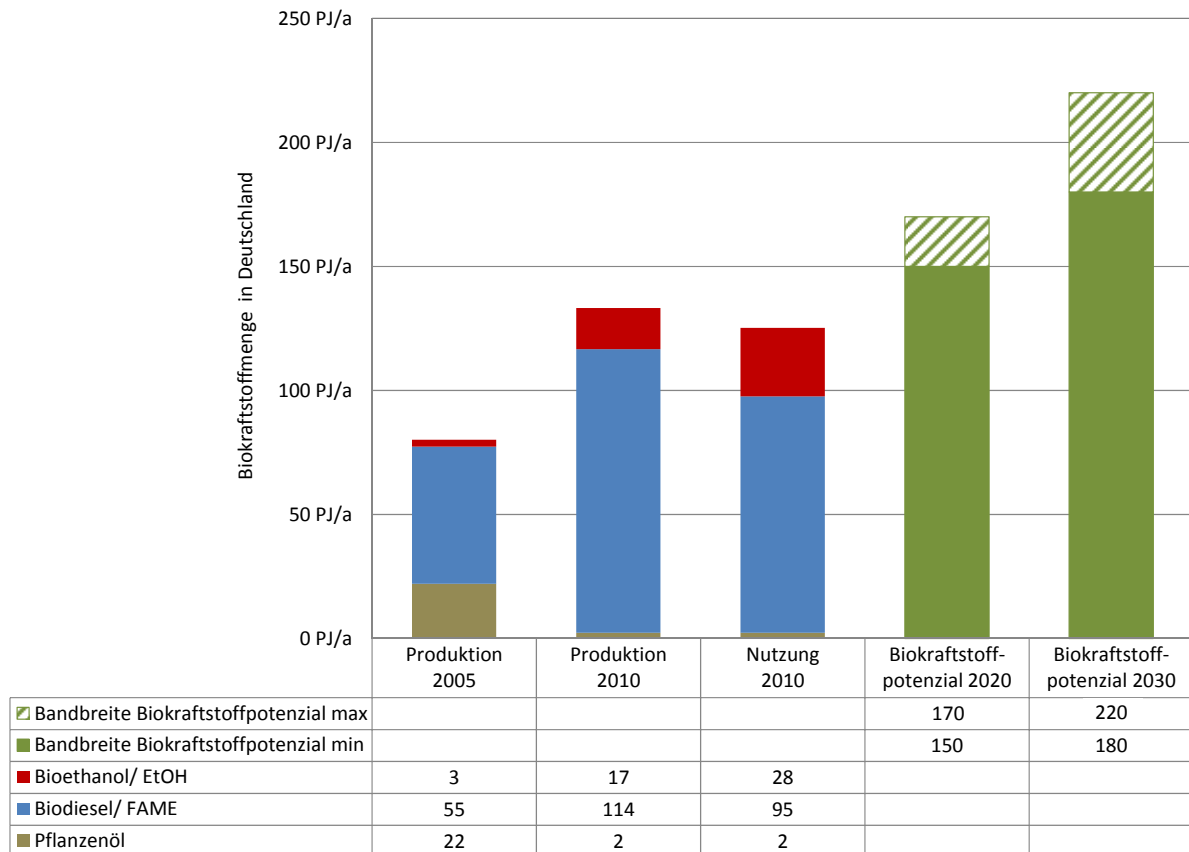


Abbildung 14: Technische Biokraftstoffpotenziale

Die ermittelten Biokraftstoffpotenziale sind, aufgelöst nach Bezugsjahr in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 5: Ergebnisse der technischen Biokraftstoffpotenziale in den Szenarien Business as usual (BAU) und Umweltszenario (U)

in PJ/a	2015		2020		2025		2030	
	BAU	U	BAU	U	BAU	U	BAU	U
Biokraftstoffpotenzial	118,84	108,80	148,47	128,63	174,10	146,91	186,21	154,56

Neben den dargestellten technischen Biokraftstoffpotenzialen auf der Basis von öl-, stärke- und zuckerhaltigen Energiepflanzen sowie den Biokraftstoffpotenzialen auf Basis von Weizenstroh könnte, je nach politischen Rahmenbedingungen zukünftig auch ein Teil der verfügbaren Biogaspotenziale für Strom und Wärme im Verkehrssektor genutzt werden. Die dargestellten technischen Biokraftstoffpotenziale bewegen sich für das Jahr 2020 in einer Bandbreite zwischen ca. 129 PJ (Umweltszenario ohne Biogaspotenziale) bzw. 148 PJ (BAU ohne Biogaspotenziale). Für das Jahr 2030 betragen Sie entsprechend ca. 155 PJ (Umweltszenario ohne Biogaspotenziale) bzw. 186 PJ (BAU ohne Biogaspotenziale). Dies würde das oben dargestellte Biokraftstoffpotenzial deutlich erhöhen.

Bei einer Betrachtung aller technischen Potenziale auf der Basis der oben dargestellten Flächenpotenziale (also nun auch inklusive der momentan im Rahmen des EEG genutzten Biogaspotenziale) steigt das technische Biokraftstoffpotenzial auf ca. 365 PJ (Umweltszenario 100 % Biogaspotenziale in den Verkehrssektor) bzw. ca. 446 PJ (BAU 100 % Biogaspotenziale in den Verkehrssektor) für 2020. Für das Jahr 2030 steigen die Potenziale entsprechend auf ca. 320 PJ (Umweltszenario 100% Biogaspotenziale in den Verkehrssektor) bzw. ca. 400 PJ (BAU 100 % Biogaspotenziale in den Verkehrssektor). Bei einem theoretischen Energiebedarf im Verkehrssektor von ca. 2.300 PJ im Jahr 2020 kann der theoretische Anteil von Biokraftstoffen am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor zwischen 5,6 % und 19,3 % betragen.

3.2.3 Potenziale für strombasierte Kraftstoffe und Energieträger

Erneuerbare Strompotenziale

Für die erneuerbare Stromerzeugung wird im Folgenden eine Übersicht über die technischen Potenziale von Wind (Onshore, Offshore), Photovoltaik, Wasserkraft und Geothermie in Deutschland dargestellt. Konkrete EE-Ausbauszenarien für 2020 und darüber hinaus orientieren sich an der aktuellen BMU–Leitstudie 2011 [BMU 2012a]. Hierzu sind insbesondere

die erwarteten verfügbaren Stromüberschüsse im Kontext des Netzausbaus und Speichertechnologien zu berücksichtigen.

Das globale technische Potenzial ist grundsätzlich erheblich höher als der Energiebedarf. Der Potenzialatlas der Agentur für Erneuerbare Energien zeigt auf, dass die technischen Potenziale zur Nutzung erneuerbaren Energien in Deutschland noch weitgehend unerschlossen sind [AEE 2010].

Verschiedene Institutionen beschäftigen sich mit den Potenzialanalysen regenerativer Energieträger für die erneuerbare Stromerzeugung in Deutschland. Die nachfolgende Tabelle 6 gibt eine Übersicht über die wesentlichen aktuellen Studien.

Tabelle 6: Aktuelle Potenzialstudien zu erneuerbarem Strom für Deutschland

Titel	Datum	Autor bzw. Auftraggeber	Betrachtete Technologien	Betrachtete Potenziale
Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung [IWES_PV 2012]	2012	IWES / BSW	PV	technisch wirtschaftlich
Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land [BWE 2013]	2013	IWES / BWE	Wind Onshore	technisch
Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land [UBA 2013]	2013	UBA	Wind Onshore	technisch
Potenzialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland [BMU 2010]	2010	BMU	Wasserkraft	technisches Potenzial, technisches Zubaupotenzial, realisierbares Zubaupotenzial
Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland [TAB 2003]	2003	TAB	Geothermie	technisch

Potenzial der Windenergie

Der Anteil der Stromerzeugung durch Windenergieanlagen betrug im Jahr 2012 mit 50,7 TWh rund 8 % der gesamten Bruttostromerzeugung in Deutschland [AGEB 2013]. Dabei ist das Windenergienutzungspotenzial noch längst nicht ausgeschöpft. Im Binnenland (Onshore) sowie auf See (Offshore) können weiterhin erhebliche Potenziale erschlossen werden.

Potenzial der Windenergienutzung an Land

- Um eine Einschätzung des erreichbaren Potenzials geben zu können, werden die Ergebnisse aus zwei aktuellen Potenzialstudien ausgewertet:
- [BWE 2013] Bundesverband WindEnergie (BWE); Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land, Mai 2011 (Februar 2013 aktualisiert), Kassel,
- [UBA 2013] Umweltbundesamt (UBA), Insa Lütkehus, Hanno Salecker, Kirsten Adlung, Thomas Klaus, Carla Vollmer, Carsten Alsleben, Raphael Spiekermann, Andrea Bauerdorff, Jens Günther, Gudrun Schütze, Dr. Stefan Bofinger: Potenzial der Windenergie an Land. Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land; Dessau-Roßlau, Juni 2013.

Die nachfolgende Tabelle 7 gibt einen Überblick über die Studienergebnisse.

Tabelle 7: Potenziale der Windkraftnutzung an Land in Deutschland

Quelle	Nutzbares Flächenpotenzial	Maximales Potenzial: installierbare WEA-Leistung	Mittlere Anzahl Volllaststunden ^a	Ertrag	Ertrag 2% Landesflächennutzung ^b (Leistung)	Ertrag 1% Landesflächennutzung ^b (Leistung)
BWE 2013	27.400 km ²	722 GW	2.071 h/a	1.500 TWh/a	390 TWh/a (189 GW)	195 TWh/a (94 GW)
UBA 2013	49.400 km ²	1.187 GW	2.440 h/a	2.897 TWh/a	-	-

^a Äquivalente Volllaststunden, d.h. elektrische Arbeit pro Jahr geteilt durch installierte Nennleistung

^b Bruttoflächenbedarf; 99% dieser Fläche können für andere Zwecke genutzt werden, z.B. für die Land- oder Forstwirtschaft

Die Abweichungen zwischen den Studien ergeben sich durch die Unterschiede in der Bestimmung der nutzbaren Flächen und in Annahmen zur Anlagentechnik. Damit sich die Windenergieanlagen nicht zu stark gegenseitig verschatten (Anstreben eines möglichst hohen Windparkwirkungsgrades) und um zu hohe Materialbelastung aufgrund von Turbulenzen zu verhindern (Gewährleistung der statischen Standsicherheit), müssen entsprechende Mindestabstände zwischen den Anlagen eingehalten werden.

Die [UBA 2013]-Berechnungen basieren auf zwei Anlagentypen: eine 3,4 MW-Starkwindanlage mit einer Nabenhöhe von 100 m sowie eine 3,2 MW-Schwachwindanlage, die für niedrigere und mittlere Windgeschwindigkeiten unter 7,5 m/s in Nabenhöhe von 140 m geeignet ist. Mit dieser Anlagentechnik lässt sich im Bundesdurchschnitt eine jährliche Volllaststundenzahl von ca. 2.440 Stunden erreichen.

In [BWE 2013] wurden 3 MW-Windenergieanlagen mit einer Nabenhöhe von 100 m für Standorte mit guten Windbedingungen (≥ 1600 Äquivalente Volllaststunden) angenommen, andernfalls wurden 3 MW-Schwachwindanlagen mit einer Nabenhöhe von 150 m installiert.

Im Rahmen dieser Studien wurden erhebliche Potenziale für die Windenergie an Land festgestellt. Obwohl die Ergebnisse sehr stark von den jeweils getroffenen Annahmen abhängig sind, verdeutlichen die Ergebnisse, dass die Windenergie eine wichtige Größe in der erneuerbaren Stromerzeugung Deutschlands darstellt.

Neben den technischen Restriktionen spielen auch ökologische Faktoren oder die konkurrierende Flächennutzung eine wichtige Rolle. Die [BWE 2013]-Autoren schlussfolgern, dass das Szenario mit einer Flächennutzung von 2 % brutto – 99 % dieser Fläche können z.B. für die Land- oder Forstwirtschaft genutzt werden – als realistisches Potenzial angesehen werden kann. Dies spiegelt die aktuellen Entwicklungen, zum Beispiel:

- Im Entwurf zum NRW-Landesentwicklungsplan [NRW-LEP 2013] setzt die Landesregierung zum Ziel, insgesamt 2 % der Landesfläche für Windkraftnutzung zu eröffnen.
- In Schleswig-Holstein hatte man sich im Landesentwicklungsplan 2010 ein Ziel von 1,5 % der Landesfläche für Wind gesetzt. Die eingereichten Regionalpläne belaufen sich auf insgesamt 1,7 % der Landesfläche [SH-Staatskanzlei 2014].

[UBA 2013] lässt den Schluss zu, „dass für den zukünftigen Ausbau der Windenergie an Land zunächst die Erschließung möglichst konfliktarmer und kosteneffizienter Standorte in Betracht gezogen werden kann.“

Das jährliche Stromerzeugungspotenzial aus Windkraft an Land für die einzelnen Bundesländer wird in [BWE 2013] ermittelt – die Ergebnisse sind in der Abbildung 15 dargestellt.

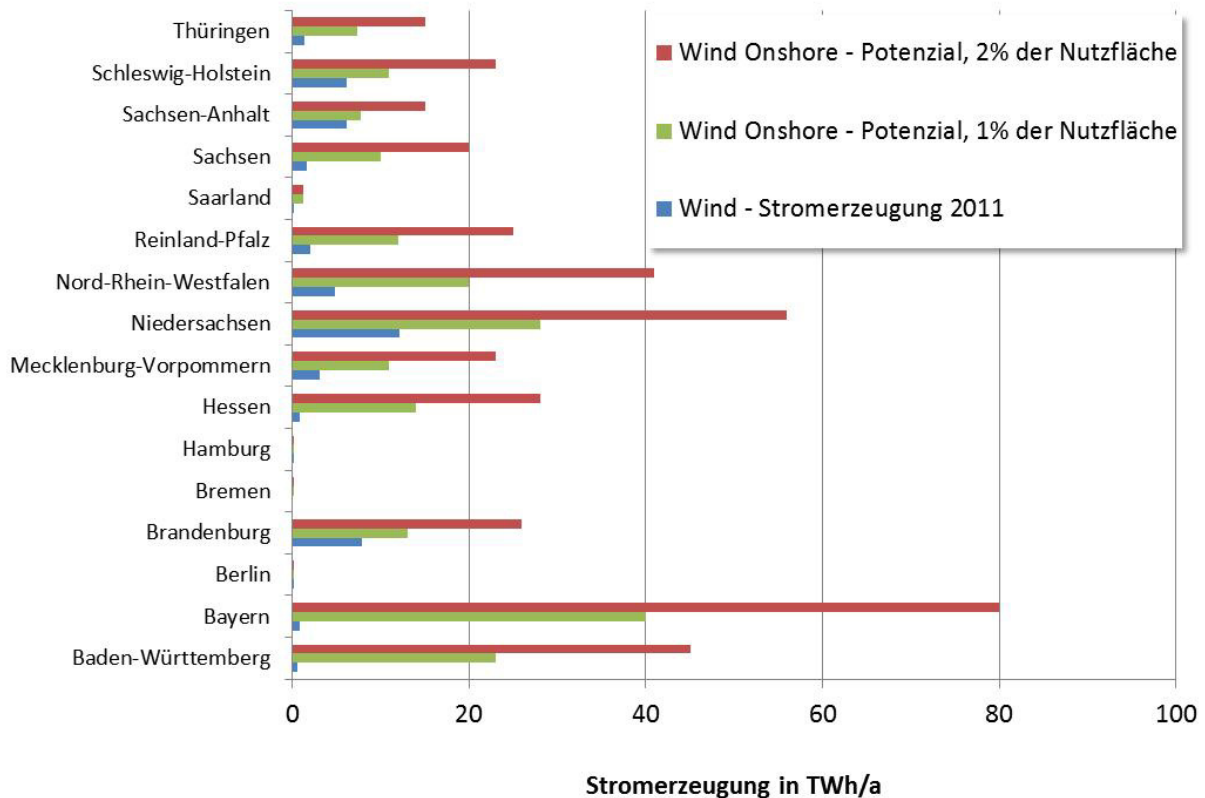


Abbildung 15: Ertragspotenziale der einzelnen Bundesländer bei Nutzung von 2% (in rot) oder 1% (in grün) der Flächen ohne Restriktion [BWE 2013]

Die installierbare Leistung hängt von der Flächengröße der Bundesländer ab. Demzufolge verfügen Bayern gefolgt von Niedersachsen und Nord-Rhein-Westfalen über die größten Mengenpotenziale.

Potenzial der Windenergienutzung auf See

Der Ausbau der Offshore-Windenergie befindet sich erst am Anfang. Rund 385 MW Offshore-Windleistung waren Ende Juni 2013 in Deutschland installiert. Hierbei handelt es sich um die Nordsee-Windparks alpha ventus, BARD Offshore, Hooksiel und ENOVA Offshore Ems-Emden sowie Ostsee-Windparks Baltic 1 und Rostock [OffWEA 2013].

Im Vergleich zum Festland ermöglichen die höheren durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten sowie das gleichmäßigere Windangebot auf dem Meer höhere Energieerträge. Wegen der intensiven Nutzung der deutschen Küstengewässer sowie Naturschutzbestimmungen kommen für Deutschlands Offshore Windparks fast nur Standorte mit Meerestiefen von über 20 m und großen Entfernungen zur Küste (30 bis 100 km) in Frage.

In [BMU 2012, S. 59] wird für Offshore-Wind in Deutschland ein „langfristig realisierbares, nachhaltiges Nutzungspotenzial“ von 280 TWh/a bei 70 GW installierter Leistung und einer Jahresvollbenutzungsdauer von 4.000 Stunden angegeben.

Fraunhofer ISE ermittelt für offshore Windenergieanlagen ein Potenzial von ca. 85 GW. Der Wert wurde unter der Annahme von 3.500 Vollaststunden und ca. 300 TWh pro Jahr berechnet [ISE 2012].

Die Bundesregierung geht im Rahmen ihrer Strategie zur Windenergienutzung auf See [Bund 2002, S. 18] davon aus, dass eine Kapazität von bis 36 GW bis 2025/2030 unter Annahme von 5-10 MW installierter Leistung pro km² in der Nordsee nutzbar wäre.

Insgesamt sind bisher in der deutschen Ostsee und der Nordsee auf einer Fläche von fast 1.160 km² Offshore-Windparks mit einer installierten Leistung von knapp 9 GW genehmigt [Windreport 2011, S. 37].

Nach dem Nationalen Aktionsplan für Erneuerbare Energien [NAP 2009, S. 111] können bereits 2020 10 GW Offshore-Windenergie in Betrieb genommen werden.

Für den Transport des auf See erzeugten Stroms müssen ausreichende Seekabel-Kapazitäten und eine geeignete Anbindung an das Festlandnetz geschaffen werden. Zudem muss die Energie an Land weiter in die Verbrauchszentren transportiert werden. Ein entsprechender Ausbau der Stromnetze oder die angebotsnahe Kraftstoffproduktion (EE-Wasserstoff, EE-Methan, EE-Benzin, EE-Kerosin, EE-Diesel) sind Optionen diese EE-Mengen in das Energiesystem zu integrieren.

Potenzial der Photovoltaik

Der Solarstrom erfährt in Deutschland einen stetigen Zuwachs; das Potenzial der Solarenergie ist jedoch noch weitgehend unerschlossen. Beispielsweise: Dachflächenpotenzial privater Wohnhäuser in Berlin beträgt 340 MW_p⁴ die bisherige Potenzialausschöpfung liegt bei 3,2 % [AEE 2010].

2012 erstellte Fraunhofer IWES eine umfangreiche Metastudie zum technischen Stromerzeugungspotenzial der Photovoltaik in Deutschland. [IWES PV 2012]. Diese ergab, dass je nach Modulwirkungsgraden zwischen 229 GW_p (bei Modulwirkungsgraden von 8 % für heutige Dünnschichtmodule) und 569 GW_p Modulleistung (bei zukünftig erreichbaren Modulwirkungsgraden für monokristalline Zellen von 20 %) in Deutschland installierbar ist.

Für das Freiflächenpotenzial wurden nur die Flächen betrachtet, auf denen die PV-Stromerzeugung nach dem aktuellen Stand des EEG vergütet wird (Mai 2012). Auf Dächern ergibt sich ein Kollektorflächenpotenzial zwischen 965 km² und 1516 km² [IWES PV 2012].

Unterstellt man, dass die Performance Ratio (PR) im Durchschnitt 80 % pro Jahr beträgt, so liegt das technisch realisierbare PV-Potenzial für Deutschland zwischen 183,2 GW_p und

⁴ Mit Watt Peak (kW_p, MW_p, GW_p) bezeichnet man die von Solarmodulen abgegebene elektrische Leistung unter Standard-Testbedingungen.

455,2 GW_p jährlich. Die Performance Ratio bezeichnet für Photovoltaikanlagen der Quotient zwischen dem tatsächlich erreichten Ertrag und dem maximal möglichen. Die maximal mögliche Energiemenge, die eine PV-Anlage bei Betrieb unter Standardbedingungen und bei 100 % Wechselrichter-Wirkungsgrad erzeugt, wird in der Regel durch Leitungs- und Wechselrichterverluste, Modultemperatur, Sonneneinstrahlung, eventuelle Verschattungen oder Verschmutzung der Module reduziert.

Unterstellt man, dass die Photovoltaik-Ausnutzungsdauer in Deutschland im Durchschnitt 890 Stunden im Jahr beträgt, so kann ein PV-Potenzial zwischen 163 und 405 TWh/a ermittelt werden. In der nachfolgenden Tabelle 8 ist die Spannweite des PV-Potenzials für eine Spannweite des Wirkungsgrades zwischen 8 – 20 % zur Übersicht angegeben.

Tabelle 8: Einschätzung der PV-Potenziale (LBST auf Basis von [IWES PV 2012, S. 4])

Flächenart	PV-Potenzial	PV-Potenzial,
	Maximal möglicher Ertrag	PR = 80%
	in GW _p	in GW _p
Dachflächen	96 – 240	76,8 – 192
Fassadenflächen	19 – 47	15,2 – 37,6
Versiegelte Flächen	54 – 134	43,2 – 107,2
Flächen entlang von Schienenwegen	45 – 111	36 – 8,8
Flächen entlang von Autobahnen	15 – 37	12 – 29,6
Konversionsflächen	-	-
Gesamt	229 - 569	183,2 – 455,2

Für die einzelnen Bundesländer hat die Agentur für Erneuerbare Energien das jährliche PV-Stromerzeugungspotenzial veröffentlicht, die Ergebnisse sind in der Tabelle 9 und Abbildung 16 dargestellt. Demnach beträgt das gesamte technische Potenzial in Deutschland 212 TWh im Jahr.

Einschätzungen zu technischen Potenzialen sind von zahlreichen Annahmen abhängig. Die Studienergebnisse für die PV-Potenziale in Bundesländern wurden von der AEE veröffentlicht, die Studienannahmen sowie die Berechnungsmethode jedoch nicht. [AEE 2013] nach [EuPD 2008].

Tabelle 9: PV-Potenziale in Deutschland [AEE 2013] nach [EuPD 2008]

Bundesland	PV-Stromerzeugung 2011 in TWh/a	PV-Potenzial in TWh/a
Baden-Württemberg	3,272	23,45
Bayern	7,161	27,38
Berlin	0,036	3,89
Brandenburg	0,775	21,14
Bremen	0,013	0,87
Hamburg	0,013	1,96
Hessen	0,944	11,31
Mecklenburg-Vorpommern	0,265	23,23
Niedersachsen	1,486	24,75
Nord-Rhein-Westfalen	2,021	28,9
Reinland-Pfalz	0,941	11,86
Saarland	0,178	2,12
Sachsen	0,637	8,7
Sachsen-Anhalt	0,523	8,8
Schleswig-Holstein	0,735	7,62
Thüringen	0,341	6,04
Summe Deutschland	19,34	212,02

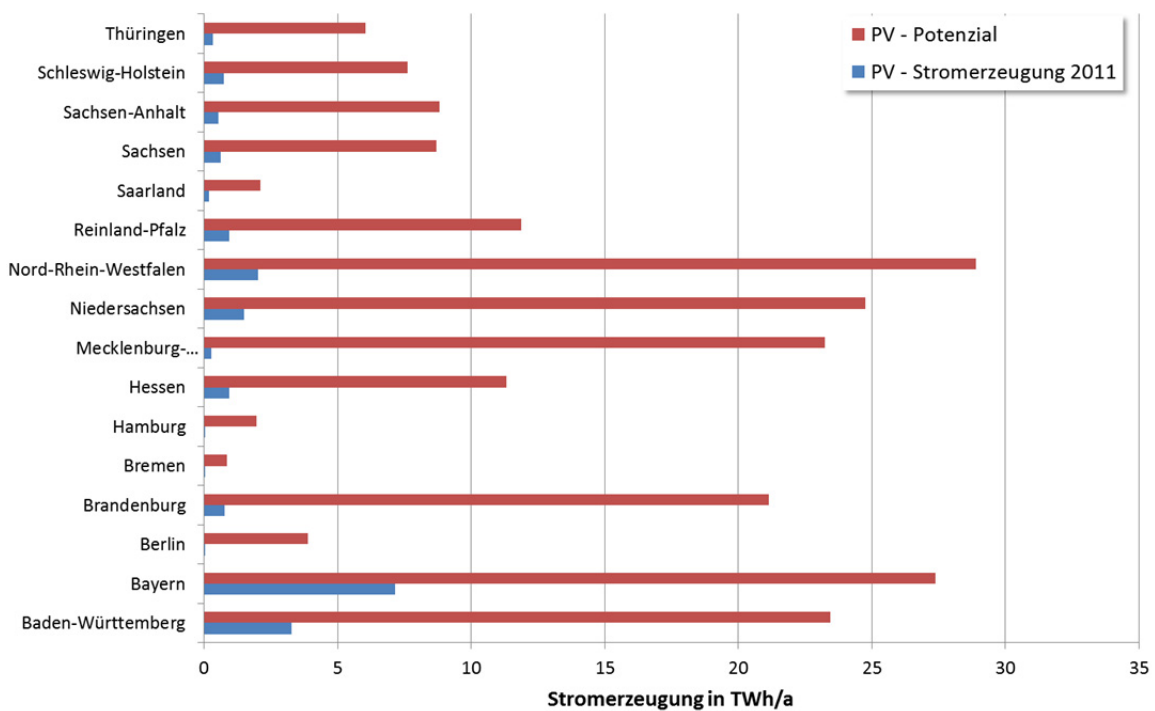


Abbildung 16: PV-Potenziale in Deutschland [AEE 2013] nach [EuPD 2008]

Potenzial der Wasserkraft

Der Anteil der Stromerzeugung durch Wasserkraftanlagen in Deutschland beträgt aktuell rund 4 % der gesamten Bruttostromerzeugung. Mit der bestehenden Kraftwerksleistung von rund 4.700 MW und einer Stromproduktion um die 20 TWh/a ist ein Großteil des Potenzials für Strom aus Wasserkraft in Deutschland bereits genutzt.

Da der Neubau großer Wasserkraftanlagen in Deutschland bedingt durch geographische Gegebenheiten sowie durch die Landschaftsschutzbestimmungen als sehr begrenzt gilt, lässt sich das technisch verfügbare Potenzial durch Ersatz, Erneuerung und Erweiterung vorhandener Anlagen oder Bau von Wasserkraftwerken an bestehenden Querbauwerken realisieren, wie z.B. Weserkraftwerk Bremen.

Es ist davon auszugehen, dass ökologische Bestimmungen das rein technische Potenzial für den Ausbau der Wasserkraft in Deutschland stark einschränken. Die in Deutschland noch verbleibenden ungenutzten bzw. weitgehend naturnahen Gewässer, deren Anteil auf ca. 10 % der Fließgewässer geschätzt wird, sollen für einen Neubau von Wasserkraftanlagen nicht in Frage kommen [IFEU 2004].

Nach [BMU 2010] beträgt das rein technische Wasserkraftpotenzial aller Gewässer in Deutschland zwischen 33,2 TWh und 42,1 TWh jährlich. Diese Werte wurden aus dem theoretischen Linienpotenzial der deutschen Gewässer unter Berücksichtigung der Fließverluste und unter Einbeziehung der realen Wirkungs- und Ausbaugrade von Wasserkraftanlagen abgeleitet. Die Realisierbarkeit dieses theoretisch maximal nutzbaren Potenzials wird von den Autoren als deutlich geringer abgeschätzt. Als voraussichtlich realisierbar wird ein Zubaupotenzial von 3,3 TWh eingeschätzt.

[Wagner 2008] ermittelt das jährliche Stromerzeugungspotenzial aus Wasserkraft für die einzelnen Bundesländer – vgl. Tabelle 10,

Tabelle 10: Potenziale für die Wasserkraftnutzung in der Stromerzeugung in Deutschland [Wagner 2008]

Bundesland	Wasserkraft Stromerzeugung 2011 in TWh/a	Wasserkraft Potenzial in TWh/a
Baden-Württemberg	4,133	6,03
Bayern	10,693	14,765
Berlin	0	0,004
Brandenburg	0,017	0,09
Bremen	0	0,038
Hamburg	0,001	0,001
Hessen	0,247	0,504
Mecklenburg-Vorpommern	0,009	0,018
Niedersachsen	0,227	0,793
Nord-Rhein-Westfalen	0,414	0,712
Reinland-Pfalz	0,772	1,026
Saarland	0,06	0,135
Sachsen	0,271	0,45
Sachsen-Anhalt	0,082	0,2
Schleswig-Holstein	0,009	0,038
Thüringen	0,116	0,137
Deutschland	17,1	24,941

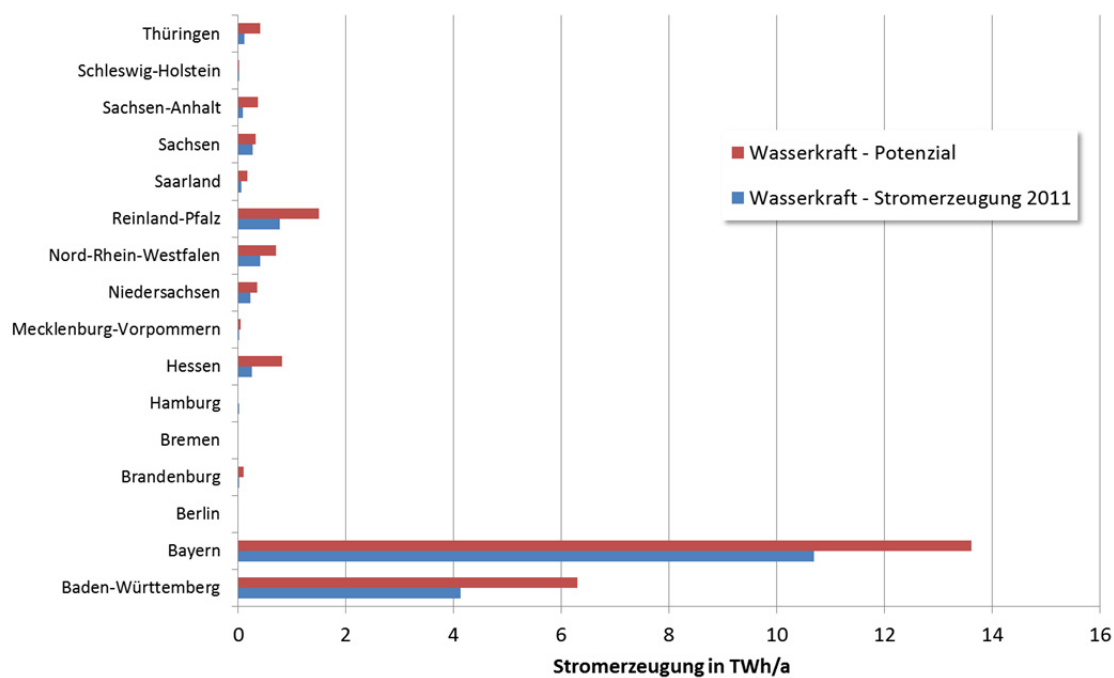


Abbildung 17: Potenziale für die Wasserkraftnutzung in der Stromerzeugung in Deutschland [Wagner 2008]

Potenzial der Geothermie

Die Stromerzeugung aus Geothermie liefert den bisher geringsten Beitrag zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland.

In [TAB 2003] wurden die Potenziale für Strom aus geothermischen Kraftwerken in Deutschland ermittelt. Demnach verfügt die geothermische Stromerzeugung in Deutschland sehr große technische Gesamtpotenziale von bis zu 300.000 TWh. Damit könnte über einen Zeitraum von ca. 1.000 Jahren 300 TWh Strom pro Jahr erzeugt werden (Angebotspotenzial). Dieses Potenzial basiert jedoch zum großen Teil auf der „Hot Dry Rock“-Technik (HDR), bei der durch „Fracking“ Risse im Gestein erzeugt werden, die dann als Wärmetauscher genutzt werden, um die im Gestein gebundene Wärme zu fördern. Die „Fracking-Technologie“ ist umstritten. Wird HDR ausgeschlossen, ergibt sich ein technisches Potenzial von etwa 15 TWh Strom pro Jahr.

Geothermie ist von den Wettereinflüssen und damit von der tages- oder jahreszeitlichen Fluktuation vollständig unabhängig. Weltweit gibt es einige Regionen, in der die geothermische Stromerzeugung einen höheren Anteil des Strombedarfs deckt und auch in Zukunft decken wird, in Deutschland allerdings verfügt diese Technologie über ein vergleichsweise geringes Potenzial [ISE 2012, S. 7].

Im Gegensatz zu geothermischen Kraftwerken in Regionen mit aktiven Vulkanen (z.B. Italien, Island) sind in Deutschland die verfügbaren Temperaturen erheblich niedriger (maximal 220°C). Der Wirkungsgrad des Generators bei der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland liegt im Bereich von ca. 10 %.

Exakte flächendeckende Daten zu der geothermischen Ressourcenlage in Deutschland liegen immer noch nicht vor [Bußmann u.a. 2012].

Gesamtpotenzial der EE-Stromerzeugung in Deutschland

Die Zusammenstellung der oben skizzierten Studien zeigt eine mögliche Bandbreite, wie hoch die langfristigen technischen nachhaltigen EE-Stromerzeugungspotenziale in Deutschland über die nächsten Jahrzehnte sind. Es ergibt sich ein technisches Gesamtstromerzeugungspotenzial zwischen 462 und 3.939 TWh/a (Vgl. Abbildung 5, Tabelle 15) unter Berücksichtigung ökologischer Aspekte wie dem Ausschluss von Naturschutzflächen. Die große Bandbreite der Stromerzeugungspotenziale resultiert dabei aus den unterschiedlichen Annahmen der ausgewerteten Studien, wie z.B. Unterschiede in der Bestimmung der verfügbaren Flächen oder in der gewählten Anlagentechnik.

Wie Abbildung 18 und Abbildung 19 veranschaulichen, sind die langfristigen technischen

nachhaltigen Stromerzeugungspotenziale der erneuerbaren Energieträger in Deutschland erheblich höher als der aktuelle sowie der prognostizierte Stromverbrauch.

Die technischen Potenziale zur Nutzung erneuerbaren Energien in Deutschland sind erst zu einem geringen Teil erschlossen. Außer bei der Stromerzeugung aus Wasserkraft – hier wird ein Großteil des vorhandenen Potenzials bereits genutzt – weisen die anderen untersuchten Technologien wie Wind, Photovoltaik und Geothermie hohe noch nicht genutzte Potenziale zur Stromerzeugung auf (Vgl. Tabelle 11, Tabelle 18).

Aufgrund verschiedener Faktoren kann das maximale technische Potenzial nicht vollständig ausgeschöpft werden. Neben den rein technischen Restriktionen spielen auch ökologische Faktoren oder die konkurrierende Flächennutzung eine wichtige Rolle. Um diese Restriktionen zu berücksichtigen, werden die technischen Potenzialgrenzen in dieser Studie nahe der unteren Grenze der ermittelten Bandbreite angenommen. Demnach liegt das gesamte technische langfristige nachhaltige EE-Stromerzeugungspotenzial bei etwa 1.000 TWh (3.600 PJ) jährlich. Diese Größenordnung an technischem Strompotenzial in Deutschland wird auch in anderen, aktuellen Veröffentlichung genannt, wie z.B. [IWES 2014], [ISE 2012].

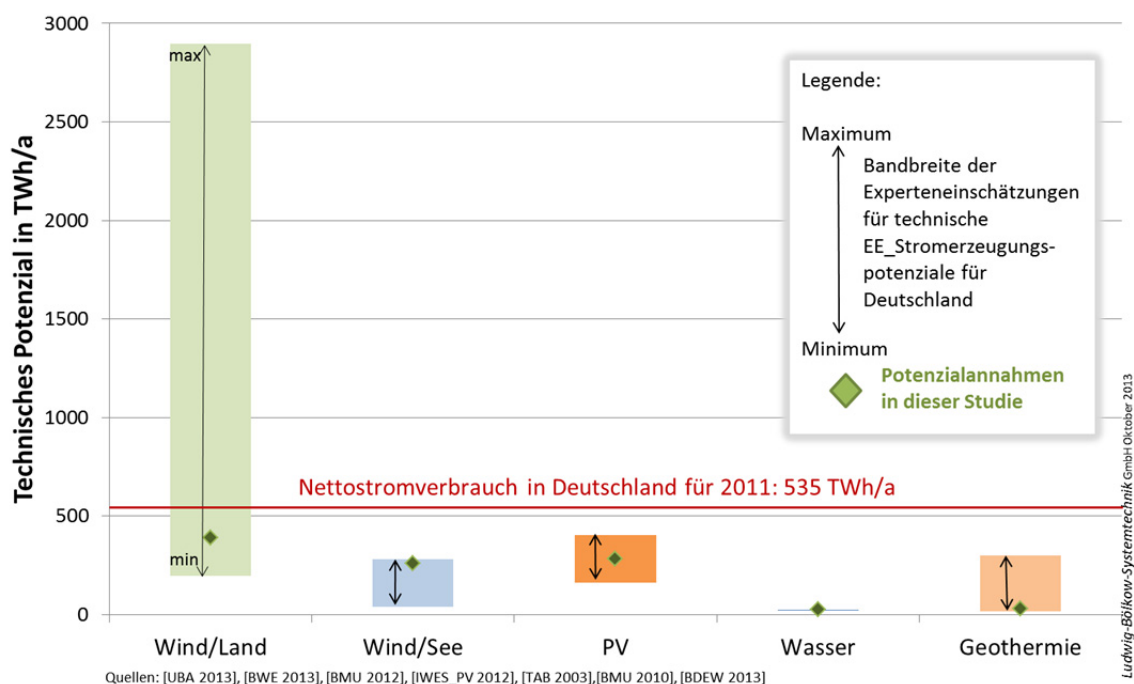


Abbildung 18: Bandbreite technischer EE-Stromerzeugungspotenziale nach Energieträgern (ohne Biomasse)

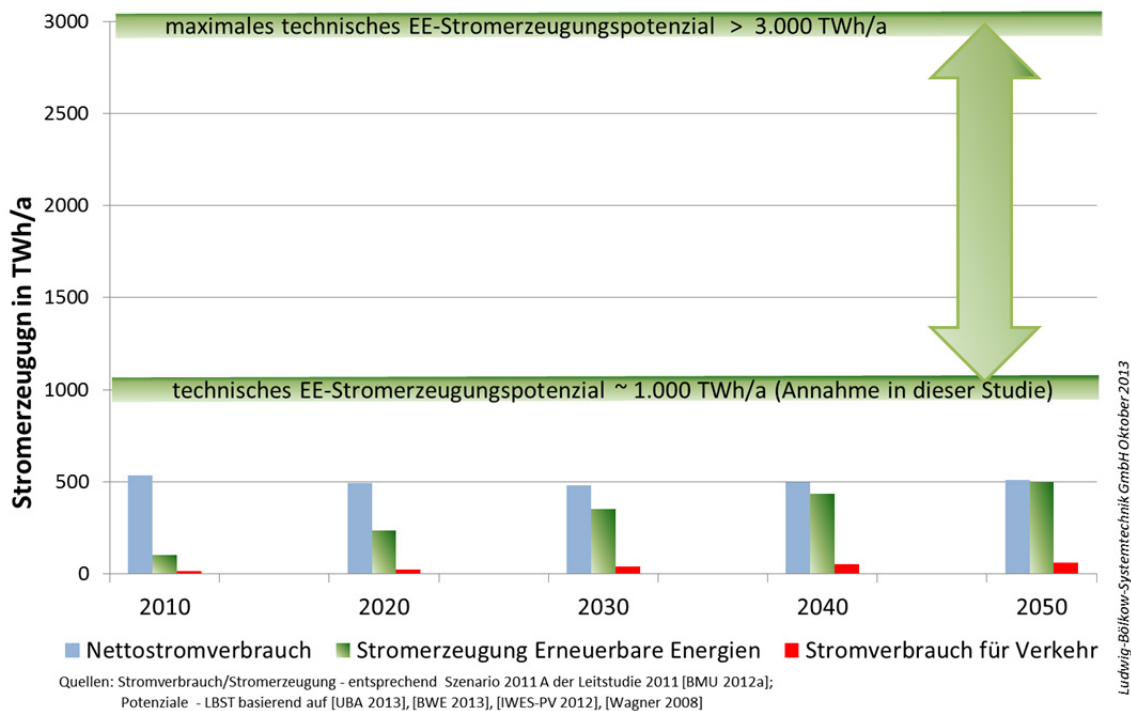


Abbildung 19: Gesamtes technisches EE-Strompotenzial (ohne Biomasse) versus Aufbauszenarien (Leitstudie 2011)

Die Annahmen zu technischen Stromerzeugungspotenzialen für unsere Studie sind Tabelle 11 zu entnehmen (siehe auch Abbildung 18 und Abbildung 19).

Tabelle 11: Potenzialannahmen für diese Studie (ohne Biomasse)

Technologie	Langfristiges technisches nachhaltiges Potenzial in TWh/a			Bereits genutztes Potenzial 2012 [AGEB 2014] in TWh/a
	Literatúrauswertung		Annahmen für diese Studie	
	Untere Grenze	Obere Grenze		
Wasserkraft	25	42	25	21,8
Wind Onshore	195	2.897	390	
Wind Offshore	64	300	280	50,7
Photovoltaik	163	405	284	26,4
Geothermie	15	300	15	0,03
Gesamt	462	3.939	~1.000	~100

Unter Beachtung der ökologischen Bestimmungen wird das Stromerzeugungspotenzial durch Wasserkraft in Höhen von 25 TWh/a angenommen.

Das Stromerzeugungspotenzial durch Photovoltaik stellt den Mittelwert zwischen den beiden Grenzwerten dar und beträgt 284 TWh/a.

Für den zukünftigen Ausbau der Windenergie an Land wird die Erschließung möglichst konfliktarmer Standorte in Betracht gezogen und ein Szenario mit einer Flächennutzung von 2 % angenommen (390 TWh/a). Um ein Gefühl für die Größenordnungen zu bekommen: die derzeit für den Anbau von Bioenergiepflanzen genutzte Fläche beträgt knapp 6 % der Landfläche in Deutschland. 99 % der angenommenen 2 % Windbelegungsfläche an Land können immer noch für andere Zwecke verwendet werden aufgrund der geringen Flächenbedarfe für Fundamente und Zufahrtswege. Für Offshore-Wind wird ein langfristiges technisches Potenzial von 280 TWh/a bei 70 GW installierter Leistung und einer Jahresvollbenutzungsdauer von 4.000 Stunden angenommen. Bereits unter diesen Annahmen übersteigt das jährliche Stromerzeugungspotenzial der Windkraft in Deutschland den jährlichen Stromverbrauch.

Das Stromerzeugungspotenzial durch Geothermie wird in Höhe von 15 TWh/a angenommen, hierbei wird die Nutzung von „Fracking-Technologien“ für die geothermische Stromerzeugung ausgeschlossen.

Eine Co-Nutzung von Flächen für die kombinierte Erzeugung von EE-Strom (fluktuierend über allen Zeitskalen), Nahrungsmitteln oder Energiepflanzen (saisonal und überjährig schwankende Verfügbarkeit) können sich mitunter sehr gut ergänzen. Geeignete Kombinationen zur Co-Energieerzeugung sind z.B. Windkraft auf Flächen mit Wildgras, Energiemais, Wald und Kurzumtriebsplantagen (KUP) oder auch von PV-Freiflächenanlagen auf Flächen mit z.B. Wildgras für die Biogasproduktion. Diese Aspekte wurden im Rahmen der vorliegenden Studie nicht weiter vertieft.

Technische Kraftstoffpotenziale

Der Weg der Stromerzeugung (fossile oder erneuerbare Energiequellen) ist für die Klimaverträglichkeit der Treibstoffherstellung auf Strombasis ausschlaggebend.

Unter der Annahme einer angenommenen zukünftigen 100 % EE-Stromversorgung in Deutschland, ergibt sich ein technisches Restpotenzial von 465 TWh/a bzw. 1.674 PJ/a (technisches Potenzial minus Strombedarf Nicht-Verkehrssektoren), das für die Kraftstoffherstellung prinzipiell nutzbar wäre (vgl. Abbildung 7). Eine Reihe möglicher Kraftstoffpfade auf Basis erneuerbar erzeugten Stroms bietet sich an: Elektrizität kann entweder direkt für das Aufladen der Batterie (EE- Strom für BEV/REEV/PHEV) oder zur Erzeugung von Kraftstoffen wie Druckwasserstoff (CGH_2 für FCEV), Methan (CH_4 für ICEV) oder auch Benzin/Diesel genutzt werden (siehe Abbildung 7). Elektrolytisch erzeugter Wasserstoff lässt sich entweder direkt als Kraftstoff im Verkehr einsetzen oder zusammen mit Kohlendioxid zur Herstellung von synthetischen, kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen verwendet werden.

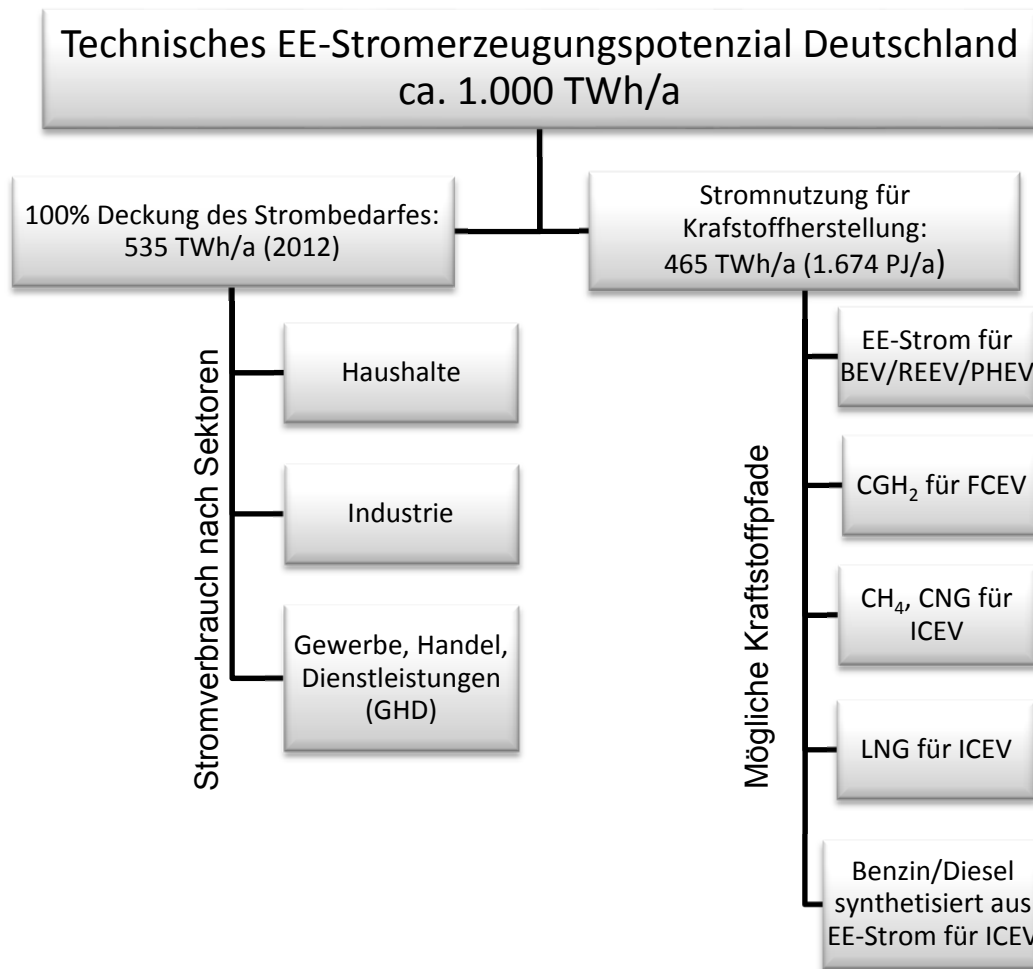


Abbildung 20: Gesamtes technisches EE-Stromerzeugungspotenzial und Nutzungsmöglichkeiten

Die nachfolgende Tabelle 12 gibt eine Übersicht über die verschiedenen Kraftstoffpfade sowie deren Wirkungsgrade.

Tabelle 12: Annahmen für strombasierte Kraftstoffe auf Basis der Steckbriefe in Kapitel 3.1.2

Kraftstoffpfad	Bereitstellungs- Wirkungsgrad (η)	mit CO ₂ aus Luft	mit CO ₂ aus Abgas, z.B. Holzheiz- (kraft)werke	mit CO ₂ aus Biogasaufbe- reitung
Strom für Batteriefahrzeuge (Niederspannung)	89%	--	--	--
CGH ₂ über Elektrolyse (vor Ort)	58%			
CNG über Elektrolyse und Me- thanisierung		41%	49%	50%
LNG über Elektrolyse, Methani- sierung und Verflüssigung	--	40%	48%	49%
Benzin/Kerosin/Diesel über Elektrolyse, Methanolsynthese und MtSynfuels-Prozess	--	35%	39%	45%

Für die Produktion von Power-to-Gas (PtG) ist CO₂ notwendig. Unter Berücksichtigung der räumlichen und zeitlichen Verfügbarkeit ist CO₂ aus Bioenergieanlagen eine mögliche Option. Daher wird im Folgenden das theoretische Potenzial für CO₂ aus der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan sowie aus der Verbrennung von Biomasse abgeschätzt.

Die dargestellten Mengen basieren auf vereinfachten Annahmen und dienen der Orientierung. Die Bestimmung theoretischer, technischer und wirtschaftlicher CO₂-Potenziale biogenen Ursprungs bedürfen weiterführenden und detaillierten Analysen, bei denen u. a. die Verteilung der Rohstoffe, die Rohstoffeigenschaften, die Anlagengrößen und -kategorien sowie ihre Eigenschaften (z.B. Wirkungsgrad) untersucht werden. Weiterhin bedarf es einer technischen und ökonomischen Bewertung der Erschließung dieser Potenzialmengen, um das verfügbare bzw. praxisnahe Potenzial ermitteln zu können.

Für die Produktion von PtG ist die Verfügbarkeit von CO₂ als Rohstoff von entscheidender Bedeutung. Unter Berücksichtigung einzelfallbezogener Abhängigkeiten der räumlichen und zeitlichen Verfügbarkeit, ist CO₂ als Nebenprodukt der Aufbereitung von Biogas zu Biome-
than eine mögliche Option. Daher im Folgenden eine Abschätzung des aus der Biogasaufbe-
reitung theoretisch verfügbaren Potenzials an CO₂.

Das DBFZ berichtet jährlich dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit gemeinsam mit weiteren Kooperationspartnern die Entwicklung und Menge der Strombereitstellung aus Biomasse. Neben zahlreichen weiteren Datenquellen werden hier u. a. die Ergebnisse jährlicher Betreiberbefragungen ausgewertet. Demzufolge waren zum Stichtag 31.12.2012 in Deutschland etwa 120 Anlagen zur Produktion von Biomethan mit einer Einspeisekapazität von ca. 72 Tsd. m³/h in Betrieb [DBFZ u.a. 2013]. Rohbiogas ent-

hält 25-55 % CO₂ (abhängig u. a. vom Rohstoff), wovon maximal 6 % im Biomethan verbleiben [DVGW 2004], [DVGW 2008]. Ausgehend von einer Biomethanproduktion von 560 Mio. m³/a (i. N.) fallen ca. 330 Mio. Nm³/a CO₂ an⁵.

Der Umbau einer Biogasanlage mit bisheriger Vor-Ort-Verstromung und deren Erweiterung um eine Methanisierung (und Einspeisung) kann ab einer Leistung von größer > 1 MW_{el} diskutiert werden [Stockel 2013]. Ungeachtet der einzelfallbezogenen Gegebenheiten können somit optional aus Biogas ca. 625 Mio. m³/a (i. N.) CO₂ als theoretisches Potenzial betrachtet werden (vgl. Tabelle 13). Das technische bzw. wirtschaftliche Potenzial ist vermutlich deutlich kleiner (z. B. kein Umbau vor Anlagen mit großem Anteil Wärmenutzung).

Tabelle 13: Abschätzung des theoretischen CO₂-Potenzials aus Biogas in Deutschland auf Basis des Bestandes 2012 (Anlagenanzahl, -größe und Kapazität nach [DBFZ u.a. 2013])

Anlagengröße	Biomethan			Biogas (optional)
	< 350 m ³ /h (i.N.)	350-700 m ³ /h (i.N.)	> 700 m ³ /h (i.N.)	> 1 MW _{el}
Anzahl Anlagen	24	83	13	375
Kapazität gesamt	ca. 71.700 m ³ /h (i.N.) CH ₄			600 MW _{el}
CO ₂ -Potenzial	ca. 330 Mio. m ³ /a (i.N.) ⁵			ca. 625 Mio. m ³ /a (i.N.) ⁶

Aus den in Tabelle 13 angegebenen CO₂-Potenzialen aus Biogasanlagen (insgesamt 955 Mio. Nm³/a) lassen sich etwa 955 Mio. Nm³ bzw. etwa 9,5 TWh (34 PJ) synthetisches Methan erzeugen.

In Deutschland werden Anlagen, die feste Biomasse verbrennen um Strom und Wärme zu produzieren, im Rahmen des EEG vergütet. Ende 2012 waren ca. 540 Biomasseheiz(kraft)werke⁷ (ohne Mitverbrennungsanlagen) mit einer elektrischen Leistung von rund 1.560 MW in Betrieb, davon wiederum ca. 200 Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von > 1 MW (96 % der Gesamtleistung). Daraus ergibt sich ein theoretisches CO₂-Potenzial von insgesamt etwa 8 Mrd. m³ (i.N.) bzw. 7,7 Mrd.m³ (i.N.) für die Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung > 1 MW_{el} (vgl. Tabelle 14).

⁵ Annahmen: 8.000 Volllaststunden pro Jahr, Auskopplung von 30 vol.% CO₂ aus Rohbiogas

⁶ Annahmen: 7.650 Volllaststunden pro Jahr [DBFZ et al. 2013], Ø Wirkungsgrad 33 %, Biogas: 5,5 kWh/m³ bei 55 % CH₄, Auskopplung von 30 vol.% CO₂ aus Rohbiogas

Tabelle 14: Abschätzung des theoretischen CO₂-Potenzials aus Biomasseheizkraftwerken in Deutschland auf Basis des Bestandes 2012 (Brennstoffmenge nach [DBFZ u.a. 2013])

	Brennstoff	Brennstoffmenge	CO ₂ -Potenzial
Biomasseheiz(kraft)werke ⁷ , im EEG	Holz ⁸	8,7 Mio. t _{atro}	ca. 8 Mrd. m ³ (i.N.) ⁹
Papier- und Zellstoffindustrie, nicht im EEG	Laugen ¹⁰	21,2 PJ (Holzäquiv. ~1,2 Mio. t _{atro})	- ¹¹
Stromerzeugungsanlagen	biogener Siedlungsabfall	87,7 PJ ¹²	- ¹¹

Aus den 7,7 Mrd. Nm³ CO₂ aus Holzheiz(kraft)werken mit einer elektrischen Leistung von mehr als 1 MW lassen sich etwa 7,7 Mrd. Nm³ bzw. etwa 77 TWh (277 PJ) synthetisches Methan erzeugen.

Daraus ergeben sich ‚ceteris paribus‘ die in Tabelle 15 angegebenen technischen Potenziale für Kraftstoffe aus erneuerbarem Strom.

⁷ einschließlich Holzvergaseranlagen und i. R. d. EEG vergütete Heizkraftwerke der Papier- und Zellstoffindustrie

⁸ 56% Altholz, 27% Wald- und Landschaftspflegeholz, KUP, 17% Reststoffe aus Holz-, Papier- und Zellstoffindustrie (Industrierestholz, Rinde, Abflauge)

⁹ Annahmen: Kohlenstoffgehalt Altholz 50 ma.% bezogen auf TS, 99% Umsetzung des Kohlenstoffs in CO₂, 1% Kohlenstoff über Ascheaustrag nicht als CO₂ verfügbar

¹⁰ Überwiegend Mitverbrennung, d. h. kombinierter Einsatz mit fossilen Brennstoffen

¹¹ Für eine Quantifizierung des CO₂-Potenzials sind belastbare Daten zur Elementarzusammensetzung erforderlich

¹² abweichendes Bezugsjahr: 2011

Tabelle 15: Technische Potenziale von EE-Strom für direkte Stromnutzung und Herstellung von strombasierten Kraftstoffen (Pfade alternativ, nicht addierbar)

Kraftstoffpfad	Technisches Kraftstoffpotenzial		mit CO ₂ aus Luft		mit CO ₂ aus Abgas und Biogasaufbereitung	
	TWh/a	PJ/a	TWh/a	PJ/a	TWh/a	PJ/a
EE-Strom für Batteriefahrzeuge (Niederspannung)	415	1.494	--	--	--	--
CGH ₂ über Elektrolyse (vor Ort)	268	965	--	--	--	--
EE-MethanCNG über Elektrolyse und Methanisierung ¹³	--	--	191	688	86,1	310
LNG über Elektrolyse, Methanisierung und Verflüssigung ¹³	--	--	186	670	86,1	310
Benzin/Kerosin/Diesel über Elektrolyse, Methanolsynthese und MtSynfuels-Prozess ¹⁴	--	--	163	586	64,6	233

Anmerkung: Insgesamt stehen 465 TWh erneuerbarer Strom für den Verkehr zur Verfügung.

Wird das CO₂ ausschließlich aus Biogasaufbereitung und aus dem Abgas von Holzheiz(kraft)werken bezogen, kann nicht das gesamte für die Kraftstofferzeugung zur Verfügung stehende technisch-nachhaltige Strompotenzial genutzt werden. Das EE-Kraftstoffherzeugungspotenzial beträgt dann insgesamt etwa 86 TWh/a (310 PJ/a) EE-Methan bzw. etwa 64 TWh/a (233 PJ/a) synthetisches Benzin, Kerosin und Diesel.

Mit dem technischen Strompotenzial von 465 TWh/a (1.674 PJ/a) könnten beispielsweise ca. 216 Millionen Batteriefahrzeuge versorgen (13 kWh/100 km, 15.000 km Jahresfahrleistung). Dies übersteigt den aktuellen Pkw-Bestand in Deutschland um ein Mehrfaches.

Wird dieselbe Strommenge für CNG-Herstellung eingesetzt, könnten etwa 34 Millionen fortgeschrittene Erdgashybridfahrzeuge (38 kWh /100 km; 15.000 km Jahresfahrleistung) versorgt werden.

Um ein Gefühl dafür zu bekommen, was die Beiträge von erneuerbaren Strom sein können, sind in Abbildung 21 die Reichweiten verschiedener Kraftstoffe in verschiedenen Verkehrsmitteln auf der Basis eines durchschnittlichen Jahresertrages einer Onshore-Windraftanlage mit einer Nennleistung von 3 MW und einer Jahresvollbenutzungsdauer von 2.071 Stunden pro Jahr nach [BWE 2013] dargestellt. Die Annahmen hierfür sind entsprechend Tabelle 16.

¹³ 55,0 g CO₂ sind pro kWh EE-Methan erforderlich

¹⁴ 73,3 g CO₂ sind pro kWh synthetische Kohlenwasserstoffe erforderlich

Tabelle 16: Reichweiten verschiedener EE-Kraftstoffanwendungen mit Strom aus einer 3 MW-Windkraftanlage bei 2.071 MWh/MW Jahresertrag sowie Anzahl damit betreibbarer Fahrzeuge

	EE-Kerosin Flugzeug	EE-Methan LKW	EE-Methan PKW	EE-H ₂ PKW	EE-Strom PKW
Wirkungsgrad Kraftstoffbe- reitstellung	35 – 45%	40 – 50%	40 – 50%	58%	89%
EE-Kraftstofferzeugungspotenzial (GWh/a)	2,1 – 2,8	2,5 – 3,1	2,5 – 3,1	3,6	5,5
Kraftstoffverbrauch (kWh/km)	38	2,83	0,38	0,18	0,13
Reichweite (Mio. km/a)	0,056 – 0,073	0,9 – 1,1	6,7 – 8,3	19,8	43,3
Spez. Fahrleistung (km/a)	500.000	130.000	15.000	15.000	15.000
Fahrzeuge (Stk.)	0,1	10	500	1.300	2.900

Für die PKW wurden die Kraftstoffverbräuche aus [JEC 2013] für 2020+ (NEFZ) entnommen, die das technisch Machbare an Kraftstoffverbrauchsminderung darstellen (siehe Tabelle 20, Tabelle 23 und Tabelle 24 in Kapitel 4.1), und um einen Realverbrauchsfaktor ergänzt (siehe MKS-Studie „Power-to-Gas“). Beim Kraftstoffverbrauch des CNG-LKW wurde der gleiche Wert wie beim LNG-LKW für 2030 angenommen (siehe Tabelle 50 in Kapitel 4.3.3)

Für das Flugzeug wurde ein Airbus A320neo angenommen, der 2015 mit neu entwickelten Triebwerken auf den Markt kommen soll. Der Kerosinverbrauch sinkt gegenüber dem heutigen A310 um 15 % [Airbus 2013], [Pratt & Whitney 2013]. Der Kerosinverbrauch des heutigen Modells A310 beträgt etwa 3.200 Liter pro Stunde bei einer Reisegeschwindigkeit von 830 km/h [Bredow 2013]. Abzüglich 15 % ergeben sich daraus 2.720 Liter pro Stunde. Während des Startvorgangs steigt der Kerosinverbrauch pro Stunde auf das 3-Fache. Die Dauer des Startvorgangs wurde mit 10 Minuten angenommen.

Die resultierenden Reichweiten aus dem Jahresertrag einer 3 MW-Windkraftanlage sind in nachfolgender Abbildung 21 dargestellt.

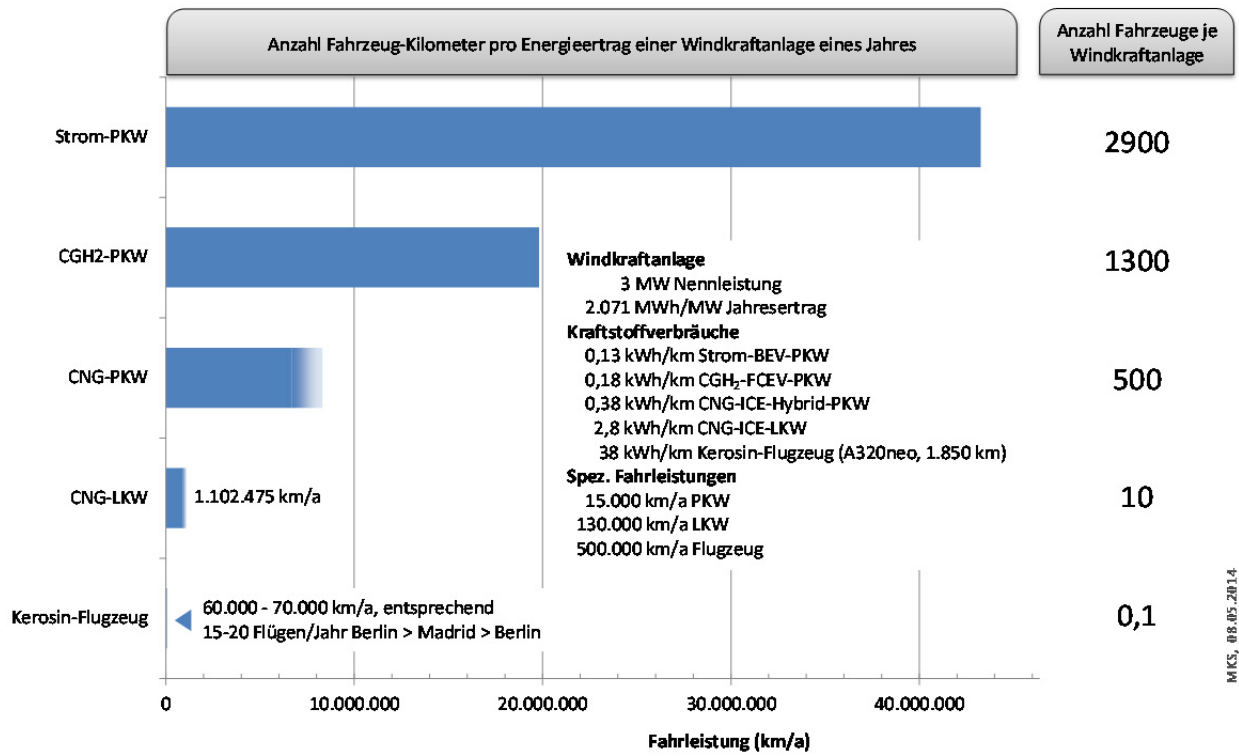


Abbildung 21: Reichweiten verschiedener EE-Kraftstoffanwendungen mit Strom aus einer 3 MW-Windkraftanlage bei 2.071 MWh/MW Jahresertrag

Status quo der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland

Auf Basis einer Literaturrecherche wurde die aktuelle Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Deutschland sowie nach Bundesländern untergegliedert ermittelt. Abbildung 22 stellt die Entwicklung der Beiträge der verschiedenen erneuerbaren Energieträger zur Stromerzeugung in Deutschland dar.

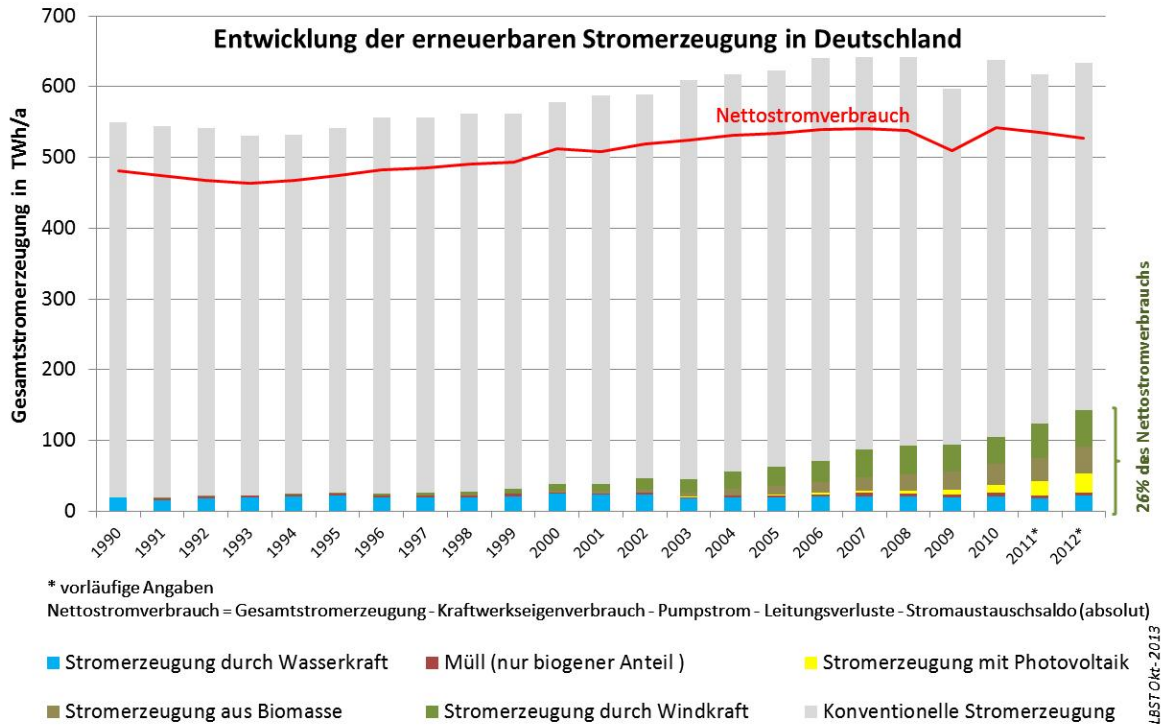


Abbildung 22: Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland seit 1990 (Quelle: LBST auf der Basis von [AGEB 2013], [UBA 2013a])

Der Nettostromverbrauch wird in [UBA 2013] durch den Abzug des Kraftwerkseigenverbrauchs, der Leitungsverluste, des Pumpstromverbrauchs sowie der Stromimporte und Exporte von der gesamten Bruttostromerzeugung berechnet. Rund 26 % des deutschen Nettostromverbrauchs werden heute aus erneuerbaren Energien gedeckt.

Als der einzige regenerative Energieträger hat 1990 die Wasserkraft mit rund 20 TWh/Jahr nur einen geringen Anteil zur gesamten Stromerzeugung in Deutschland beigetragen. In den letzten zwanzig Jahren kamen weitere regenerative Energieträger hinzu. Dabei ist der Anteil der Wasserkraft gegenüber 1990 nur wenig, nämlich auf etwa 22 TWh/Jahr, angestiegen. Demgegenüber ist in den Jahren von 1990 bis 2012 eine rasante Entwicklung bei der Windenergieeinspeisung sowie Stromerzeugung mit Photovoltaik zu beobachten.

Die Stromerzeugung aus Sonne, Wind, Biomasse, Geothermie und Wasserkraft stieg 2012 auf 143,5 TWh und hat gegenüber 2011 um rund 14 % zugenommen; Tendenz steigend. Den größten Zuwachs hat die Stromerzeugung aus Photovoltaik erfahren (ein Anstieg um

ca. 40 % im Vergleich zum Vorjahr). Ursache dafür war die hohe Zubaurate: 2012 wurden rund 7.600 MW_p PV-Leistung zugebaut, am Jahresende waren damit 32.389 MW_p installiert [BDEW 2013]. Auch der Anteil der Biomasse ist drastisch auf ca. 40 TWh im Jahr 2012 gestiegen. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft unterliegt natürlichen jährlichen Schwankungen, was einen geringen Zuwachs in der Stromerzeugung durch Wasserkraft im Jahr 2012 gegenüber der im Jahr 2011 erklärt. Die Stromerzeugung durch Geothermie betrug 2012 ca. 0,03 TWh und leistete damit unter den Quellen erneuerbarer Stromerzeugung in Deutschland den mit Abstand geringsten Beitrag. Der Anteil der Stromerzeugung durch Windenergieanlagen betrug im Jahr 2012 mit 50,7 TWh rund 8 % der gesamten Bruttostromerzeugung in Deutschland.

Tabelle 17 fasst aktuelle Zahlen der deutschen Stromerzeugung aus erneuerbarer Energiequellen zusammen.

Tabelle 17: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland für 2011 und 2012 [AGEB 2014]

Energiequelle	Stromerzeugung in TWh/a	
	2011	2012
Windkraft	48,9	50,7
Photovoltaik	19,3	26,4
Wasserkraft	17,7	21,8
Biomasse	32,8	39,7
Müll ^a	4,8	5
Geothermie	0,02	0,03
EE- Stromerzeugung in DE	123,5	143,5
Gesamte Stromerzeugung in DE	608,8	629,8
Davon EE-Anteil in %	20,2%	22,8%

^a nur EE-Anteil (50%)

In der nachfolgender Tabelle 18 ist eine nach Bundesländern untergegliederte Zusammenfassung der Wasser-, Wind- und PV-Stromerzeugung im Jahr 2011 dargestellt. Die statistischen Energiedaten zu Stromerzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien auf der Bundesländerebene liegen für das Jahr 2012 noch nicht vollständig vor.

An dieser Stelle ist festzuhalten, dass die statistischen Energiedaten auf der Länderebene grundsätzlich schlechter verfügbar sind als die entsprechenden Daten auf der Bundesebene. Außerdem liegen Länderdaten in der Regel mit einer Verzögerung vor. Beispielsweise erfasst der Länderarbeitskreis Energiebilanzen (LAK) die Energiebilanzen der Länder sehr detailliert, die Verzögerungen betragen aber bis zu drei Jahren. Die Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) sowie der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) ha-

ben bereits die Statistiken zur Nutzung erneuerbarer Energien auf der Bundesebene für das Jahr 2012 veröffentlicht; die Bundesländerdaten liegen erst für 2011 vor (Stand August 2013). Die BMU-Angaben zur Nutzung erneuerbarer Energien, die entsprechenden Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) oder die Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (AGEE) beschränken sich auf die Bundesebene.

Tabelle 18: Erneuerbare Stromerzeugung Deutschland 2011 nach Bundesland [AEE 2013]

Bundesland	Windenergie in TWh/a	PV in TWh/a	Wasserkraft in TWh/a
Baden-Württemberg	0,595	3,272	4,133
Bayern	0,811	7,161	10,693
Berlin	0,006	0,036	
Brandenburg	7,899	0,775	0,017
Bremen	0,257	0,013	
Hamburg	0,081	0,013	0,001
Hessen	0,886	0,944	0,247
Mecklenburg-Vorpommern	3,08	0,265	0,009
Niedersachsen	12,145	1,486	0,227
Nord-Rhein-Westfalen	4,883	2,021	0,414
Reinland-Pfalz	2,105	0,941	0,772
Saarland	0,22	0,178	0,06
Sachsen	1,66	0,637	0,271
Sachsen-Anhalt	6,143	0,341	0,082
Schleswig-Holstein	6,19	0,735	0,009
Thüringen	1,35	0,341	0,116

Wasserkraft wurde vor allem in Süddeutschland und in den Mittelgebirgen genutzt. So produzierten Bayern und Baden-Württemberg im Jahr 2012 über 80 % des in Deutschland erzeugten Wasserkraftstroms. Windenergie ist überwiegend im Norden verbreitet. Analog zur ungleichmäßigen räumlichen Verteilung der Windenergie existieren in Deutschland starke regionale Diskrepanzen auch in der Solareinstrahlung – allerdings mit umgekehrten Vorzeichen. Höhere Sonnenintensität sowie höhere Anzahl der Sonnenstunden begünstigen die Nutzung von Photovoltaik in süddeutschen Bundesländern. Von den insgesamt in Deutschland installierten 32,4 GW Gesamtleistung der PV befinden sich rund 13,9 GW in Bayern und Baden-Württemberg [Glasstetter 2013].

4 Energienachfrage des Verkehrssektors

Für eine Abschätzung des Energieverbrauchs im Verkehr werden zunächst verschiedene zukünftig mögliche Antriebsarten für Pkw und Lkw charakterisiert und mithilfe aktueller Literatur auf ihre Verbrauchspotenziale analysiert. Anschließend werden diese Daten als Input für das Verkehrsmodell TREMOD verwendet, um damit die Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr in drei Szenarien bis zum Jahr 2050 zu berechnen.

4.1 Technische Potenziale von alternativen und konventionellen Pkw Antriebstechnologien

Elektrisch angetriebenen Pkw wurde in den vergangenen Jahrzehnten mehrfach der Durchbruch prophezeit [Hoffman 1969; Biedermann et al. 2002], dennoch war der Hubkolben-Verbrennungsmotor mit einem Drehzahl-/Drehmomentwandler (Getriebe) und einer Anfahr-/Schaltkupplung das Antriebskonzept, was sich weltweit als Pkw-Antrieb durchgesetzt hat. Die Gründe sind die hohe Energiedichte von Benzin und Diesel im Vergleich zur Batterie, das gute Verhältnis zwischen Bauraum und Gewicht von Antriebsstrang und mitgeführtem Kraftstoff und nicht zuletzt die hohe Robustheit des Verbrennungsmotors gegenüber Wärme, Kälte und Erschütterungen. Neben diesen technischen Eigenschaften, können Fahrzeuge mit einem Verbrennungsmotor heute im Vergleich zu Batteriefahrzeugen kostengünstiger gebaut und betrieben werden [Vgl. Braess et al. 2011, S. 158]. Nachteile dieses Antriebssystems sind die Emissionen von Treibhausgasen, Schadstoffen und Lärm, die bei der Verbrennung von Benzin, Diesel und Erdgas auftreten.

Nachfolgend werden die für die vorliegende Arbeit untersuchten Fahrzeugantriebe vorgestellt und deren Schlüsselkomponenten kritisch diskutiert (Abbildung 23).

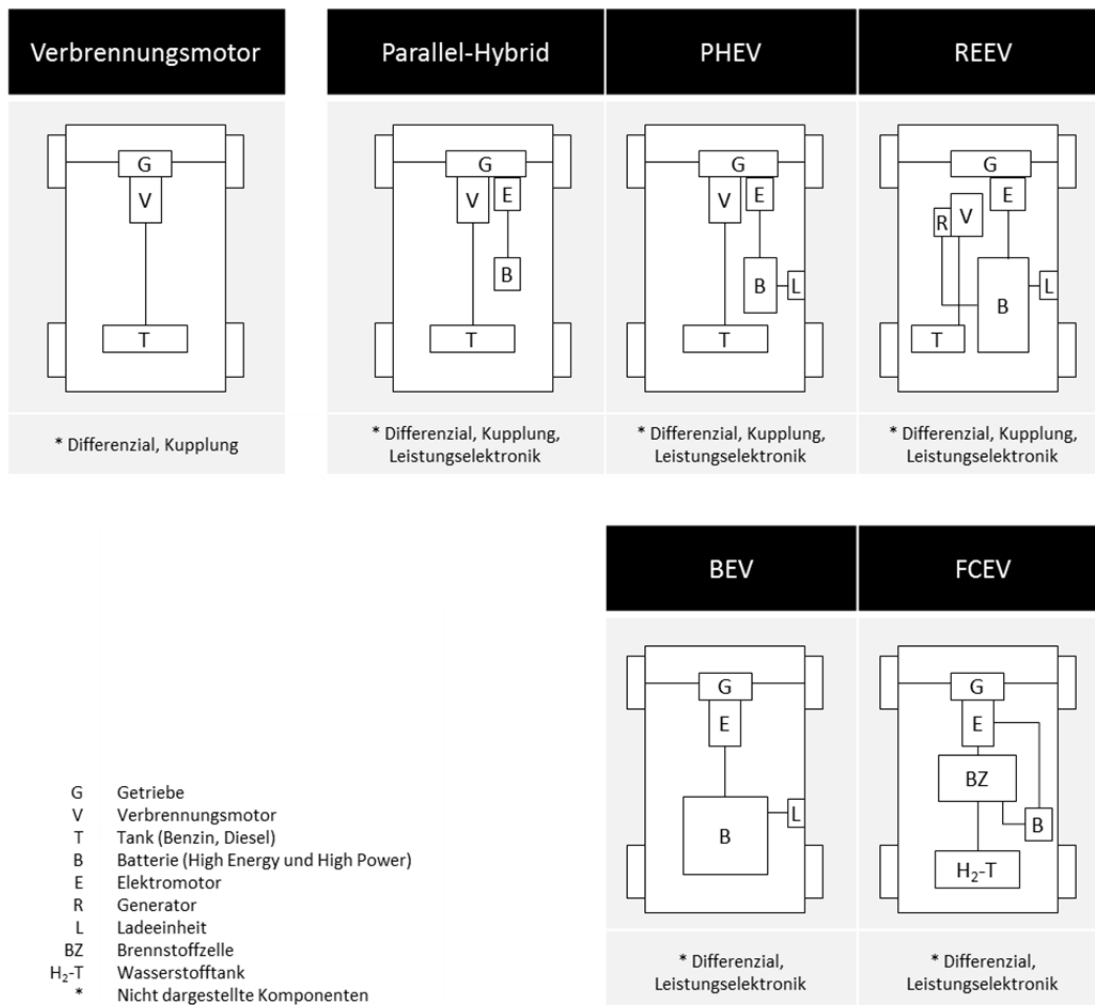


Abbildung 23: Systemaufbau von alternativen und konventionellen Antriebstechnologien (Eigene Darstellung)

Da sich die in Abbildung 23 gezeigten alternativen Fahrzeugantriebe noch nicht in größerer Stückzahl von verschiedenen Herstellern auf dem Markt befinden, besteht eine große Unsicherheit über die Leistungsfähigkeit und den Verbrauch dieser Fahrzeugantriebe. Wissenschaftliche Untersuchungen mit ökonomischen und ökologischen Fokus mussten sich in der Vergangenheit deshalb diese komplexen Fahrzeugantriebe aus einer Vielzahl von Annahmen und Studien zusammenstellen [TNO 2011 S.60; Kley 2011 S.61; Mock 2010 S.95].

Vor einem ähnlichen Problem stand die Wissenschaft und Industrie Mitte der Nullerjahre, als diverse Biokraftstoffe für Verbrennungsmotoren und das Brennstoffzellenfahrzeug, betrieben mit Wasserstoff aus verschiedenen Primärenergiequellen, im Fokus der öffentlichen Diskussionen standen. Daraufhin wurden in Europa umfangreiche Untersuchungen von einem Konsortium aus EUCAR, CONCAWE und dem JRC der Europäischen Kommission durchgeführt, die es ermöglichen die verschiedenen alternativen und konventionellen Antriebe in Hinblick auf Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen in so genannten Well-to-Wheel Analysen zu untersuchen [JEC 2011], [JEC 2013].

Das im Juli 2013 erschienene Update der Tank-to-Wheel Studie zur Version 4 mit den, zu den vorherigen Versionen, noch fehlenden alternativen Fahrzeugantrieben (BEV, PHEV und REEV) für die Jahre 2010 und nach 2020 (2020+) ist die Grundlage der hier durchgeführten Analysen [JEC 2013]. Die EUCAR Tank-to-Wheel Studie V4 wurde von Experten der europäischen Automobilindustrie in einem Projekt unter Leitung der Firma AVL durchgeführt. Ziel der Untersuchungen des Konsortiums war es, wie schon in den vorherigen Versionen, die verschiedenen Antriebe von ihrer Performance möglichst vergleichbar auszulegen. Das dort modellierte Referenzfahrzeug entspricht der Größe eines VW Golf. Vor der Verbrauchssimulation wurden von den europäischen OEM und AVL Performance Kriterien definiert, die das Referenzfahrzeug mit dem jeweiligen Antrieb auf jeden Fall erreichen muss. So müssen alle im EUCAR V4 Fahrzeuge mindestens in der Lage sein, von 0-100 km/h in 11 Sekunden zu beschleunigen, eine Höchstgeschwindigkeit von 180 km/h und eine Reichweite von 500 km zu erreichen. Eine Ausnahme bildet das Batteriefahrzeug, welches aufgrund der begrenzten Batteriekapazität nur eine Höchstgeschwindigkeit von 130 km/h und eine Reichweite von 120 km für das Jahr 2010 bzw. 200 km für das Jahr 2020+ erreichen muss. Der Antriebsstrang und die Energiespeicher (Kraftstofftank und Batterie) aller Fahrzeuge wurden so ausgelegt, dass diese Performance Kriterien erfüllt werden können.

Die Verbrauchssimulation aller untersuchten Fahrzeugantriebe wurden im Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ) durchgeführt, welcher auch für die Zertifizierung des Fahrzeugs und damit der europäischen Abgasnormung zugrunde liegt. Die Studie simuliert dabei nur Fahrzeugantriebe der Jahre 2010 und nach 2020. Ein weiterer Ausblick auf die Jahre 2030 - 2050 ist laut der beteiligten Experten mit zu großen Unsicherheiten behaftet. Die für 2020+ definierten technischen Parameter sind daher in den Szenarien bis 2050 konstant gehalten.

4.1.1 Schlüsseltechnologien

Verbrennungsmotoren

In den letzten Jahren wurden von der Automobilindustrie eine Reihe von Verbesserungsmaßnahmen an Verbrennungsmotoren umgesetzt, die signifikante Reduktionen des Kraftstoffverbrauchs und der Schadstoffemissionen zur Folge hatten. Dazu zählen z.B. die Reduzierung von Reibungsverlusten und Motorgewicht, die Abgasrückführung und die Anpassung der Kraftstoff-Luftverhältnisse bei Lastwechselvorgängen oder die verbesserte Katalysatoren-Technik. Weiterhin wurde unter dem Begriff "Downsizing" die hubraumbezogene Leistung durch folgende Maßnahmen erhöht: Aufladung, Vollvariable Ventilsteuerung, Kraftstoff-Direkteinspritzung, kontrollierte Selbstzündung und die Erhöhung des Verdichtungsverhältnisses. So konnte der Gesamtwirkungsgrad des Motors durch die Umsetzung der genannten Maßnahmen auf 0,36 bei Pkw-Ottomotoren und bis zu 0,43 bei Dieselmotoren gesteigert

werden [Vgl. Braess et al. 2011, S.162]. Cornal Stan gibt in seinem Buch "Alternative Antriebe für Automobile" einen umfassenden Überblick dieser Verbesserungsmaßnahmen [Stan 2008, S.53ff].

Batterien

Um ein Fahrzeug anzutreiben, muss die dafür notwendige Energie entweder kontinuierlich zugeführt oder in einem Speicher mitgeführt werden. Wenn der Speicher über einen elektrisch-chemischen Wandler wieder aufgeladen werden kann, spricht man von einem Akkumulator. Der Begriff Batterie bezeichnete ursprünglich die Zusammenschaltung mehrerer Zellen und als Akkumulator wurden mehrere wieder aufladbare zusammengeschaltete Zellen bezeichnet [Vgl. Jossen et al. 2006, S.5f]. Im heutigen Sprachgebrauch wird für Akkumulator häufig der Oberbegriff Batterie gewählt. Darum werden im Folgenden auch hier Akkumulatoren als Batterien bezeichnet. Diese Batterien sind elektrochemische Energiespeicher, bei denen die Energie durch chemische Stoffumwandlung gespeichert (laden der Batterie) und durch die Umkehrung der Reduktion (entladen der Batterie) wieder freigesetzt werden kann [Vgl. Böcker 2011, S.49].

Traktionsbatterien für Fahrzeuge bestehen aus Zellen, dem Batteriemanagement einschließlich Zellmonitoring, der Elektrik/Elektronik, der Sensorik, den Sicherheitselementen, der Kühlperipherie und dem Gehäuse. Wobei 60–80 % der Wertschöpfung auf die Zellen entfallen [NPE 2010, S.2]. Für den Einsatz von Batterien als Traktionsbatterie im Fahrzeug, lassen sich die Anforderungen an die Batterien in fünf Kategorien einteilen: (I) Sicherheit (II) Zyklen- und Alterungsbeständigkeit (III) Kosten (IV) Energiedichte und (V) Leistungsdichte [Vgl. Wallentowitz et al. 2010, S.85]. Die derzeit diskutierten Traktionsbatterien für alternative Antriebe unterscheiden sich z.T. erheblich in der Ausprägung der Eigenschaften in den Kategorien. Nicht jede Batterie ist auch für jeden Einsatzzweck geeignet. Das Fraunhofer ISI gibt in den Veröffentlichungen "Technologie-Roadmap Energiespeicher für die Elektromobilität" und "Energiespeicher-Monitoring für die Elektromobilität (EMOTOR)" einen ausführlichen Überblick über das Potenzial der einzelnen Batterietechnologien [Sauer et al. 2013]. In dieser Arbeit werden im Folgenden die Besonderheiten von sog. Hochleistungs- und Hochenergiebatterien herausgearbeitet.

Hochleistungs (HP)- Batterien werden in HEV und FCEV eingesetzt. Die Anforderungen an den Energieinhalt der Batterie sind dort gering. An das Batteriesystem werden jedoch hohe Leistungsanforderungen beim Anfahren und Beschleunigen sowie beim Bremsen gestellt. Der Betriebspunkt einer HP-Batterie muss deshalb so gewählt werden, dass ausreichend Entladeleistung beim Beschleunigen zur Verfügung steht. Außerdem muss die beim Bremsen vom Generator erzeugte Energie innerhalb weniger Sekunden gespeichert werden. In der Regel liegt dieser Betriebspunkt bei einem Ladezustand von 50-60 %. Somit bleibt ein

Großteil der in einer HP-Batterie gespeicherten Energiemenge ungenutzt. Sie ist aber notwendig, um eine Tiefenentladung der Zellen zu vermeiden und somit eine entsprechende Zyklenbeständigkeit der Zellen und die damit verbundene hohe Lebensdauer der Batterie zu erreichen [Vgl. Ketterer et al. 2009, S. 43f.].

Hochenergie (HE)-Batterien werden in REEV und BEV eingesetzt. Die Auslegung und das Nutzungsprofil von HE-Batterien unterscheiden sich deutlich von HP-Batterien. Um eine möglichst hohe Reichweite zu erzielen, wird hier ein wesentlich größerer Teil der Batterie-Gesamtkapazität auch tatsächlich genutzt. Durch die zunehmende Tiefe der Entladung sinkt jedoch die Zyklenbeständigkeit, durch sich dadurch verstärkende Degradationseffekte in den Zellen. Weitere wichtige Kenngrößen sind die Energie- und Leistungsdichte des Batteriesystems, die maßgeblich das Gewicht bzw. das Bauvolumen beeinflussen. Außerdem müssen für ein schnelles Wiederaufladen entsprechend hohe Ladeleistungen vorgesehen werden [Vgl. Ketterer et al. 2009, S. 44f.]. PHEV Batterien stellen von ihrem Nutzungsprofil und der Auslegung einen Kompromiss beider Batteriesysteme (HP- und HE-Batterien) dar. Sie werden in dieser Arbeit im weiteren vereinfachend als HE-Batterien betrachtet. Lithium-Ionen Batteriesystemen wird aufgrund ihrer hohen Energiedichte und der Vielfalt der möglichen Aktivmaterialien das größte Potenzial für HP- und HE-Batteriesysteme zugeschrieben. Die Herausforderungen der Zukunft liegen neben den Kosten in der Serienreife neuer Aktivmaterialien, die die Energiedichte noch weiter steigern können, der Sicherheit, dem Hochstromverhalten und der Lebensdauer dieser Systeme [Vgl. Jossen et al. 2006, S.151].

Elektromotoren

Elektrische Maschinen stellen in ihrer Ausführung als Generator für Wärme-, Wasser-, und Windkraftanlagen die Grundlage der Stromerzeugung auf der ganzen Welt dar (mit Ausnahme der Photovoltaik). Als Elektromotoren sind sie ein entscheidendes Betriebsmittel in Industrie und Gewerbe sowie Bestandteil vieler Konsumgüter [Vgl. Fischer 2004, S.11]. Im Automobilbau fanden sie in der Vergangenheit vor allem als Scheibenwischermotor, Sitzversteller und als Schiebe- bzw. Cabriodachöffner Anwendung. In der Lichtmaschine werden elektrische Maschinen im Generatorbetrieb zur Stromversorgung im Pkw genutzt. In alternativen Antrieben sollen Elektromotoren nun Anwendung als Traktionsmotor für Pkw finden.

Elektromotoren sind sehr leise und emittieren keine Schadstoffe. Im Vergleich zu Verbrennungsmotoren sind sie in weiten Drehzahlintervallen mit hohen Wirkungsgraden einsetzbar. Außerdem können sie im Generatorbetrieb beim Bremsen kinetische Energie in elektrische Energie umwandeln [Gerl 2002, S.73]. Sie bestehen aus einem feststehenden Teil (dem Stator oder Ständer) und einem rotierenden Teil (dem Rotor, Läufer oder Anker). Über den Stator wird die elektrische Leistung zu- oder abgeführt und über den Rotor wird die mechanische Leistung ab- oder zugeführt. Die Energiewandlung findet dabei im Luftspalt zwischen

Stator und Rotor statt. Eine Gliederung der verschiedenen Elektromotoren kann einerseits nach der verwendeten Stromart in Gleichstrom-, Wechselstrom- oder Drehstrommaschinen erfolgen, andererseits ist eine Einteilung nach der Wirkungsweise in Asynchron- oder Synchronmaschinen üblich [Vgl. Fischer 2004, S.15]. Innerhalb dieser Bautypen gibt es eine ganze Reihe von Untertypen auf die hier nicht näher eingegangen wird.

Von den genannten Bauformen ist die Permanentenerregte Synchronmaschine (PSM) die derzeit am häufigsten eingesetzte Bauform für Hybrid- und reine Elektrofahrzeuge. Ihre Vorteile liegen in den sehr hohen Wirkungsgraden im Teillastbereich, einem einfachen mechanischen und elektrischen Aufbau bei kleinen Bauvolumina und ihrer guten Regel- und Steuerbarkeit [Vgl. Hofmann 2010, S.122ff.]. Nachteilig ist die Verwendung von seltenen Erden in den Permanentmagneten der PSM. Diese Materialien machen die Magneten hitzebeständiger und stabiler gegen Entmagnetisierung durch mechanische Stöße oder andere Magnetfelder. Vor allem verstärken sie aber das Magnetfeld der eingesetzten Dauermagneten, was sich wiederum positiv auf den Wirkungsgrad der PSM auswirkt [Vgl. Berkel 2013, S.10f.]. Durch die begrenzte Verfügbarkeit der seltenen Erden befinden sich Fremderregte Synchronmaschinen, Asynchronmaschinen und Transversalflussmaschinen verstärkt in der Entwicklung für Hybrid- und reine Elektrofahrzeuge.

Leistungselektronik

Die Leistungselektronik wird dazu benötigt, den aus der Batterie kommenden Gleichstrom für die Bedürfnisse im Fahrzeug anzupassen. Dafür muss sie den im Elektromotor benötigten und durch Rekuperation erzeugten Wechselstrom aus bzw. in Gleichstrom umrichten. Das geschieht durch schnell schaltende Leistungshalbleiter, welche die Aufgabe haben, den Strom entweder zu leiten oder zu sperren. Weiterhin wird die Leistungselektronik dazu benötigt, den Hochvoltstrom der Batterie in die 12V-Spannung des Bordnetzes über Gleichstromwandler (DC/DC Wandler) umzuwandeln [Vgl. Hofmann 2010, S.193f.]. Im Vergleich zu der bei Verbrennungsmotoren eingesetzten Lichtmaschine zur 12V-Stromerzeugung hat der DC/DC Wandler eine höhere Effizienz, ein geringeres Gewicht und benötigt weniger Wartungsaufwand.

Zukünftig soll die Leistungselektronik vor allem kompakter, leichter, leistungsfähiger und günstiger werden [Vgl. Continental 2012]. Von zentraler Bedeutung dafür ist die Entwicklung neuer Leistungshalbleiter, deren Packaging und Kühlung [Vgl. Braess et al. 2011, S.145]. Auf die verschiedenen Arten heutiger und zukünftig möglicher Leistungshalbleiter wird hier nicht näher eingegangen.

Brennstoffzellen-Stack

Im Gegensatz zu Batterien werden bei Brennstoffzellen das Reduktionsmittel (der Brennstoff) und das Oxidationsmittel ständig zugeführt. Dadurch liefert die Brennstoffzelle im Prin-

zip unbegrenzt Energie, solange Reduktions- und Oxidationsmittel vorhanden sind. Als Brennstoffe gängiger Brennstoffzellentypen für Pkw Anwendungen kommen vor allem Wasserstoff, aber auch Erdgas oder Methanol infrage [Vgl. Gerl 2002, S.89]. Im Weiteren wird nur noch auf Brennstoffzellen mit dem Brennstoff Wasserstoff eingegangen, da sie für Pkw Anwendungen am aussichtsreichsten sind.

Die elektrische Energie wird in einer Brennstoffzelle durch Oxidation des chemischen Energieträgers Wasserstoff direkt erzeugt. Der Wasserstoff und der Luftsauerstoff werden dabei durch jeweils eine poröse und eine mit einem Katalysator beschichtete Elektrode geleitet. Zwischen den beiden Elektroden befindet sich ein Elektrolyt, der aus verschiedenen Materialien bestehen kann. Im Betrieb der Brennstoffzelle reagiert der Luftsauerstoff mit den Wasserstoffprotonen zu Wasser und bildet dabei ein positives Potenzial. So entsteht eine Potentialdifferenz (elektrische Spannung) zwischen den beiden Elektroden. Der Elektrolyt dient dabei als Isolator der verhindert, dass die beiden Gase in direkten Kontakt kommen und stattdessen ihre Elektroden über den äußeren Stromkreis austauschen. Die verschiedenen Brennstoffzellentypen können nach der Art ihres Elektrolyts (z.B. Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzelle – PEMFC; Oxidkeramische-Brennstoffzelle – SOFC) unterschieden werden oder nach ihrer Arbeitstemperatur (Nieder-, Mittel- oder Hochtemperatur). Die für Pkw Anwendungen favorisierte Anwendung stellt die PEMFC dar [Vgl. Gerl 2002, S.92f.].

Bei der PEMFC handelt es sich um eine Niedertemperatur Brennstoffzelle, mit einer Betriebstemperatur von 40-100 °C. Als Elektrolyt kommt eine sehr dünne mit leitfähigem Grafit beschichtete Polymermembran zum Einsatz. Diese Membran ist sehr empfindlich gegenüber Verunreinigung der Gase, insbesondere gegenüber Verunreinigung des Wasserstoffs mit Kohlenmonoxid (CO), was eine gründliche Wasserstoffreinigung vor dem betanken notwendig macht. Auf den Elektroden wirkt eine dünne Platinbeschichtung als Katalysator der die Reaktionsgeschwindigkeit, mit der die Wasserstoffatome in Elektronen und Protonen zerlegt werden, beschleunigt. Nachteilig an Platin sind die hohen Kosten dieses Edelmetalls und der hohe Aufwand der Platinförderung. Die kleinste Einheit einer Brennstoffzelle ist die Zelle als Membran-Elektrolyt-Anordnung (MEA). Die in praktischen Anwendungen erreichte Spannung einer Zelle liegt bei 0,5V bis 1V. Um höhere Spannungen zu erreichen, werden mehrere dieser Zellen oder MEA zu einem Stapel (engl. Stack) zusammengeschaltet [Vgl. Böcker 2011, S.63; Vgl. Braess et al. S.121].

Die Entwicklungsziele für Brennstoffzellen lassen sich auf die folgenden drei Punkte zusammenfassen: (I) Vergrößerung der Leistungsfähigkeit bei gleichzeitiger Reduzierung der Kosten (II) Steigerung von Robustheit und Zuverlässigkeit und (III) Verlängerung der Lebensdauer und Dauerhaltbarkeit [Vgl. Braess 2011 et al. S.124].

Brennstoffzellen-Peripherie

Als Brennstoffzellen-Peripherie werden alle Komponenten bezeichnet, die der Brennstoffzellen-Stack zusätzlich benötigt um aus Wasserstoff und Luftsauerstoff Strom herzustellen. Dazu zählen die Luftversorgung und Luftbefeuchtung, die Wasserstoffzufuhr und die Kühlung. Die Luftversorgung erfolgt über ein sog. Luftmodul. Das Luftmodul hat die Aufgabe die Umgebungsluft zu filtern und zu komprimieren. Die Kompression erfolgt heute hauptsächlich mit elektrischen Schraubenturboladern, die in den Anforderungsbereichen den höchsten Wirkungsgrad haben. Zur Befeuchtung der angesaugten Luft wird das Wasser aus dem Abgas kondensiert und der Zuluft wieder zugeführt. Die Wasserstoffzufuhr erfolgt mit dem sog. Anodenmodul. Das Anodenmodul befeuchtet den Wasserstoff und dosiert den Kraftstoffmassenstrom in die Brennstoffzelle. Die Betriebstemperatur der PEM Brennstoffzelle liegt heute bei max. 95 °C. Das hat den Vorteil, dass die Abwärme der Brennstoffzelle im Winter zum Heizen der Fahrgastzelle genutzt werden kann aber auch den Nachteil, dass die relativ geringe Temperaturdifferenz des Kühlmittels zur Umgebung hohe Anforderungen an das Kühlsystem stellt. Zukünftig ist eine Temperaturanhebung der Betriebstemperatur der Brennstoffzelle wünschenswert, um den Kühlaufwand zu reduzieren. Ein geringerer Befeuchtungsaufwand, sowie die Vereinfachung der Wasserstoffzuführung sind weitere wichtige Schritte hin zu einer Kommerzialisierung der Brennstoffzellentechnologie in Pkw Antrieben [Vgl. Braess 2011 et al. S.124f.].

Wasserstofftank

Wasserstoff ist unter Normaldruck ein sehr leichtes Gas. Im Pkw kann Wasserstoff in Form des reinen Elements, in verdichteter gasförmiger oder in tiefkalter flüssiger Form und in Form von physikalischen oder chemischen Verbindungen gespeichert werden. Gasförmig kann der Wasserstoff auf Drücke von 200 bar bis 900 bar verdichtet und in Druckgasbehältern gespeichert werden [Vgl. Eichseder 2008 et al. S.85ff.]. Druckgasbehältern können in vier Typen unterschieden werden. Typ 1 Behälter bestehen aus dickwandigem Stahl oder Aluminium. Dadurch sind sie sehr robust und druckbeständig aber auch verhältnismäßig schwer [Vgl. Gerl 2002, S.135]. Aufgrund der besseren Gewichtsverhältnisse wurden in den letzten Jahren Typ 1 Behälter durch Composite-Werkstoffe ergänzt. Bei Typ 2 und Typ 3 Behältern werden die Innenbehälter (Liner) aus Metall teilweise oder vollständig von einem Netz aus Kohlenstofffasern ummantelt, was zu einer höheren Festigkeit bei gleichzeitiger Gewichtsreduktion des Tanksystems führt. Typ 4 Behälter bestehen vollständig aus Kunststoff- Linern und Kunststoff- Drucktanks. In Typ 4 Behältern wird schon heute gasförmiger Wasserstoff mit Speicherdrücken von 700 bar nahezu verlustfrei in Pkw gespeichert. Aufgrund der günstigen Spannungsverteilung werden bei diesen hohen Drücken vor allem Zylinder oder kugelförmige Tankformen verwendet [Vgl. Eichseder 2008 et al. S.91ff.]. Mittel- und langfristig bieten fahrzeugspezifische Speichereigenschaften wie die Reduktion von Gewicht und Ein-

baumaßen, Robustheit gegen mechanische Beschleunigungskräfte, hohe Lebensdauern und die Kostenreduzierung weiteres Verbesserungspotenzial mobiler Wasserstoffspeicher [Vgl. Braess 2011 et al. S.125]. Auf Flüssigwasserstoffspeicher und die Speicherung in physikalischen oder chemischen Verbindungen wird hier nicht weiter eingegangen. Sie können mit zunehmender technischer Entwicklung aber interessante Speicheroptionen für Wasserstoff in Pkw Anwendungen werden.

Leichtbau [Vgl. Friedrich 2013]

In den letzten Jahren sind die Fahrzeuge aufgrund zunehmend technischer Möglichkeiten und damit einhergehend steigender Kundenanforderungen nach mehr Sicherheit und Komfort immer schwerer geworden. Bei konventionellen Antrieben beträgt der Anteil der Karosserie am Gesamtfahrzeuggewicht in etwa 40 %. Auf Antriebstrang und Kraftstofftank entfallen weitere 40 % des Gewichts. Das restliche Gewicht gehört zur Innenausstattung.

Der Begriff Leichtbau bezieht sich im Sprachgebrauch oft auf die Reduzierung des Karosseriegewichts. Eine umfassende Leichtbauweise muss aber auch alle anderen Gewichtsanteile wie die Komponenten des Antriebsstrangs, der Energiespeicher und der Innenausstattung abzielen. Für alternative Antriebe ist der Leichtbau besonders interessant, da mit jedem eingesparten Kilo die Batterie bzw. das BZ-System entsprechend kleiner ausgelegt werden kann, was wiederum Kosten spart.

BMW geht mit seinen Modell i3 und i8 derzeit einen Sonderweg und verlässt das Konzept der selbsttragenden Karosserie in Mischbauweise. Die beiden Fahrzeuge bestehen aus zwei Modulen. Einem "Drive- Modul" welches Fahrwerk, Antriebstrang und Energiespeicher integriert und einem "Life- Modul" welches die Fahrgastzelle aus CFK- Verbundwerkstoff darstellt. Kritische Punkte der CFK-Bauweise sind neben der Wirtschaftlichkeit, die Gesamtenergiebilanz dieses Werkstoffs und die Reparaturproblematik.

4.1.2 Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor

In Verbrennungsmotoren wird die im Kraftstoff gebundene chemische Energie in Wärme und mechanische Arbeit über Kolben, Pleuel und Kurbelwelle umgewandelt. Für Pkw-Antriebe haben sich die Bauformen Otto- und Dieselmotor durchgesetzt. Wesentliches Unterscheidungsmerkmal dieser beiden Antriebe ist die Art der Zündung, die bei Dieselmotoren durch das höhere Verdichtungsverhältnis als Selbstzündung funktioniert. Bei Ottomotoren ist das Verdichtungsverhältnis durch die Klopfbarkeit des Benzins begrenzt, was eine Fremdzündung notwendig macht [Vgl. Braess 2011 et al. S.158].

Tabelle 19 zeigt die in der EUCAR V4 simulierten Benzin und Dieselfahrzeuge. Die Verbrauchsverbesserungen von 2010 auf 2020 sind dabei im Wesentlichen auf die vorher beschriebenen Verbrauchsenkungs-Maßnahmen zurückzuführen. CNG-Fahrzeuge sind in dieser Darstellung nicht berücksichtigt, sie werden jedoch in 4.3 für die Verkehrsszenarien verwendet.

Tabelle 19: Technische Entwicklung Benzin und Diesel Fahrzeuge [JEC 2013]

Antrieb/Parameter	Einheit	2010	2020	2030
<u>Ottomotor</u>	-	DISI	DISI	DISI
Hubraum	[l]	1,4	1,4	1,4
Leistung	[kW]	90	85	85
Anzahl Zylinder	-	4	3	3
<i>Simulation</i>				
Verbrauch (NEFZ) ^a	[l/100km]	6,33	5,06	4,43
CO ₂ Emissionen (NEFZ) ^a	[gCO ₂ -Äq./km]	150	120	105
<u>Dieselmotor</u>	-	DICI	DICI	DICI
Hubraum	[l]	1,6	1,6	1,6
Leistung	[kW]	85	85	85
Anzahl Zylinder	-	4	4	4
<i>Simulation</i>				
Verbrauch (NEFZ) ^a	[l/100km]	4,53	3,71	3,30
CO ₂ Emissionen (NEFZ) ^a	[gCO ₂ -Äq./km]	120	99	88

^a Die Werte für 2030 beziehen sich auf 2020+ in [JEC 2013]. Die Werte für 2020 stellen 2/3 Verbrauchseinsparung zwischen 2010 und 2030 dar.

DISI – Direct Injection Spark Ignition (Benzindirekt-Einspritzung)

DICI – Direct Injection Compression Ignition (Dieseldirekt-Einspritzung)

4.1.3 Hybridfahrzeuge

Das Wort Hybrid kommt aus dem Griechischen und bedeutet dort so viel wie "gemischt" oder "von zweierlei Herkunft". Ein Hybridfahrzeug besitzt per Definition mindestens zwei Energiespeicher und zwei Energiewandler. Dabei sind die Energiewandler der Verbrennungsmotor und der Elektromotor und die Energiespeicher der Tank und die Batterie. Die verschiedenen Hybridkonzepte unterscheidet die Literatur in Mikro-, Mild-, Voll- und Plug-In Hybride. Diese Unterteilung richtet sich in der Regel nach der Leistung des Elektromotors sowie den elektrisch realisierten Nebenfunktionen [Vgl. Wallentowitz et al. 2010, S.52ff.]. Auf Seiten der Fahrzeughersteller hat sich in den letzten Jahren auch eine Unterteilung nach der Fahrzeugarchitektur in Parallel-Hybride, Serielle-Hybride und Misch-Hybride durchgesetzt. Diese Unterteilung wird im Folgenden anhand der hier verwendeten EUCAR V4 Fahrzeuge näher erläutert.

Parallel-Hybride (HEV)

Bei einem Parallel-Hybrid (HEV) sind sowohl der Elektro- als auch der Verbrennungsmotor mechanisch, über das Getriebe, mit den Rädern verbunden. Es liegt eine Parallelschaltung der Energiewandler vor, deren Leistung sich auf diese Weise addieren lässt [Vgl. Gerl 2002, S.76]. Generell sind die Komponenten von Parallel-Hybriden relativ einfach in bestehende verbrennungsmotorische Antriebssysteme integrierbar, ohne Änderungen am Karosseriebau vornehmen zu müssen. Die größten Änderungen entfallen auf die Integration des Hybridgetriebes mit Elektromotor, der Batterie und der Betriebsstrategie in das verbrennungsmotorische Antriebssystem. Tabelle 21 zeigt die technische Auslegung des Parallel-Hybriden aus der EUCAR V4. Dargestellt und dort untersucht wird nur das Benzin-Hybrid Fahrzeug, um die Komplexität an dieser Stelle nicht zusätzlich zu erhöhen.

Diesel-Hybride sind grundsätzlich technisch umsetzbar und auch Gegenstand der EUCAR V4. Aufgrund des höheren Preises des Diesel Antriebsstrangs wird in der Praxis, bis auf wenige Ausnahmen, bisher auch von Diesel-Hybriden abgesehen. Die Hybridisierung von CNG-Pkw ist technisch vergleichbar mit der Hybridisierung von Benzinern. CNG-Hybride sind Untersuchungsgegenstand in der EUCAR V3c, in EUCAR V4 werden sie jedoch nicht weiter betrachtet. In die Verkehrsszenarien in 4.3 werden Diesel- und CNG-Hybride wieder mit einbezogen.

Tabelle 20: Technische Entwicklung Benzin P1 Parallel-Hybrid (HEV) [JEC 2013]

Parameter	Einheit	2010	2020	2030
<i>Verbrennungsmotor</i>		DISI	DISI	DISI
Hubraum	[l]	1,4	1,3	1,3
Leistung	[kW]	90	70	70
Anzahl Zylinder	-	4	3	3
<i>Elektromotor</i>		PSM	PSM	PSM
Leistung (Peak)	[kW]	24	24	24
<i>Batterie</i>		HP Li-Ionen	HP Li-Ionen	HP Li-Ionen
Energieinhalt	[kWh]	1,4	1	1
Leistung	[kW]	30	30	30
<i>Simulation</i>				
Verbrauch (NEFZ) ^a	[l/100km]	4,44	3,43	2,92
CO ₂ Emissionen (NEFZ) ^a	[gCO ₂ -Äq./km]	106	82	70

^a Die Werte für 2030 beziehen sich auf 2020+ in [JEC 2013]. Die Werte für 2020 stellen 2/3 Verbrauchseinsparung zwischen 2010 und 2030 dar.

Bei Parallel-Hybriden kann konzeptabhängig rein verbrennungsmotorisch, rein elektrisch oder kombiniert gefahren werden. Je nach Anordnung des Verbrennungsmotors haben sich die Bezeichnungen P1 – P4 etabliert [Vgl. Braess 2011 et al. S.133ff.].

Bei Parallel-Hybriden kann konzeptabhängig rein verbrennungsmotorisch, rein elektrisch oder kombiniert gefahren werden. Je nach Anordnung des Verbrennungsmotors haben sich die Bezeichnungen P1 – P4 etabliert [Vgl. Braess 2011 et al. S.133ff.].

P1 Hybrid: Hier ist der Elektromotor drehfest mit dem Verbrennungsmotor verbunden. Die Hybridfunktionen sind größtenteils als Start/Stop-, Bremsrückgewinnungs- und Beschleunigungsunterstützungsfunktionen ausgeführt. Prominentester Vertreter eines P1 Hybriden ist der Mercedes-Benz S400 Hybrid.

P2 Hybrid: Hier ist der Elektromotor am Getriebeeingang durch eine Kupplung vom Verbrennungsmotor getrennt. Dadurch wird eine rein elektrische Fahrt und die volle Rekuperation ohne Motorschleppverluste möglich. Diese Anordnung findet sich z.B. im VW Touareg Hybrid.

P3 Hybrid: Hier ist Elektromotor hinter dem Getriebe. Während der Schaltphasen kann so die Zugkraft erhalten werden, was vor allem eine Komfortsteigerung bedeutet. Außerdem kann bei geöffneter Kupplung rein elektrische Fahrleistungen erbracht werden.

P4 Hybrid: Hier ist der Elektromotor an einer Achse und der Verbrennungsmotor an der an-

deren Achse angebracht. Dadurch kann der Elektromotor die Traktion zusätzlich unterstützen. Nachteilig an diesem Konzept ist, dass die Start/Stop-Funktion und Lastpunktverschiebungen des Verbrennungsmotors nur mit einem zusätzlichen Elektromotor am Verbrennungsmotor realisiert werden kann [Vgl. Reif et al. 2012 et al. S.36].

Plug-In Hybride (PHEV)

Plug-In-Hybrid-Electric-Vehicle (PHEV) gehören zu der Gruppe der Mischhybride. Sie sind den Parallel-Hybriden strukturell sehr ähnlich, besitzen aber eine größere Batterie die auch extern über einen Netzanschluss (Plug-In) geladen werden kann. Durch die größere Batterie und einem leistungsstärkeren Elektromotor, können mit PHEV schon kleinere Strecken rein batterieelektrisch gefahren werden (Tabelle 21).

Tabelle 21: Technische Entwicklung Benzin Plug-In Hybrid (PHEV) [JEC 2013]

Parameter	Einheit	2010	2020	2030
<i>Verbrennungsmotor</i>				
Hubraum	[l]	1,4	1,4	1,4
Leistung	[kW]	90	70	70
Anzahl Zylinder	-	4	3	3
<i>Elektromotor</i>				
Leistung (Peak)	[kW]	40	38	38
<i>Batterie</i>				
Energieinhalt	[kWh]	HE Li-Ionen	HE Li-Ionen	HE Li-Ionen
Leistung	[kW]	3,7	2,7	2,7
<i>Simulation</i>				
El. Reichweite (NEFZ)	[km]	50	20	20
Verbrauch ECE-R101 ^a	[l/100km +	3,17	2,46	2,11
El. Verbrauch ECE-R101 ^{a,b}	kWh/100km]	4,07	3,16	2,7
CO ₂ Emissionen ECE-R101 ^a	[gCO ₂ -Äq./km]	75	59	50

^a Die Werte für 2030 beziehen sich auf 2020+ in [JEC 2013]. Die Werte für 2020 stellen 2/3 Verbrauchseinsparung zwischen 2010 und 2030 dar.^b Inklusive Ladeverluste (mit 1*16A bei 230V).

Die aktuelle EU-Gesetzgebung begünstigt dieses Fahrzeugkonzept zusätzlich, weil bei PHEV die CO₂ Emissionen aus der Verbrennung der Kraftstoffe gewichtet, in Abhängigkeit von der elektrischen Reichweite und dem elektrischen Verbrauch des Fahrzeugs, den Fahrzeugemissionen im Normzyklus abgezogen werden können. Durch diese "Nicht-Anrechnung" des elektrischen Stroms für die Traktion, können OEMs zukünftig ihre Flottenemissionen signifikant senken [Vgl. Braess et al. 2011 S.140].

Range Extender (REEV)

Range-Extender-Electric-Vehicle (REEV) gehören zu der Gruppe der Seriellen-Hybride. Serielle-Hybride nutzen für die Traktion ausschließlich den Elektromotor, der mit einer entsprechend großen Leistung ausgestattet ist (Tabelle 22). Der Verbrennungsmotor wird nicht für die Traktion verwendet, er dient nur dazu, über einen Generator die Batterie wieder aufzuladen, wenn diese unter einen bestimmten SOC fällt. Bei der Batterie handelt es sich um eine Energie-Batterie (HE) mit deutlich größerem Energieinhalt als bei PHEV. Dadurch können, wie in Tabelle 22 zu sehen ist, schon beachtliche Reichweiten von 80 km rein batterieelektrisch zurückgelegt werden.

Tabelle 22: Technische Entwicklung Benzin Range-Extender-Electric-Vehicle (REEV) [JEC 2013]

Parameter	Einheit	2010	2020	2030
<i>Verbrennungsmotor</i>		DISI	DISI	DISI
Hubraum	[l]	1,4	1,2	1,2
Leistung	[kW]	55	47	47
Anzahl Zylinder	-	4	3	3
<i>Generator</i>				
Leistung	[kW]	57	50	50
<i>Elektromotor</i>		PSM	PSM	PSM
Leistung (Peak)	[kW]	90	75	75
<i>Batterie</i>		HE Li-Ionen	HE Li-Ionen	HE Li-Ionen
Energieinhalt	[kWh]	14,9	11,8	11,8
Leistung	[kW]	100	90	90
<i>Simulation</i>				
El. Reichweite (NEFZ)	[km]	80	80	80
Verbrauch ECE-R101 ^a	[l/100km +	1,09	0,93	0,85
El. Verbrauch ECE-R101 ^{a,b}	[kWh/100km]	11,58	9,94	9,12
CO ₂ Emissionen ECE-R101 ^a	[gCO ₂ -Äq./km]	26	22	20

^a Die Werte für 2030 beziehen sich auf 2020+ in [JEC 2013]. Die Werte für 2020 stellen 2/3 Verbrauchseinsparung zwischen 2010 und 2030 dar. ^b Inklusive Ladeverluste (mit 1*16A bei 230V).

Der Vorteil dieses Konzepts ist, dass der Verbrennungsmotor zum Laden der Batterie in einem unter Verbrauchs- und Emissionsgesichtspunkten günstigen Drehzahlbereich betrieben werden kann [Vgl. Gerl 2002, S.75]. Um den Effizienzvorteil des elektrischen Antriebsstrangs nutzen zu können, sollte aber ein Großteil der Strecken innerhalb der elektrischen Reichweite abgedeckt werden und der Verbrennungsmotor nur im „Notfall“ eingesetzt werden.

4.1.4 Batteriefahrzeuge

Im Vergleich zu allen anderen hier untersuchten Fahrzeugantrieben zeichnet sich das Batteriefahrzeug (BEV) durch einen relativ einfachen Systemaufbau aus, welcher im wesentlichen nur aus den Komponenten Energiespeicher, Elektromotor und Steuergeräten besteht [Vgl. Wallentowitz et al. 2010, S.59]. Der Strom wird dabei in der Ladeinheit über einen Wechselrichter in Gleichstrom umgewandelt und in die Batterie geladen. Ein anderer Energiespeicher, wie bei den Hybriden, befindet sich nicht an Bord. Außerdem werden aus der Batterie noch Nebenverbraucher wie Heizung und Klimatisierung, sowie die Lenk- und Bremsunterstützung gespeist. In Tabelle 23 ist der NEFZ Verbrauch zu sehen, ohne die eben genannten Nebenverbraucher.

Tabelle 23: Technische Entwicklung Batteriefahrzeug (BEV) [JEC 2013]

Parameter	Einheit	2010	2020	2030
<i>Batterie</i>		HE Li-Ionen	HE Li-Ionen	HE Li-Ionen
Energieinhalt	[kWh]	17,8	22,1	22,1
Leistung	[kW]	100	90	90
<i>Elektromotor</i>		PSM	PSM	PSM
Leistung (Peak)	[kW]	90	70	70
<i>Simulation</i>				
El. Reichweite (NEFZ)	[km]	120	200	200
Verbrauch (NEFZ) ^{a b}	[kWh/100km]	14,49	11,89	10,59
CO ₂ Emissionen (NEFZ)	[gCO ₂ -Äq./km]	0	0	0

^a Die Werte für 2030 beziehen sich auf 2020+ in [JEC 2013]. Die Werte für 2020 stellen 2/3 Verbrauchseinsparung zwischen 2010 und 2030 dar. ^b Inklusive Ladeverluste (mit 1*16A bei 230V).

Die BEV-Verbrauchsangaben nach [JEC 2013] basieren auf Langsamladung an einer handelsüblichen 230V-Schukosteckdose (ca. 3,6 kW Ladeleistung). Schellladung ist mit höheren Verbräuchen verbunden aufgrund der höheren Ladeströme und der je nach Netztopologie und Nutzungscharakteristik notwendigen stationären Pufferspeicher. Kabelloses Laden ist ebenfalls mit höheren Verbräuchen verbunden.

4.1.5 Brennstoffzellenfahrzeuge

Streng genommen sind Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) auch Serielle-Hybride mit zwei Energiespeichern und zwei Energiewandlern. Die beiden Energiespeicher eines FCEV sind der H₂-Tank und die Batterie. Als Energiewandler fungieren die Brennstoffzelle und der Elektromotor. In der Brennstoffzelle wird die chemischen Energie des Wasserstoffs mit Hilfe von Sauerstoff in einer kalten Verbrennung in Wasser und elektrische Energie umgewandelt, die wiederum direkt für die Traktion des Elektromotors verwendet wird. Weiterhin wird der in der Brennstoffzelle erzeugte Gleichstrom für Nebenverbraucher wie dem Luftverdichter, oder dem Klimakompressor verwendet. Mit einem Teil des Gleichstroms wird aber auch die HP Li-Ionen Batterie aufgeladen, die zur Leistungsüberbrückung bzw. kurzfristigen Deckung von Spitzenlastanforderungen aus dem Elektromotor dient. Außerdem speichert die Batterie die Rekuperationsenergie des Elektromotors beim Bremsen des Fahrzeugs. Diese Energie wird dann wiederum für die Traktion in bestimmten Fahrphasen (z.B. beim Anfahren) genutzt, was eine Verbrauchssenkung nach sich zieht.

Tabelle 24: Technische Entwicklung Brennstoffzellenfahrzeug (FCEV) [JEC 2013]

Parameter	Einheit	2010	2020	2030
<i>BZ-Stack</i>		PEM	PEM	PEM
Leistung	[kW]	70	55	55
<i>Batterie</i>		HP Li-Ionen	HP Li-Ionen	HP Li-Ionen
Energieinhalt	[kWh]	1,4	1	1
Leistung	[kW]	30	30	30
<i>Elektromotor</i>		PSM	PSM	PSM
Leistung (Peak)	[kW]	85	70	70
<i>H₂-Tank</i>				
Energieinhalt	[kg H ₂]	3,0	2,3	2,3
<i>Simulation</i>				
El. Reichweite (NEFZ)	[km]	500	500	500
Verbrauch (NEFZ) ^a	[kg H ₂ /100km]	0,624	0,508	0,448
CO ₂ Emissionen (NEFZ)	[gCO ₂ -Äq./km]	0	0	0

^a Die Werte für 2030 beziehen sich auf 2020+ in [JEC 2013]. Die Werte für 2020 stellen 2/3 Verbrauchseinsparung zwischen 2010 und 2030 dar.

4.2 Technische Potenziale von alternativen und konventionellen Lkw-Antriebstechnologien

In diesem Abschnitt wird anhand von Szenarien die Technologieentwicklung von Lkw beschrieben. Hierzu werden die Lkw in die in Abbildung 24 dargestellten Klassen unterteilt. Die technologische Entwicklung in diesen Fahrzeugklassen erfolgt nicht immer parallel, sondern wird mit Blick auf den Kundennutzen in der einen Fahrzeugklasse schneller und in der anderen langsamer in der Realität voranschreiten.






	Fahrzeugtyp	zulässiges Gesamtgewicht	Typisches Einsatzgebiet
	Leichte Nutzfahrzeuge (LNF) N1	bis unter 3,5t	Dienstleistungs- und Lieferfahrzeug
	leichte Lkw N2	ab 3,5 bis unter 7,5t	Auslieferung im Nahverkehr
	Schwere, nicht-mautpflichtige Lkw N3	ab 7,5 bis unter 12t	Auslieferung im Regionalverkehr, Transport von Volumengütern
	Schwere Lkw N3	ab 12 t	Als Motorwagen eines Gliederzuges, Baustellenverkehre
	Sattelzugmaschin. (SZM) N3	in der Regel bis 40 t oder 44 t	Güterfernverkehr

Abbildung 24: Einteilung von Fahrzeugklassen Lkw und Sattelzugmaschinen

Basierend auf der Studie „Potenziale effizienter Nutzfahrzeugantriebe für einen nachhaltigen Straßengüterverkehr bis 2050“ der TU Wien [Nanupot 2011] werden Szenarien für 2030 und 2050 zur technologischen Entwicklung dieser Fahrzeugklassen entwickelt. Dabei steht die Fahrzeugklasse N1 für leichte Nutzfahrzeuge, N2 für leichte Lkw und N3 für schwere Lkw und Sattelzugmaschinen. Weiterhin werden drei grundsätzlich als möglich erachtete Entwicklungspfade zur Ablösung der Dominanz von Diesel bei Verbrennungskraftmaschinen von Nutzfahrzeugen den Szenarien zu Grunde gelegt:

- **Szenario 1 – Hybridisierung und Elektrifizierung:**

Der Verbrennungsmotor für Diesel/Biodiesel entwickelt sich weiter, wobei der Antriebstrang zunehmend elektrifiziert wird. Somit wird die Verbrennungskraftmaschine zunehmend um einen elektrischen Antrieb ergänzt, wobei zum Beispiel bei der Nutzfahrzeugklasse N3 Hybridfahrzeuge zum Einsatz kommen, die auf einem Teilnetz der Bundesautobahnen ausgerüstet mit einem Stromabnehmer rein elektrisch fahren und außerhalb dieses Teilnetzes weiterhin von Verbrennungskraftmaschinen mit Diesel oder Gas angetrieben werden oder aber Brennstoffzellen zur elektrischen Energieerzeugung nutzen. Da hierzu alle Antriebstechnolo-

gien incl. einer Energie- und Kraftstoffinfrastruktur weiterentwickelt werden müssen, ist dies vermutlich das Szenario mit den höchsten volkswirtschaftlichen Gesamtkosten.

- **Szenario 2 – CNG/LNG:**

Die Verbrennungskraftmaschinen nutzen zunehmend Gas sowohl gasförmig als CNG als auch verflüssigt als LNG. Hierbei werden zur Markteinführung sogenannte Dual-Fuel-Antriebe vor allem in der Nutzfahrzeugklasse N3 genutzt werden, um in einer Übergangsphase – wenn das Tankstellennetz für CNG bzw. LNG noch auf- bzw. ausgebaut wird – einen flexiblen Fahrzeugeinsatz zu garantieren. (In der Entwicklung werden die Potenziale von Bio-Methan und aus erneuerbarem Strom hergestelltem Power-to-Gas (P-t-G) genutzt, um den Anteil von erneuerbarem Gas kontinuierlich zu erhöhen.)

- **Szenario 3 – Wasserstoff/Brennstoffzelle:**

Wie in Szenario 1 entwickelt sich der Verbrennungsmotor für Diesel/Biodiesel weiter, wobei der Antriebstrang zunehmend elektrifiziert wird. Durch die Hybridisierung der Nutzfahrzeuge wird die Kraftstoffnutzung effektiver und mit externem Strom aufladbare Batterien bieten zunehmend die Möglichkeit, einzelne von ihrer Länge her begrenzte Fahrstrecken rein elektrisch zurück zu legen. Sowohl die Brennstoffzelle als auch die Batterien können dahingehend technologisch weiter optimiert werden, dass diese sowohl von ihrer Lebensdauer als auch von der Kostenseite her die Verbrennungskraftmaschine in einzelnen Fahrzeugklassen und in Abhängigkeit der jährlichen Fahrleistung der Nutzer ablösen und so ein großer Teil des Verkehrs zunehmend rein elektrisch erfolgt. Hierzu ist neben öffentlichen Ladestationen auch ein ausreichendes Tankstellennetz für Wasserstoff erforderlich.

Alle Szenarien hängen stark von der Entwicklung der Kosten der jeweiligen Antriebstechnologien und dem Aufbau der Energieversorgungsinfrastruktur ab. Aus heutiger Sicht zeigt sich dabei noch keine Technologie, die sich als alternativer Antrieb generell durchsetzen wird. Bei allen Szenarien wird davon ausgegangen, dass sich die Kosten für Dieselmotorkraftstoff in der Zukunft sehr deutlich erhöhen werden, sodass alternative Antriebe bezogen auf deren Total Cost of Ownership ab einer bestimmten durchschnittlichen jährlichen Fahrleistung für die Nutzer am Ende günstiger sind als Nutzfahrzeuge, die allein Dieselmotorkraftstoff zum Antrieb nutzen.

Exkurs: Lkw mit Stromzufuhr über einen Stromabnehmer

Eine teilweise Elektrifizierung von Abschnitten der Bundesautobahn mit besonders hohem Anteil an schweren Nutzfahrzeugen erscheinen aus übergeordneter politischer Sicht auf den ersten Blick überlegenswert. Für die Einführung von Hybrid-Oberleitungs-Lkw (Fahrstrom für einen Elektroantrieb aus der Oberleitung und alternativ aus einer Verbrennungskraftmaschine, sollte keine Oberleitung vorhanden sein) bestehen jedoch noch relevante Hürden hin-

sichtlich der technischen Realisierung, Verkehrssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umwelteffekten und Nutzerakzeptanz, die im Rahmen der MKS bereits diskutiert worden sind. Insbesondere die erheblichen Investitionen in die Infrastruktur zur Energiebereitstellung wären nur dann vertretbar, wenn eine Risikoabschätzung erfolgt und auch andere Möglichkeiten zur Nutzung alternativer Antriebe schwerer Nutzfahrzeuge oder der verstärkte Ausbau des Kombinierten Verkehrs auf der Schiene sich als schlechtere Alternativen erweisen sollten. Eine über Forschungs- und Demonstrationsvorhaben hinausgehende Initiative besteht daher derzeit nicht.

4.2.1 Technologische Entwicklung und Szenarien bis 2030

Ausgangspunkt der Szenarien für das Jahr 2030 sind Effizienzpotenziale, die sich im Rahmen der technologischen Entwicklung bei der Fahrzeugtechnik abzeichnen. Von rein durch den Fahrer verursachten durchschnittlichen Mehr- oder Minderverbrauch (z.B. durch energieoptimales bzw. sportliches Fahren) wird abgesehen, da davon auszugehen ist, dass die individuelle Einflussnahme des Fahrers durch ein Mehr an Technik weiter zurückgedrängt wird und somit nur noch eine zu vernachlässigende Rolle spielt, zumal die Flottenbetreiber entsprechend auf die Fahrer einwirken (z.B. durch Incentives) werden, damit der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch ein auf den jeweiligen Einsatz bezogenen Minimalwert erreicht.

Tabelle 25: Verbrauchsreduktionspotenziale der für die Fahrzeugklasse N1 (Diesel/CNG) definierten Maßnahmen – Stand 2010

Komponente/ Technologie	Potenzial Energieeffizienz	
	Diesel	CNG
Start/Stopp	1,2%	1,1%
Rekuperation / Boost	6,2%	6,2%
eDrive/LPM ^a	5,2%	5,2%
e-CVT: leistungsverzweigtes Getriebe	5,7%	7,8%
Elektrifizierung der Nebenaggregate	0,4%	0,3%
Verringerung Fahrwiderstand	4,5%	4,3%

^a eDrive/LPM: Elektrisches Fahren (verbunden mit der Strategie der Lastanhebung – LPM – zur Optimierung des VKM Betriebspunkte)

^b t-t-w: tank-to-wheel [Nanupot 2011, S. 26-27]

Tabelle 26: Verbrauchsreduktionspotenziale der für die Fahrzeugklasse N2 (Diesel/CNG) definierten Maßnahmen – Stand 2010

Komponente/ Technologie	Potenzial Energieeffizienz	
	Diesel	CNG
Start/Stopp	1,0%	0,9%
Rekuperation / Boost	7,9%	7,4%
eDrive/LPM ^a	0%	0%
e-CVT: leistungsverzweigtes Getriebe	3,5%	4,9%
Elektrifizierung der Nebenaggregate	1,1%	1,3%
Energetische Nutzung der Abluftwärme	1,7%	1,7
Verringerung Fahrwiderstand	7,6%	7,4%

^a eDrive/LPM: Elektrisches Fahren (verbunden mit der Strategie der Lastanhebung – LPM – zur Optimierung des VKM Betriebspunkte)

Tabelle 27: Verbrauchsreduktionspotenziale der für die Fahrzeugklasse N3 (Diesel) definierten Maßnahmen – Stand 2010

Komponente/ Technologie	Potenzial Energieeffizienz	
	schwerer Lkw	Sattelzug
Downsizing	3,5%	1,3%
Downspeeding	2,2%	1,0%
Start/Stopp	0%	0%
Rekuperation / Boost	5,0%	6,8%
eDrive/LPM ^a	0%	0%
e-CVT: leistungsverzweigtes Getriebe	0%	0%
Elektrifizierung der Nebenaggregate	2,4%	1,2%
GPS basierte EMM ^b	0%	0,7%
Energetische Nutzung der Abluftwärme	1,4%	1,5%
Verringerung Fahrwiderstand	6,1%	6,3%

^a eDrive/LPM: Elektrisches Fahren (verbunden mit der Strategie der Lastanhebung – LPM – zur Optimierung des VKM Betriebspunkte)
^b t-t-w: tank-to-wheel [Nanopot 2011, S. 29, 34]

Der Biokraftstoffanteil im Diesel kann aufgrund der technologischen Entwicklung bei der Erzeugung von Biokraftstoffen noch etwas gesteigert werden, da die Kosten für dessen Bereitstellung sich den Kosten von fossilem Dieselmotorkraftstoff annähern und die dazu erforderliche

Biomasse bzw. Abfälle so gewonnen werden können, dass diese nicht mehr in Konkurrenz zur Nahrungsmittelherstellung stehen.

Tabelle 28: Annahmen zur Effizienz von Komponenten HBEV und BEV Fahrzeugen und zum Biokraftstoffanteil

	N1	N2	N3	N3 Sattelzug
Biokraftstoffanteil im Diesel	12%	12%	12%	12%
Biogas / PtG aus EE Anteil am CNG	0%	0%	0%	0%
Effizienz Elektromotoren	90,3%	90,2%	86,9%	90,2%
Effizienz Batterien (in/out)	90,3%	90,3%	90,3%	90,3%

Quelle: eigene Annahmen und Nanupot Studie [Nanupot 2011, S. 32-34]

Als eine über die in der Nanupot Studie hinausgehende Annahmen wird für die Szenarien angenommen, dass sich die Effizienz von Verbrennungskraftmaschinen für Gas ebenfalls weiterentwickelt. Durch die Effizienzverbesserungen bis zum Jahr 2030 kann der Wirkungsgrad so ebenfalls verbessert werden. Im Szenario ist weiterhin berücksichtigt, dass im Jahr 2030 ca. 50 % Dual Fuel Fahrzeuge eingesetzt werden, wobei diese je nach Auslegung einen unterschiedlichen Kraftstoffmix Diesel/Gas nutzen. Daraus schlussfolgernd wird eine Annahme zur realisierbaren Fahrzeugeffizienzverbesserung in Höhe von 28 % gegenüber heute für die Fahrzeugklasse N3 mit Verbrennungskraftmaschinen für Gas getroffen.

Es wird davon ausgegangen, dass diese Effizienzpotenziale bis zum Jahr 2020 in den jeweiligen Fahrzeugklassen erschlossen werden können und in den dann verkauften Fahrzeugen realisiert sind bzw. im Falle von LNG ab dem Jahr 2020 eingeführt werden.

Szenario 1 – Hybridisierung und Elektrifizierung

Bis zum Jahr 2030 können im Szenario 1 bereits deutliche Fahrleistungsanteile gegenüber heute rein elektrisch realisiert werden. Es werden auch etwa 2.500 km BAB elektrifiziert sein, sodass erste Nutzer von Fernverkehrs-Lkw (N3) diese Option nutzen und Hybrid-Oberleitungs-Lkw einsetzen¹⁵. Bei den Fahrzeugklassen N1 und N2 werden vor allem Hybrid-Elektrische Fahrzeuge (HBEV), Batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) und zu einem geringen Anteil bereits Brennstoffzellen-Fahrzeuge (FCEV) in den Markt kommen.

¹⁵ Vgl. 4.2 Szenario 3 Exkurs: Lkw mit Stromzufuhr über einen Stromabnehmer

Tabelle 29: Szenario 1 Annahmen zu Fahrleistungen /Einsatz alternativer Kraftstoffe im Jahr 2030

Fahrleistungen von Fahrzeugen mit konventionellen und/oder alternativen Antrieben	N1	N2	N3	N3 Sattelzug
rein elektrische Fahrleistungsanteile von HBEV, BEV und FCEV	20%	6%	5%	12%
Anteil Fahrleistung mit Verbrennungskraftmaschinen (VKM)	80%	94%	95%	88%
davon Anteil an VKM Diesel	76%	92%	92%	83%
davon Anteil an VKM CNG	4%	2%	0%	0%
davon Anteil an VKM LNG	0%	0%	3%	5%
Quelle: eigene Annahmen				

Szenario 2 – CNG/LNG

Ausgehend von dem Vorschlag für eine Richtlinie der Europäischen Parlaments und des Rates über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe [EU 2013] arbeiten die Mitgliedstaaten zusammen, um sicherzustellen, dass mit LNG betriebene schwere Nutzfahrzeuge alle Straßen des TEN-V-Kernnetzes befahren können. Dazu sind bis zum 31. Dezember 2025 öffentlich zugängliche LNG-Tankstellen zu errichten. Dadurch wird eine wichtige Voraussetzung für die Nutzung von LNG als Kraftstoff geschaffen. Basierend auf der Verfügbarkeit von LNG könnte somit im Jahr 2030 neben Diesel und CNG auch LNG bereits verbreitet sein.

Die Anteile an der Fahrleistung in Tabelle 30 berücksichtigen auch, dass es im Jahr 2030 nicht nur Fahrzeuge mit reinen Diesel-Motoren bzw. reinen Gas-Motoren geben wird, sondern dass ebenfalls Dual-Fuel Motoren von den Marktteilnehmern genutzt werden. Da diese Fahrzeuge die dann geltenden Emissionsgrenzwerte erreicht haben müssen, wird darauf verzichtet, den genauen Fahrleistungsanteil dieser Fahrzeuge anzunehmen.

Elektrische Hybridfahrzeuge spielen ebenfalls eine Rolle, um vor allem Kraftstoff einzusparen. Diese sind aber als Voll-Hybrid-Fahrzeuge ausgelegt, so dass Batterien nicht mit externem Strom geladen werden können und die rein elektrische Fahrleistung nur gering ausfällt.

FCEV können sich hingegen nicht durchsetzen und spielen in diesem Szenario somit keine Rolle.

Tabelle 30: Szenario 2: Annahmen zu Fahrleistungen /Einsatz alternativer Kraftstoffe im Jahr 2030

Fahrleistungen von Fahrzeugen mit konventionellen und/oder alternativen Antrieben	N1	N2	N3	N3 Sattelzug
rein elektrische Fahrleistungsanteile von HBEV, BEV	5%	1%	0%	0%
Anteil Fahrleistung mit Verbrennungskraftmaschinen (VKM)	95%	99%	100%	100%
davon Anteil an VKM Diesel	70%	79%	95%	80%
davon Anteil an VKM CNG	25%	20%	0%	0%
davon Anteil an VKM LNG	0%	0%	5%	20%
Quelle: eigene Annahmen				

Szenario 3 – Wasserstoff/Brennstoffzelle

Der Aktionsplan zum Aufbau eines Wasserstoff-Tankstellennetzes in Deutschland sagt aus, dass bis zum Jahr 2023 die heute 15 Tankstellen umfassende öffentliche Wasserstoff-Infrastruktur in Deutschland auf rund 400 Wasserstofftankstellen erweitert werden soll [DVGW 2013]. Diese Entwicklung wird in erster Linie die Nutzung von Brennstoffzellen in Pkw fördern. Mit dem Angebot von Nutzfahrzeugen mit Brennstoffzellen bestehen Chancen durch das Vorhandensein einer Wasserstoff-Infrastruktur, dass diese Brennstoffzellenfahrzeuge in den Markt kommen. Da im Nutzfahrzeugbereich jedoch die zu erwartenden jährlichen Kosten für die Nutzer ein sehr hohes Gewicht bei der Kaufentscheidung besitzen, ist auch unter dieser Annahme nicht bis zum Jahr 2030 mit einem hohen Anteil bei Ablösung von Verbrennungskraftmaschinen zu rechnen.

Tabelle 31: Szenario 3: Annahmen zu Fahrleistungen /Einsatz alternativer Kraftstoffe im Jahr 2030

Fahrleistungen von Fahrzeugen mit konventionellen und/oder alternativen Antrieben	N1	N2	N3	N3 Sattelzug
rein elektrische Fahrleistungsanteile von HBEV und BEV	10%	3%	0%	0%
Anteil Fahrleistung von Fahrzeugen mit Brennstoffzellen (FCEV)	15%	10%	0%	0%
Anteil Fahrleistung mit Verbrennungskraftmaschinen (VKM)	75%	87%	100%	100%
davon Anteil an VKM Diesel	71%	85%	97%	95%
davon Anteil an VKM CNG	4%	2%	0%	0%
davon Anteil an VKM LNG	0%	0%	3%	5%
Quelle: eigene Annahmen				

4.2.2 Technologische Entwicklung und Szenarien bis 2050

Der Wirtschafts- und Güterverkehr orientiert sich beim Einsatz von Antrieben in Fahrzeugen sehr stark an den Vollkosten für den Nutzer (Total Cost of Ownership). Über einen langen Zeitraum können sich diese aber sehr stark verändern durch:

- Preise für Kraftstoffe bzw. Energie
- Kostendegression von wesentlichen Technikkomponenten
- Entwicklung neuer Technologien z.B. zur Erhöhung der Energiedichte pro Kilogramm Eigengewicht von Batterien oder zur Lebensdauer von mobilen Brennstoffzellen oder zur Nutzung von Oberleitungen¹⁶ oder effizienter induktiver Energieübertragung zum Antrieb bzw. zum Aufladen von Energiespeichern.

Durch die konsistente Fortführung der Grundannahmen aus den Szenarien für das Jahr 2030 soll deshalb versucht werden, bestehenden Unsicherheiten mit in ihrer Tendenz sehr unterschiedlich ausgestalteten Szenarien gerecht zu werden. Für die technologische Entwicklung der Fahrzeuge werden wie bereits im Szenario 2030 die Annahmen zur Effizienzentwicklung fortgeschrieben.

Tabelle 32: Verbrauchsreduktionspotenziale der für die Fahrzeugklasse N1 (Diesel/CNG) definierten Maßnahmen – Stand 2050

Komponente/ Technologie	Potenzial Energieeffizienz	
	Diesel	CNG
Getriebe	1,6%	1,9%
VKM Paket 2050	4,9%	4,8%
Start/Stopp	1,2%	1,2%
Rekuperation / Boost	6,2%	6,2%
eDrive/LPM ¹⁾	5,3%	5,3%
e-CVT: leistungsverzweigtes Getriebe	7,7%	9,8%
Elektrifizierung der Nebenaggregate	0,6%	0,4%
Verringerung Fahrwiderstand	6,3%	6,0%

^a eDrive/LPM: Elektrisches Fahren (verbunden mit der Strategie der Lastanhebung – LPM – zur Optimierung des VKM Betriebspunkte)
[Nanupot 2011, S. 42-43]

¹⁶ Vgl. 4.2 Szenario 3 Exkurs: Lkw mit Stromzufuhr über einen Stromabnehmer

Tabelle 33: Verbrauchsreduktionspotenziale der für die Fahrzeugklasse N2 (Diesel/CNG) definierten Maßnahmen – Stand 2050

Komponente/ Technologie	Potenzial Energieeffizienz	
	Diesel	CNG
Getriebe	1,3%	1,2%
VKM Paket 2050	5,2%	10,7%
Start/Stopp	1,1%	1,1%
Rekuperation / Boost	7,8%	6,9%
eDrive/LPM ¹⁾	0%	0%
e-CVT: leistungsverzweigtes Getriebe	4,3%	8,0%
Elektrifizierung der Nebenaggregate	1,7%	1,4%
Energetische Nutzung der Abluftwärme	3,4%	3,0%
Verringerung Fahrwiderstand	8,4%	7,6%

^a eDrive/LPM: Elektrisches Fahren (verbunden mit der Strategie der Lastanhebung – LPM – zur Optimierung des VKM Betriebspunkte)
[Nanupot 2011, S. 43-44]

Tabelle 34: Verbrauchsreduktionspotenziale der für die Fahrzeugklasse N3 (Diesel) definierten Maßnahmen – Stand 2050

Komponente/ Technologie	Potenzial Energieeffizienz	
	schwerer Lkw	Sattelzug
Getriebe	1,1%	1,0%
VKM Paket 2050	5,5%	5,5%
Downsizing	3,2%	1,3%
Downspeeding	2,1%	0,9%
Start/Stopp	0%	0%
Rekuperation / Boost	4,9%	6,7%
eDrive/LPM ^a	0%	0%
e-CVT: leistungsverzweigtes Getriebe	0%	0%
Elektrifizierung der Nebenaggregate	2,6%	1,1%
GPS basierte EMM ^b	0%	0,8%
Energetische Nutzung der Abluftwärme	2,8%	3,3%
Verringerung Fahrwiderstand	11,6%	10,8%
Fahrzeugeffizienzverbesserung (gesamt)	33,8%	31,4%

^a eDrive/LPM: Elektrisches Fahren (verbunden mit der Strategie der Lastanhebung – LPM – zur Optimierung des VKM Betriebspunkte)
^b GPS basierte EMM: GPS gesteuertes Energiemanagement der Hybridsteuerung
[Nanupot 2011, S. 29, 34]

Wie bereits für das Szenario 2030 werden ebenfalls Effizienzannahmen für elektrische Antriebe in BEV und HBEV sowie eine Beimischquote für Bioanteile bei Diesel und Gas angenommen.

Tabelle 35: Annahmen zur Effizienz HBEV und BEV Fahrzeugen und zum Biokraftstoffanteil

	N1	N2	N3	N3 Sattelzug
Biokraftstoffanteil im Diesel	20%	20%	20%	20%
Biogas / PtG aus EE Anteil am CNG	20%	20%	20%	20%
Effizienz Elektromotoren	90,3%	90,2%	86,9%	90,2%
Effizienz Batterien (in/out)	90,3%	90,3%	90,3%	90,3%

Quelle: eigene Annahmen und Nanupot Studie [Nanupot 2011, S. 46-48]

Als eine über die in der Nanupot Studie hinausgehende Annahme wird für die Szenarien berücksichtigt, dass sich die Effizienz von Verbrennungskraftmaschinen für Gas ebenfalls analog zum Diesel in der Fahrzeugklasse N3 weiterentwickeln. Durch die Effizienzverbesserungen bis zum Jahr 2050 kann der Wirkungsgrad ebenfalls verbessert werden. Im Szenario ist weiterhin berücksichtigt, dass im Jahr 2050 weiterhin ca. 50 % Dual-Fuel- Fahrzeuge eingesetzt werden. Daraus werden die folgenden Annahmen getroffen. Daraus schlussfolgernd wird eine Annahme zur realisierbaren Fahrzeugeffizienzverbesserung in Höhe von 39 % gegenüber heute für die Fahrzeugklasse N3 mit Verbrennungskraftmaschinen für Gas getroffen.

In den drei Szenarien für 2050 werden Annahmen zur Fahrleistungen abhängig von den entsprechenden Antrieben/Kraftstoffen getroffen. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Technologien für die effizienteren Fahrzeuge bereits ab ca. 2040 in den am Markt angebotenen Fahrzeugen verfügbar sein werden.

Szenario 1 – Hybridisierung und Elektrifizierung

In diesem Szenario wird das rein elektrische Fahren sowohl durch batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) als auch durch Hybrid-Elektrische Fahrzeuge (HBEV) als die Technologie der Zukunft angesehen. Hinzu kommt, dass es gelingt, auf einem Streckennetz, z. B. auf Teilen der Bundesautobahnen ein Batteriewechsel-/Batterieschnellladesystem bzw. eine direkte Zuführung von elektrischer Energie in fahrende Lkw über 12 t zGG und Sattelzugmaschinen durch Oberleitung oder induktiv aufzubauen. Somit gelingt es, auch abschnittsweise das elektrische Fahren für diese schweren Lkw und für Sattelzugmaschinen (N3) zu realisieren. Treiber eines solchen Szenarios sind sinkende Batteriekosten pro kWh Speicherenergie und die Reduktion des Batterieeigengewichtes. Folglich wird die Verbrennungskraftmaschine

(VKM) in den Fahrzeugen nur noch eingesetzt, wenn die Batterieladung aufgebraucht ist und auch nicht schnell reaktiviert werden kann. Der Hybridantrieb kann dabei als serieller oder aber paralleler Hybrid ausgeführt sein, wobei sich bei den VKM sowohl Gasmotoren als auch Dieselmotoren in etwa gleichem Umfang durchsetzen. Die Brennstoffzelle kann sich vor allem aufgrund der Lebensdauer und des Preises bei Lkw und Sattelzugmaschinen hingegen nicht durchsetzen und bleibt nur eine Nischentechnologie.

Tabelle 36: Szenario 1 – Hybridisierung und Elektrifizierung im Jahr 2050

Anteile Fahrzeuge/ Fahrleistungsanteil im Jahr 2050	N1	N2	N3	N3 Sattelzug
Anteil rein elektrischer Fahrleistung von HBEV und BEV	80%	70%	25% ^a	45% ^a
Anteil Fahrleistung von Fahrzeugen mit Brennstoffzellen (FCEV)	10%	10%	3%	3%
Anteil Fahrleistung mit Verbrennungskraftmaschinen (VKM)	10%	20%	72%	52%
davon Anteil an VKM Diesel	5%	10%	51%	35%
davon Anteil an VKM CNG	5%	10%		
davon Anteil an VKM LNG	0%	0%	21%	17%

Quelle: eigene Annahmen

^a Es wird bei dieser Annahme davon ausgegangen, dass sich auf Teilen der BAB eine Stromzuführung für Lkw mittels Oberleitung oder induktiv während der Fahrt realisieren lässt und Batterien soweit entwickelt sind, dass diese schnell geladen oder in Tauschstationen in kurzer Zeit leer gegen voll getauscht werden kann. Zum Thema Stromzufuhr über Stromabnehmer auf Bundeautobahnen siehe auch Exkurs auf Seite 109.

Szenario 2 – CNG/LNG: Verbrennungsmotor für Gas sind kostengünstigste Alternative, Erdgas wird zunehmend von Biogas oder Power-to-Gas substituiert

In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass sich aufgrund des günstigen Preises für Kraftstoff und Fahrzeugtechnik Lkw und Sattelzugmaschinen mit VKM, die vor allem Gas als Kraftstoff nutzen, durchsetzen werden. Dabei kann die Übergangsphase von Diesel zu Gas durch den Einsatz von Dual-Fuel Motoren sehr fließend gestaltet werden. Entsprechend des Angebotes und des Preises können so beide Kraftstoffe je nach Kostensituation und Nutzungsbedingungen parallel und Diesel/Biodiesel alternativ auch als Reinkraftstoff verwendet werden, was vor allem aus Sicht des Nutzers den Umstieg erheblich erleichtert.

Gleichzeitig gelingt es, zukünftig Biogas und synthetisches Gas aus erneuerbarem Strom zu wettbewerbsfähigen Kosten herzustellen. Dieses kann, wie heute bereits Erdgas, deutschlandweit über das vorhandene Leitungssystem verteilt und in vorhandenen Speichern gelagert werden. Das Netz von Tankstellen, an denen LNG getankt werden kann, wird stark aus-

gebaut, so dass sich LNG für schwere Lkw und für Sattelzugmaschinen als Alternative zum Diesel etabliert, wobei der Aufwand zum Betanken der Fahrzeuge leicht zunimmt.

Tabelle 37: Szenario 2 – CNG/LNG im Jahr 2050

Anteile Fahrzeuge/Fahrleistungsanteil im Jahr 2050	N1	N2	N3	N3 Sattelzug
Anteil rein elektrischer Fahrleistung von HBEV und BEV	10%	10%	0%	0%
Anteil Fahrleistung von Fahrzeugen mit Brennstoffzellen (FCEV)	10%	10%	0%	0%
Anteil Fahrleistung mit Verbrennungskraftmaschinen (VKM)	80%	80%	100%	100%
davon Anteil an VKM Diesel	5%	5%	15%	15%
davon Anteil an VKM CNG	75%	75%	5%	5%
davon Anteil an VKM LNG	0%	0%	80%	80%
Quelle: eigene Annahmen				

Szenario 3 – Wasserstoff/Brennstoffzelle im Jahr 2050

Dieses Szenario nimmt an, dass sich Wasserstoff bzw. die Brennstoffzelle in Fahrzeugen durchsetzen wird. Dies erfordert einerseits, die Kosten der Brennstoffzellen zu verringern und die Lebensdauer zu erhöhen. Andererseits ist eine Infrastruktur für Wasserstoff erforderlich, die es unter Berücksichtigung der speziellen Transport-, Lager- und weiterer Anforderungen zur Betankung aufzubauen gilt. Auch ist der zu verwendete Wasserstoff nachhaltig herzustellen, zum Beispiel mittels Elektrolyse aus erneuerbarem Strom.

Tabelle 38: Szenario 3 – Wasserstoff/Brennstoffzelle im Jahr 2050

Anteile Fahrzeuge/Fahrleistungsanteil im Jahr 2050	N1	N2	N3	N3 Sattelzug
Anteil rein elektrischer Fahrleistung von HBEV und BEV	15%	15%	0%	0%
Anteil Fahrleistung von Fahrzeugen mit Brennstoffzellen (FCEV)	75%	75%	50%	50%
Anteil Fahrleistung mit Verbrennungskraftmaschinen (VKM)	10%	10%	50%	50%
davon Anteil an VKM Diesel	5%	5%	10%	10%
davon Anteil an VKM CNG	5%	5%	0%	0%
davon Anteil an VKM LNG	0%	0%	40%	40%
Quelle: eigene Annahmen				

4.3 Entwicklung des Energiebedarfs in den einzelnen Verkehrssektoren

4.3.1 Entwicklung der Verkehrs- und Fahrleistungen

Zur Abschätzung des Energiebedarfs im Verkehr bis 2050 wird für alle Verkehrsträger eine Verkehrsentwicklung in Anlehnung an die Verkehrsprognose zur Bundesverkehrswegeplanung 2030 zugrunde gelegt [VP 2014].

Da die Verkehrsprognose 2030 nur Aussagen bis zum Jahr 2030 macht, werden für die Fortschreibung zum einen Annahmen aus dem TREMOD-Modell [IFEU 2012] und zum anderen Abschätzungen zur Güterverkehrsleistung bis 2050 vom Referenzszenario des Energiekonzepts der Bundesregierung [Energiekonzept 2010] für eine Fortschreibung der Verkehrsleistungen bis 2050 verwendet. Die Entwicklung im Personenverkehr folgt bis 2030 der Verkehrsprognose 2030. Für die Abschätzung von 2030 bis 2050 werden folgende Annahmen getroffen: Aufgrund der vom Statistischen Bundesamt prognostizierten rückläufigen Bevölkerungsentwicklung [Statistisches Bundesamt 2009] wird angenommen, dass die Verkehrsleistungen im Personenverkehr auf der Straße nach 2030 nicht mehr ansteigen. Für die Verkehrsleistung im Flugverkehr wird angenommen, dass die absolute Zunahme in der Periode 2030-2050 noch halb so hoch ist wie von 2030 bis 2050.

Die Annahmen sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 39: Entwicklung der Verkehrsleistungen im Personenverkehr bis 2050

	Verkehrsleistungen im Personenverkehr (Mrd. Pkm)				
	2010	2030	2050	2010-2030	2030-2050
MIV+BUS	989	1.070	1.063	+6%	-1%
Bahn ^a	100	116	116	+16%	0%
Luft ^b	194	345	420	+78%	+22%

^a Eisenbahn sowie Straßen-, Stadt- und U-Bahnen;

^b abgehender Flugverkehr bis zur ersten Zwischenlandung;

Quellen: Verkehrsprognose 2030, TREMOD-Fortschreibung

Die Verkehrsleistungen im Güterverkehr steigen nach der Verkehrsprognose 2030 noch deutlich an. Für die Abschätzung der Entwicklung von 2030 bis 2050 werden hier für Lkw, Bahn und Binnenschiff die Änderungsraten aus dem Energiekonzept der Bundesregierung übernommen. Beim Flugverkehr wird, analog dem Vorgehen beim Personenverkehr, angenommen, dass sich der absolute Zuwachs in der Periode 2030-2050 gegenüber 2010-2030 halbiert. Die Annahmen sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 40: Entwicklung der Transportleistungen im Güterverkehr bis 2050

	Transportleistungen im Güterverkehr (Mrd. tkm)				
	2010	2030	2050	2010-2030	2030-2050
Lkw	434	607	721	+40%	+19%
Bahn	110	154	196	+39%	+27%
Binnenschiff	62	77	87	+24%	+14%
Luft ^a	11	19	23	+78%	+22%

^a abgehender Flugverkehr bis zur ersten Zwischenlandung;

Quellen: Verkehrsprognose 2030, Energiekonzept der Bundesregierung 2010, TREMOD-Fortschreibung

Fahrleistungen im Straßenverkehr

Die angenommene Fahrleistungsentwicklung bis 2030 beruht auf dem TREMOD-Trendszenario [IFEU 2014] auf Basis der Verkehrsprognose 2030. Für die Projektion bis 2050 werden die Fahrleistungen von Pkw proportional zur Verkehrsleistungsentwicklung von 2030-2050 fortgeschrieben. Bei den Lkw steigt die Fahrleistung der schweren Fahrzeuge weiter an. Der Anstieg liegt aufgrund weiterer Verbesserung der Fahrzeugauslastung unterhalb des Verkehrsleistungsanstiegs. Die Annahmen sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 41: Entwicklung der Fahrleistungen nach Fahrzeugkategorien bis 2050

	Fahrleistungen Straße (Mrd. km)				
	2010	2030	2050	2010-2030	2030-2050
Pkw	595,5	657,5	655,2	+10%	-0%
Lkw	91,4	116,5	124,0	+27%	+6%
Davon					
- N1	37,5	49,8	50,0	+33%	+0%
- N2	10,3	10,3	10,2	-1%%	-0%
- N3	17,9	23,7	25,8	+33%	+8%
Sattelzüge	25,7	32,7	38,0	+27%	+16%
Sonstige ^a	82,2	79,9	71,9	-3%	-10%

^a Motorisierte Zweiräder, Busse, übrige Kfz

Quellen: Verkehrsprognose 2030, Langfristprognose Güterverkehr 2050, TREMOD-Fortschreibung

4.3.2 Entwicklung des Energiebedarfs für Pkw

Grundsätzliche Vorgehensweise

Die Pkw-Szenarien werden mit dem TREMOD-Modell [IFEU 2012] berechnet, der Energieverbrauch nach Antriebsarten wird hierbei anhand folgender Parameter bestimmt:

- Die gesamte Jahresfahrleistung aller Pkw
- Dem Anteil der Antriebsarten an der Fahrleistung, welche sich aus folgenden Größen ableitet
 - Anteil des Pkw-Bestandes pro Antriebsart
 - Mittlere Jahresfahrleistung pro Pkw und Antriebsart
 - Dem spezifischen Kraftstoffverbrauch (MJ/km) pro Antriebsart

Für die Aufteilung der Fahrleistung nach Antriebsarten ist die Zusammensetzung des Pkw-Bestandes die wichtigste Basisgröße. Diese wird in einem Umschichtungsmodell auf Basis von Annahmen zu den jährlichen Neuzulassungen und Absterbekurven für jedes Bezugsjahr berechnet.

Für die Pkw-Neuzulassungen und den Fahrzeugbestand werden bis zum Jahr 2012 Realdaten des KBA verwendet. Für die Jahre 2013 bis 2030 wird eine konstante jährliche Neuzulassung von 3,2 Mio Pkw angenommen, danach sinken die Neuzulassungen basierend auf der Bevölkerungsprognose kontinuierlich bis auf 2,9 Mio Pkw im Jahr 2050.

Das Kaufverhalten der Pkw-Nutzer und dessen Einfluss auf die Neuzulassungen kann im Rahmen der Szenarien nicht detailliert berücksichtigt werden. Im Hinblick auf die Einbindung erneuerbarer Energien im Verkehr mit Fokus auf 2050 wird stattdessen eine marktoffene Modellierung als zielführender erachtet, welche die mögliche Energienachfrage im Verkehrssektor aufzeigt. Hierfür werden drei unterschiedliche Szenarien mit den Schwerpunkten „Verbrenner“; „Elektrofahrzeuge“ und „Brennstoffzelle“ betrachtet.

Anteil der Neuzulassungen pro Antriebsart

Im Jahr 2012 dominierten Benzin- und Diesel-Antriebe noch die Neuzulassungen im Pkw-Bereich. Nur etwa 0,5 % der Pkw waren mit CNG- oder LPG-Antrieb ausgestattet, weitere 0,1 % sind Elektrofahrzeuge, während der Anteil von Brennstoffzellen-Pkw mit ca. 30 Fahrzeugen (0,001 %) vernachlässigbar gering ist (eigene Auswertung auf Basis von [KBA 2013]).

Im Sinne der Notwendigkeit zur Einbindung erneuerbarer Energien in den Verkehrssektor und steigender Rohölpreise besteht jedoch Handlungsbedarf, die Anteile von alternativen Antrieben zukünftig zu steigern. Bereits heute gibt es verschiedene Initiativen zur Förderung

alternativer Antriebe:

- Der nationale Entwicklungsplan Elektromobilität und das offizielle Ziel der Bundesregierung, in Zusammenarbeit mit der deutschen Automobilbranche bis zum Jahr 2020 eine Million und bis zum Jahr 2030 sechs Millionen Elektrofahrzeuge im Kfz-Bestand zu erreichen [Bundesregierung 2009];[Energiekonzept 2010].
- Die „Initiative Erdgasmobilität“, die in Kooperation mit verschiedenen Stakeholdern das Ziel der Bundesregierung unterstützt, bis zum Jahr 2020 1,4 Mio Erdgasfahrzeuge zu erreichen [DENA 2011].
- Das nationale Innovationsprogramm (NIP), welches bis zum Jahr 2015 vor allem eine Förderung von F&E-Vorhaben, sowie den Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen im Rahmen von Flottenbetreibern vorsieht [NOW 2006].

Eine kurzfristige Umsetzbarkeit der Ziele wird derzeit vor allem für Elektrofahrzeuge als machbar angesehen. Da zu diesen auch Hybridfahrzeuge mit externer Aufladung gezählt werden (Plug-in Hybride), sind mit der aktuell vorhandenen Technologie keine bestimmten Nutzungsprofile von vorn herein ausgeschlossen.

Nach einer Untersuchung im Auftrag der NPE (Nationale Plattform Elektromobilität) ist ein Markthochlauf von Elektro-Pkw aus Kostenperspektive (TCO) denkbar. Er hängt jedoch entscheidend von verschiedenen Parametern des Käuferverhaltens ab (vor allem der angenommenen Mehrpreisbereitschaft der „Early adopters“), die derzeit nicht sicher bestimmt werden können. Bei optimistischen Annahmen könnten die Ziele der Bundesregierung bis 2020 erreicht werden, in einem „mittleren Szenario“ würde der Bestand an Elektrofahrzeugen in 2020 hingegen nur etwa die Hälfte der Zielmarke erreichen [ISI 2013]. In allen Szenarien ist aber nach 2020 eine Fortsetzung des Wachstums zu erwarten (vgl. Tabelle 25).

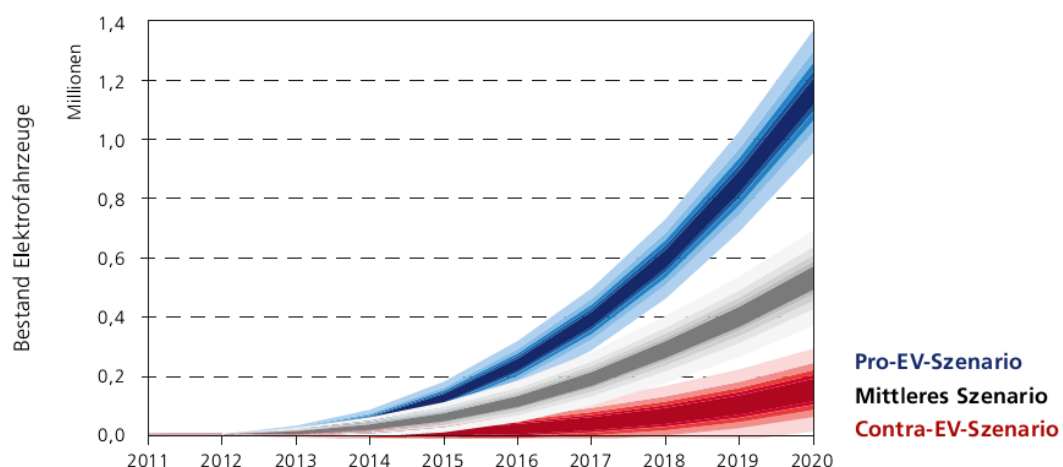


Abbildung 25: NPE-Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge in Deutschland bis 2020 (Graphik aus [ISI 2013])

Demgegenüber sind CNG-Pkw heutzutage bereits technisch ausgereift und aus Kostenperspektiven gegenüber konventionellen Antrieben konkurrenzfähig (dies geht wesentlich auf ihre energiesteuerliche Besserstellung zurück). Aus Sicht der Automobilhersteller könnten CNG-Fahrzeuge aufgrund der niedrigeren CO₂-Emissionen helfen, die CO₂-Flottengrenzwerte zu erfüllen. Ein stärkeres Bestandwachstum für CNG ist aus heutiger Sicht jedoch nur zu erwarten, wenn der Kostenvorteil, z.B. über eine reduzierte Energiesteuer, bestehen bleibt, und weitere Rahmenbedingungen, z.B. durch den Ausbau der Tankstelleninfrastruktur geschaffen werden können [DENA 2011].

Eine verstärkte Einführung von Brennstoffzellenfahrzeugen gilt aufgrund ihrer Kosten und fehlender Wasserstoffinfrastruktur kurzfristig als unwahrscheinlich. Allerdings sind erste Serienfahrzeuge bereits für das Jahr 2015 angekündigt und bis zum Jahr 2023 sollen im Rahmen der "H2 Mobility Initiative" (kofinanziert durch das BMVBS) bundesweit knapp 400 Wasserstofftankstellen entstehen, womit eine wichtige Voraussetzung für einen Massenmarkt geschaffen wäre. Mit Perspektive auf 2050 könnte der Brennstoffzellenantrieb dann dem Erdgas- bzw. Elektroantrieben Konkurrenz machen.

Für das Jahr 2030 werden daher folgende Annahmen getroffen:

- In allen Szenarien steigt der Anteil von Elektrofahrzeugen, während der Anteil von „reinen“ Verbrennern (ausgenommen PHEVs) deutlich abnimmt.
- Im Elektro- und Brennstoffzellen-Szenario wird das Ziel der Bundesregierung von 1 Mio. Elektro-Pkw in 2020 und 6 Mio. Elektro-Pkw in 2030 erreicht, diese bestehen zu knapp 2/3 aus Plug-In-Hybriden. Weiterhin nehmen CNG- und LPG-Pkw geringfügig zu.
- Im Verbrenner-Szenario wird das Ziel für Elektrofahrzeuge nur zur Hälfte erreicht. Demgegenüber steigt innerhalb der Verbrenner der Anteil von CNG-Pkw deutlich an, der Anteil der LPG-Pkw steigt ebenfalls geringfügig.
- Brennstoffzellen-Pkw schaffen bis 2030 noch nicht den Sprung in den Massenmarkt, da wesentliche Teile der Infrastruktur wahrscheinlich erst nach 2020 aufgebaut werden und für Langstrecken Anwendungen die Kostenkonkurrenz durch Verbrennungsmotoren (auch in PHEV) noch zu groß ist.

Für 2050 wird davon ausgegangen, dass aufgrund steigender Rohölpreise sowie sinkender Strompreise der Anteil an reinen Verbrennungsfahrzeugen weiter abnimmt. Bei den alternativen Antrieben (mit Ausnahme von LPG) wird angenommen, dass die Neuzulassungsraten aus 2030 mindestens konstant weiterverlaufen. Die drei Szenarien bilden dabei aber jeweils unterschiedliche Schwerpunkte bei der weiteren Entwicklung der Neuzulassungen ab. Die

Annahmen sind im Einzelnen:

- Im Verbrenner-Szenario schreitet die Hybridisierung weiter voran und der Anteil von CNG-Pkw steigt deutlich. Zudem findet eine weitere Zunahme von Elektrofahrzeugen mit Schwerpunkt auf Plug-In-Hybride statt.
- Im Elektro -Szenario gehen die Neuzulassungen von Verbrenner-Pkw und Hybridfahrzeugen ohne externe Aufladung stark zurück, dafür werden mehr Elektro-Pkw (inklusive PHEV) zugelassen.
- Im Brennstoffzellen-Szenario gehen die Neuzulassungen von Verbrenner-Pkw und Hybridfahrzeugen ohne externe Aufladung stark zurück, dafür werden mehr Brennstoffzellen-Pkw zugelassen.

Tabelle 42 zeigt die Aufteilung der Neuzulassungen für die Jahre 2010, 2030 und 2050. Für die Modellierung der Bestände im TREMOD-Modell werden die Neuzulassungsanteile zwischen diesen Jahren linear interpoliert.

Tabelle 42: Neuzulassungsanteile der Pkw nach Antriebsarten in den Jahren 2010, 2030 und 2050

Jahr	Szenario	Anteil der jährlichen Neuzulassungen										
		Verbrenner (ohne externe Aufladung)					xEV					FCEV
		total	Benzin	Diesel	CNG	LPG	total	BEV	PHEV-Benzin	PHEV-Diesel	PHEV-CNG	total
2010	Alle	100%	58%	42%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	ICE	75%	35%	30%	8%	2%	20%	8%	7%	5%	1%	5%
2030	xEVo	56%	28%	25%	2%	1%	40%	15%	13%	10%	1%	5%
	FCEV	56%	28%	25%	2%	1%	40%	15%	13%	10%	1%	5%
2050	ICE	56%	15%	10%	31%	0%	40%	10%	15%	8%	7%	5%
	xEV	10%	3%	5%	2%	0%	85%	40%	30%	10%	5%	5%
	FCEV	10%	3%	5%	2%	0%	40%	20%	10%	5%	5%	50%

Struktur des Pkw Bestands und der Fahrleistungen

Aus den Annahmen zu den Neuzulassungen erfolgt die Berechnung des Fahrzeugbestands mit dem TREMOD-Umschichtungsmodell. Für alle drei Szenarien ergibt sich daraus für die Jahre 2030 und 2050 der jeweilige Fahrzeugbestand nach Antriebstechnologien. Die Ergebnisse sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 43: Entwicklung des Pkw-Bestands und Anteil nach Antriebstechnologien in den Szenarien bis 2050

	2010	"Batterie"		"Verbrenner"		"Brennstoffzelle"	
		2030	2050	2030	2050	2030	2050
Benzin incl. Hybrid	73%	48%	15%	49%	25%	48%	15%
Diesel incl. Hybrid	26%	31%	12%	34%	17%	31%	12%
CNG incl. Hybrid	0%	1%	2%	5%	21%	1%	2%
LPG	1%	1%	0%	1%	1%	1%	0%
PHEV Benzin/elektr.	0%	5%	23%	3%	12%	5%	11%
PHEV Diesel/elektr.	0%	4%	8%	2%	5%	4%	6%
PHEV CNG/elektr.	0%	1%	3%	1%	4%	1%	3%
BEV	0%	6%	30%	3%	9%	6%	18%
FCEV	0%	3%	5%	3%	5%	3%	32%
Gesamt (Mio. Fzge.)	42,0	42,5	43,0	42,6	43,2	42,5	43,2

Quellen: 2010: KBA-Statistik, 2030 und 2050 Szenarienrechnung mit TREMOD

Mit den getroffenen Annahmen zur Bestandsentwicklung sind in den Szenarien „Elektro“ und „Brennstoffzelle“ im Jahr 2030 19 % aller Fahrzeuge (8 Mio.) mit einem Elektromotor ausgestattet (BEV, PHEV oder FCEV), im Jahr 2050 sind es 70 %. Im Szenario Verbrenner sind es im Jahr 2030 11 % der Fahrzeuge (4,7 Mio.), im Jahr 2050 35 %.

Zur Berechnung des Energieverbrauchs je Antriebsart wird die mittlere jährliche Fahrleistung der Pkw benötigt. Dazu wird in TREMOD ein Gewichtungsmodell verwendet, das die unterschiedlichen Fahrleistungshäufigkeiten verschiedener Fahrzeugsegmente unter Berücksichtigung der Antriebstechnologie, der Größenklasse und des Fahrzeugalters berücksichtigt. Die Kennzahlen für die mittlere Jahresfahrleistung der konventionellen Fahrzeugkonzepte basieren im Wesentlichen auf der Fahrleistungserhebung [IVT 2004]. Für die neuen Konzepte liegen keine empirischen Daten vor. Es werden daher, in Anlehnung an [GermanHy-TREMOD 2013], folgende Annahmen getroffen:

- Diese mittlere Fahrleistung der PHEV orientiert sich an den konventionellen Antriebskonzepten (Benzin, Diesel, CNG).
- Die mittlere Fahrleistung der BEV liegt in der Nähe der mittleren Pkw-Fahrleistung. Dabei ist ihr Fahrleistungsanteil auf Innerortsstraßen höher, auf Autobahnen niedriger als bei den übrigen Antriebskonzepten.

- Die mittlere Fahrleistung der FCEV orientiert sich ebenfalls am Mittelwert aller Pkw (hier sollte die Berechnung noch nachgebessert werden, da in den aktuellen Zahlen wohl Orientierung an Benzin-Pkw gerechnet wurde)

Die folgende Tabelle fasst die mittleren Jahresfahrleistungen der Fahrzeugkonzepte in den drei Szenarien bis 2050 zusammen.

Tabelle 44: Entwicklung der mittleren Jahresfahrleistung der Pkw nach Antriebstechnologien in den Szenarien bis 2050

	Mittlere Jahresfahrleistung (1000 km je Fahrzeug und Jahr)						
	2010	"Batterie"		"Verbrenner"		"Brennstoffzelle"	
		2030	2050	2030	2050	2030	2050
Benzin incl. Hybrid	11,3	11,2	11,6	10,9	10,4	11,2	10,5
Diesel incl. Hybrid	22,0	21,4	21,8	20,8	19,4	21,4	19,7
CNG incl. Hybrid	20,7	21,2	21,6	20,6	19,2	21,2	19,6
LPG	20,2	20,0	20,2	19,5	18,1	20,0	18,4
PHEV Benzin/elektrisch	0,0	11,3	11,4	11,0	10,2	11,3	10,4
PHEV Diesel/elektrisch	0,0	21,4	21,8	20,9	19,4	21,4	19,8
PHEV CNG/elektrisch	0,0	17,5	17,7	17,1	15,8	17,5	16,1
BEV	0,0	14,5	14,1	14,2	13,1	14,5	13,3
FCEV	0,0	18,6	19,1	18,1	16,9	18,6	17,2
Pkw Mittel	14,2	15,5	15,2	15,4	15,2	15,5	15,2

Quelle: Szenarienrechnung mit TREMOD

Für die Berechnung des Energiebedarfs wird die Aufteilung der Gesamtfahrleistung auf die verschiedenen Fahrzeugtechnologien benötigt, sich aus dem Fahrzeugbestand und den mittleren Jahresfahrleistungen ergibt und in der folgenden Tabelle dargestellt ist.

Tabelle 45: Anteile der Antriebstechnologien an der Pkw Fahrleistung in den Szenarien bis 2050

	2010	"Batterie"		"Verbrenner"		"Brennstoffzelle"	
		2030	2050	2030	2050	2030	2050
Benzin incl. Hybrid	58%	35%	12%	34%	17%	35%	11%
Diesel incl. Hybrid	41%	43%	18%	46%	22%	43%	16%
CNG incl. Hybrid	0%	2%	3%	6%	27%	2%	3%
LPG	1%	1%	1%	2%	1%	1%	1%
PHEV Benzin/elektrisch	0%	4%	18%	2%	8%	4%	8%
PHEV Diesel/elektrisch	0%	5%	12%	3%	7%	5%	7%
PHEV CNG/elektrisch	0%	1%	3%	1%	4%	1%	3%
BEV	0%	6%	28%	3%	8%	6%	16%
FCEV	0%	3%	6%	3%	6%	3%	36%
Fahrleistung gesamt (Mrd. km)	596	657	655	657	655	657	655

Quelle: Szenarienrechnung mit TREMOD

Da bei den PHEV sowohl Verbrennungsmotoren als auch Elektromotoren eingesetzt werden, müssen Annahmen zur Aufteilung der Fahrleistung nach Antriebsmotor getroffen werden. Diese werden ebenfalls aus [TREMOD-GermanHy 2013] übernommen. Hierbei wird unterstellt, dass PHEV zunächst in Fahrprofilen eingesetzt werden, bei denen der Elektroanteil hoch ist. Erst in späteren Jahren werden PHEV auch in mittleren Fahrprofilen mit mehr Langstreckenanteilen eingesetzt, wobei der Elektroanteil sinkt. Die folgende Tabelle beschreibt die angenommenen Fahrleistungsanteile in den Szenarien.

Tabelle 46: Fahrleistungsanteile der Motoren bei PHEV-Fahrzeugen in den Szenarien bis 2050

Straßenkat.	Antrieb	2010	2030	2050
Autobahn	Verbr.-Motor	30%	40%	50%
	E-Motor	70%	60%	50%
Außerorts	Verbr.-Motor	25%	35%	45%
	E-Motor	75%	65%	55%
Innerorts	Verbr.-Motor	5%	13%	20%
	E-Motor	95%	88%	80%

Quelle: eigene Annahmen nach [TREMOD-GermanHy 2013]

Spezifische Energieverbrauchswerte

Energieverbrauchswerte heutiger Neuzulassungen mit konventionellen Antrieben

Grundlage für die Ableitung spezifischer Energieverbrauchswerte ist der in TREMOD abgebildete Realverbrauch neuer Fahrzeuge des Jahres 2010. Dieser basiert für die konventionellen Fahrzeuge (Benzin, Diesel) und LPG auf den im HBEFA vorgegebenen Verbrauchsfaktoren, differenziert nach Größenklasse, Antriebs- und Emissionskonzept. Für die Pkw sind diese Werte allerdings nicht zuverlässig genug, da sich die bei der Messung verwendeten Fahrzeuge aus Fahrzeugen mehrerer Baujahre zusammensetzen und die relativ geringe Anzahl an Fahrzeugen nicht repräsentativ für den Verbrauch sind. Aus diesem Grund erfolgt im HBEFA eine Anpassung an die Verbrauchsentwicklung der Neuzulassungen im NEFZ (Neuer Europäischer Fahrzyklus), differenziert nach Baujahren, Antriebsart und Größenklasse¹⁷. Dazu werden der Verbrauch der Euro-3-Fahrzeugschichten als Referenz für die Neuzulassungen des Jahres 2002 genommen und die Verbrauchswerte der übrigen Baujahre entsprechend der Entwicklung des NEFZ-Verbrauchs der Neuzulassungen bestimmt.

Dieses Verfahren führt zu einer Unterschätzung des Realverbrauchs, da die Entwicklung des NEFZ-Verbrauchs nicht der Entwicklung des Realverbrauchs entspricht, wie [ICCT 2012] zeigt. Die Abweichungen zwischen Real- und Normverbrauch sind derzeit jedoch noch nicht zuverlässig quantifiziert, so dass in dem aktuellen TREMOD (Version 5.4) weiterhin das beschriebene Verfahren verwendet wird.

Energieverbrauchswerte heutiger Neuzulassungen mit alternativen Antrieben

Der Realverbrauch von Pkw mit alternativen Antrieben ist bisher noch nicht in HBEFA untersucht worden. Daher wird auf eine Reihe weiterer Untersuchungen zurückgegriffen, aus denen sich Annahmen zu den Energieverbrauchswerten der alternativen Konzepte ableiten lassen. Diese sind:

- CNG: Der Realverbrauch wird durch einen Faktor aus dem in TREMOD angenommenen Realverbrauch eines Benziners der gleichen Größenklasse berechnet. Dieser Faktor ergibt sich durch den in [JEC2013] simulierten relativen NEFZ-Mehrverbrauch des CNG-Fahrzeuges gegenüber dem Benzin-Fahrzeug.
- BEV: Die Verbrauchswerte stammen aus Arbeiten im Rahmen des Flottenversuchs Elektromobilität [IFEU 2013].
- FCEV: Die Verbrauchswerte sind aus [UBA2006] übernommen, wie sie auch in dem Projekt „Überleitung der Ergebnisse aus GermanHy in das Emissionsberechnungsmodell TREMOD“ [TREMOD-GermanHy 2013] verwendet werden

¹⁷ Datenbasis ist das CO₂-Monitoring der Neuzulassungen in Deutschland, durchgeführt vom KBA

Zusätzlich sind die Energieverbrauchswerte von Hybridsystemen für die jeweils verwendeten Verbrennungskraftstoffe (Benzin, Diesel, CNG) abzuleiten. Hierzu werden Faktoren verwendet, welche die Verbrauchsunterschiede zu dem Verbrenner-Basisfahrzeug ohne Hybridisierung straßenkategoriefin abbilden. Diese stammen

- für HEV aus Berechnungen des im Rahmen des Projekts „eLCAR“ entwickelten Fahrzeugmodells,
- für PHEV im Ladeerhaltungsmodus (mit laufendem Verbrennungsmotor) aus Annahmen des Projekts „Überleitung der Ergebnisse aus GermanHy in das Emissionsberechnungsmodell TREMOD“ [IFEU2012] und
- für PHEV im Entlademodus (mit ausgeschalteten Verbrennungsmotor) entspricht der Verbrauch dem angenommenen Verbrauch der BEV.

Entwicklung der spezifischen Energieverbrauchswerte von Neuzulassungen bis 2050

Die Entwicklung der spezifischen Energieverbrauchswerte orientiert sich an dem in [JEC 2013] im Kapitel 4.1 abgeleiteten Potenzial. Es wird angenommen, dass die in [JEC 2013] zwischen 2010 und 2020+ berechnete Minderung in den Szenarien

- zwischen 2010 und 2020 zu 2/3 und
- und bis 2030 zu 100 % realisiert wird.

Über die in [JEC 2013] betrachteten technischen Minderungspotenziale hinausgehende Verbrauchsminderungen sind derzeit nicht zuverlässig zu quantifizieren. Für den Zeitraum nach 2030 wird daher angenommen, dass sich die Entwicklung des Realverbrauchs analog der historischen Entwicklung verhält. Diese ist in [ICCT 2013] für die Jahre 2001 bis 2011 abgeleitet und beträgt -0,7 % je Jahr. Dieser Wert wird für die Entwicklung des Realverbrauchs der Neuzulassungen zwischen 2030 und 2050 übernommen. Damit wird unterstellt, dass es trotz der aus heutiger Sicht bis 2030 realisierten Umsetzung aller technischen Potenziale nach 2030 weitere Minderungen umgesetzt werden, die im Wesentlichen durch Reduktion der Motorleistungen und der damit verbundenen Fahrzeugauslegung sowie ein Übergang zu kleineren Fahrzeugen („down-sizing“) erreicht werden können.

Mit den getroffenen Annahmen ergibt sich in TREMOD für jedes Fahrzeugkonzept und Zulassungsjahr ein Verbrauchswert für jede Verkehrssituation. Die folgende Tabelle zeigt exemplarisch den mittleren Verbrauch je Energieträger der Neufahrzeuge (gewichtet über Marktanteil und Fahrleistung) für ausgewählte Fahrzeugkonzepte für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050.

Tabelle 47: Spezifischer Energieverbrauch der Pkw (Neufahrzeuge, mittleres Fahrzeug, marktgewichtet) nach Antriebskonzepten und Energieträgern

Antriebskonzept (Energieträger)	Energieverbrauch [MJ/Fzgkm]			
	2020	2030	2040	2050
Benzin	1,99	1,75	1,65	-
Diesel	1,87	1,67	1,56	-
CNG	2,63	2,32	2,17	-
Hybrid-Benzin	1,81	1,58	1,50	1,41
Hybrid-Diesel	1,66	1,44	1,35	1,27
Hybrid-CNG	2,34	1,98	1,86	1,75
PHEV Benzin				
CNG	1,94	1,67	1,58	1,49
Elektro	0,65	0,55	0,52	0,49
PHEV Diesel				
Diesel	1,83	1,59	1,49	1,40
Elektro	0,76	0,66	0,61	0,58
PHEV CNG				
CNG	2,19	1,86	1,75	1,64
Elektro	0,66	0,57	0,53	0,50
BEV	0,62	0,55	0,52	0,48
FCEV	0,86	0,77	0,72	0,67

Quelle: Szenarienrechnung mit TREMOD

Entwicklung der spezifischen Energieverbrauchswerte des Bestands bis 2050

Unter Berücksichtigung der Bestandsumschichtung und den angenommenen Fahrleistungsverteilungen ergeben sich daraus für jedes Bezugsjahr mittlere Energieverbrauchswerte der im Betrieb befindlichen Fahrzeugflotte. Diese sind in der folgenden Tabelle, differenziert nach Energieträgern zusammengefasst.

Tabelle 48: Spezifischer Energieverbrauch der Pkw nach Antriebsenergie

Spezifischer Energieverbrauch der Pkw (Flottendurchschnitt) nach Energieträgern (MJ/km)							
	2010	"Batterie"		"Verbrenner"		"Brennstoffzelle"	
		2030	2050	2030	2050	2030	2050
Benzin	2,6	1,9	1,6	1,9	1,5	1,9	1,6
Diesel	2,4	1,8	1,5	1,8	1,4	1,8	1,5
CNG		2,4	1,8	2,4	1,8	2,4	1,8
LPG	2,4	1,8	1,5	1,7	1,5	1,8	1,5
Strom		0,6	0,5	0,6	0,5	0,6	0,5
Wasserstoff		0,8	0,7	0,8	0,7	0,8	0,7

Quelle: Szenarienrechnung mit TREMOD

Gesamter Energieverbrauch

Der gesamte Energieverbrauch der Pkw ergibt sich dann durch die Verknüpfung der spezifischen Verbrauchswerte für jedes Fahrzeugkonzept mit den entsprechenden differenzierten Fahrleistungen. Die folgende Tabelle fasst die Szenarienergebnisse für den Energieverbrauch der Pkw nach Energieträgern zusammen.

Tabelle 49: Energieverbrauch der Pkw nach Energieträgern in den Szenarien bis 2050

	2010	"Batterie"		"Verbrenner"		"Brennstoffzelle"	
		2030	2050	2030	2050	2030	2050
Benzin	908	438	196	427	204	438	143
Diesel	581	538	220	554	236	538	185
CNG	4	29	52	100	341	29	46
LPG	19	13	6	21	10	13	5
LNG	0	0	0	0	0	0	0
Strom	0	50	159	25	64	50	91
Wasserstoff	0	18	29	18	26	18	160
Gesamt	1.512	1.087	662	1.145	881	1.087	630

Quelle: Szenarienrechnung mit TREMOD

4.3.3 Entwicklung des Energiebedarfs für Lkw

Tabelle 50 zeigt die mittleren Kraftstoffverbräuche der Lkw-Flotte in den Jahren 2010, 2030 und 2050 unterschieden nach Fahrzeugklasse und Kraftstoff/Technologie. Hierbei liegen die in Kapitel 4.2 untersuchten Effizienzverbesserungen der Antriebstechnologien sowie die erwartete Flotten- und Fahrleistungsumschichtung von TREMOD zugrunde.

Der Verbrauch der Diesel-Lkw nimmt zwischen 2010 und 2030 um 17 % bis 28 % ab. Hierbei profitieren insbesondere die leichten Nutzfahrzeuge (N1) durch die Flottenerneuerung, da deren Verbrauch bei den Neuzulassungen schon vor dem Jahr 2010 stark abnahm. Demgegenüber sind die schwereren Lkw bereits heute deutlich effizienter als die leichten Nutzfahrzeuge. Unterschieden nach Kraftstoff und Technologie haben in den Szenarien ab 2030 Gasfahrzeuge (CNG, LNG) die höchsten spezifischen Verbräuche. Batterieelektrische und Hybrid-Oberleitungs-Lkw haben dagegen den geringsten spezifischen Kraftstoffverbrauch.

Tabelle 50: Spezifischer Energieverbrauch der Lkw (Flottenmittelwerte) nach Kraftstoff/Technologie

Fahrzeug	Kraftstoff	Technologie	Verbrauch in MJ/km			Verbrauchsreduktion	
			2010	2030	2050	2030 zu 2010	2050 zu 2030
N1	Diesel	ICE	3,0	2,2	1,9	-28%	-11%
	CNG	ICE		2,4	2,2		-12%
	Strom	BEV		1,0	0,9		-7%
	Wasserstoff	FCEV		1,3	1,2		-8%
N2	Diesel	ICE	4,9	3,9	3,5	-21%	-11%
	CNG	ICE		5,4	4,3		-20%
	Strom	BEV		2,1	1,9		-11%
	Wasserstoff	FCEV		3,1	2,6		-16%
N3 - Lkw	Diesel	ICE	9,4	7,8	6,9	-17%	-12%
	LNG	ICE		9,0	8,7		-3%
	Strom	HO		3,9	3,4		-12%
	Wasserstoff	FCEV		6,2	5,2		-17%
N3 - LZ	Diesel	ICE	10,7	8,6	7,7	-19%	-10%
	LNG	ICE		10,0	9,8		-2%
	Strom	HO		4,3	3,9		-10%
	Wasserstoff	FCEV		6,9	5,8		-16%
N3 - SZ	Diesel	ICE	11,1	8,8	7,9	-21%	-10%
	LNG	ICE		10,2	10,0		-1%
	Strom	HO		4,4	3,9		-10%
	Wasserstoff	FCEV		7,0	5,9		-16%

Quelle: Szenarienrechnung mit TREMOD, basierend auf [Nanupot 2011] und eigenen Annahmen

Tabelle 51: Energieverbrauch der Lkw nach Energieträgern in den Szenarien bis 2050

in PJ	"Batterie"		"Verbrenner"		"Brennstoffzelle"		
	2010	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Benzin	0	0	0	0	0	0	0
Diesel	632	539	211	524	105	575	49
CNG	0	6	10	42	115	6	15
LPG	0	0	0	0	0	0	0
LNG	0	24	116	78	500	24	250
Strom	0	33	142	3	7	6	10
Wasserstoff	0	0	20	0	9	13	249
Gesamt	632	602	498	647	735	623	573

Quelle: Szenarienrechnung mit TREMOD

4.3.4 Entwicklung des Energiebedarfs für den Straßenverkehr

Der gesamte Energiebedarf des Straßenverkehrs ergibt sich aus der Summe von Pkw, Lkw und den sonstigen Fahrzeugen, die im Rahmen dieser Studie nicht näher betrachtet wurden (motorisierte Zweiräder, Busse, übrige Kfz). Deren Anteil am Gesamtenergiebedarf des Straßenverkehrs liegt bei knapp 4 % im Jahr 2010 und bis zu 6 % in den Szenarien.

Tabelle 52: Energieverbrauch der Straße nach Energieträgern in den Szenarien bis 2050

in PJ	"Batterie"		"Verbrenner"		"Brennstoffzelle"		
	2010	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Benzin	929	460	218	449	226	460	165
Diesel	1.274	1.134	480	1.135	390	1.170	284
CNG	4	36	62	143	456	36	62
LPG	19	13	6	21	10	13	5
LNG	0	24	116	78	500	24	250
Strom	0	84	301	28	71	56	100
Wasserstoff	0	18	49	18	34	31	409
Gesamt	2.227	1.768	1.232	1.872	1.687	1.789	1.275

Quelle: Szenarienrechnung mit TREMOD

4.3.5 Übrige Verkehrsträger

Der Energiebedarf für die Verkehrsträger Schiene, Binnenschifffahrt und Flugverkehr wird im Rahmen dieser Untersuchung auf Basis des TREMOD-Trendszenarios bis 2030 berechnet und mit plausiblen Annahmen bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben. Grundlage ist die in Kapitel 4.3.1 beschriebene Entwicklung der Verkehrsleistungen. Zusätzlich sind Annahmen zur Entwicklung der eingesetzten Technologien und ihrer Effizienz zu treffen. Es wird jeweils nur ein Szenario modelliert.

Schienenverkehr

Die Verkehrsleistung im Schienenverkehr wird überwiegend mit oberleitungsgeführten elektrischen Triebfahrzeugen erbracht. Da zukünftig noch weitere Bahnstrecken elektrifiziert werden, wird der elektrische Anteil weiter ansteigen. Für die restlichen Verkehre wird unterstellt, dass diese weiterhin fast ausschließlich mit Dieseltraktion erbracht werden. Die folgende Tabelle fasst die Annahmen zusammen.

Tabelle 53: Anteil der Traktionsarten im Schienenverkehr in den Szenarien bis 2050

Verkehrsbereich	Antriebsart	2010	2030	2050
Güterverkehr	Diesel	7%	6%	5%
	Elektrisch	93%	94%	95%
Personenfernverkehr	Diesel	2%	2%	2%
	Elektrisch	98%	98%	98%
Personennahverkehr	Diesel	19%	14%	10%
	Elektrisch	81%	86%	90%
Straßen-, Stadt und U-Bahnen	Elektrisch	100%	100%	100%

Quellen: 2010 DB AG, eigene Annahmen; 2030 und 2050 Szenarienrechnung mit TREMOD

Aufgrund der zunehmenden Effizienz von Fahrzeugen und Betriebsweise ergeben sich im Schienenverkehr Minderungen im spezifischen Energiebedarf zwischen 2010 und 2030 von bis zu 20 % [IFEU 2012]. In dieser Kurzstudie wird darüber hinaus pauschal angenommen, dass die Effizienz bis 2050 um weitere 10 % verbessert wird.

Binnenschifffahrt

Die Annahmen für den Energieträgermix und die Effizienzentwicklung der Binnenschifffahrt werden bis 2030 aus der Studie [MKS-LNG 2014] übernommen. Basis hierfür sind einerseits Prognosen für die zukünftige Entwicklung der Flottenstruktur (Schiffsart und –größe) und Annahmen für die Substitution von Diesel- durch LNG-Antriebe bei Schiffen mit einer Tragfähigkeit >2500 t (vgl. „forciertes Szenario“ in [MKS-LNG 2014]). Für die Entwicklung bis 2050 wird angenommen, dass die Verkehrsleistung von Schiffen mit Dieselantrieb linear zur Entwicklung bis 2030 abnimmt und stattdessen durch LNG-Schiffe erbracht wird. Daraus ergeben sich folgende Annahmen für den Zeitraum 2010 bis 2050:

- Der Verkehrsleistungsanteil der LNG-Schiffe steigt auf 28 % bis 2030 und 45 % bis 2050.
- Der mittlere spezifische Energieverbrauch pro tkm nimmt um 32 % ab.

Daraus ergibt sich für 2050 gegenüber 2010 bei einem Anstieg der Verkehrsleistung von insgesamt +41 % ein Rückgang des Energieverbrauchs um 4 %, davon 45 % LNG und 55 % Diesel.

Flugverkehr

Beim Flugverkehr wird, analog der Abgrenzung in TREMOD, der von Deutschland abgehende Flugverkehr bis zur ersten Zwischenladung (Standortprinzip) betrachtet. Die Verkehrsentwicklung im Personenverkehr bis 2030 wird aus der Verkehrsprognose 2030 übernommen (siehe Kapitel 4.3.1). Für die Projektion bis 2050 wird angenommen, dass sich die Verkehrszunahme in der Periode 2030 bis 2050 gegenüber der Periode 2010 bis 2030 halbiert. Da der Luftgüterverkehr in der Verkehrsprognose 2030 nicht ausgewiesen wird, wird hier vereinfacht die relative Zunahme des Personenverkehrs übernommen.

Die Energieeffizienz entwickelt sich bis 2030 wie im TREMOD-Trendszenario (-20 % von 2010 bis 2030). Es wird angenommen, dass sich diese Entwicklung bis 2050 fortsetzt und gegenüber 2030 eine weitere Verbesserung um 20 % erreicht wird. Die Effizienzentwicklung bezieht sich auf die Verkehrsleistung. Demnach werden damit technische und betriebliche Einflüsse (Flugzeuggrößen, Flugweiten, Auslastung) zusammengefasst.

Energiebedarf übrige Verkehrsträger

Mit den beschriebenen Annahmen wurde der Gesamtenergiebedarf des Schienen-, Binnenschiffs- und Flugverkehrs berechnet. Insgesamt nimmt der Energiebedarf des übrigen Verkehrs bis zum Jahr 2050 zu. Treiber der Zunahme ist der Flugverkehr, dessen Energieverbrauch noch um knapp 40 % ansteigt. Bei den übrigen Verkehrsträgern wird die zunehmende Verkehrsleistung durch die Effizienzgewinne ausgeglichen. Die folgende Tabelle zeigt das Ergebnis.

Tabelle 54: Energieverbrauch der übrigen Verkehrsträger nach Energieträgern in den Szenarien bis 2050

Energieträger (in PJ)	2010	2030	2050
Benzin	0	0	0
Diesel	38	30	22
Kerosin	341	479	467
CNG	0	0	0
LPG	0	0	0
LNG	0	7	10
Strom	45	43	43
Wasserstoff	0	0	0
Gesamt	423	559	542

Anmerkungen: Kerosin für den von Deutschland abgehenden Flugverkehr bis zur ersten Zwischenlandung; Übrige Energieträger: Verbrauch im Inland

Quelle: Szenarienrechnung mit TREMOD

Gesamtbedarf

Der gesamte Energiebedarf von Straße, Schiene, Binnenschifffahrt und Luftverkehr nach Energieträgern ist für das Jahr 2010 und die Szenarien für die Jahre 2030 und 2050 in der folgenden Tabelle 55 dargestellt. Es wird deutlich, dass in keinem der drei Szenarien eine Reduktion des Endenergiebedarfs von 40 %, wie im Energiekonzept der Bundesregierung gefordert, erreicht wird. Besonders sensitive Annahmen sind hierbei die unterstellten starken Verkehrsleistungszunahmen im Straßengüter- und im Flugverkehr sowie die Wahl von Kraftstoff-Antriebs-Kombinationen.

Tabelle 55: Energieverbrauch alle Verkehrsträger nach Energieträgern in den Szenarien bis 2050

in PJ	"Batterie"			"Verbrenner"		"Brennstoffzelle"	
	2010	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Benzin	929	460	218	449	226	460	165
Diesel	1.312	1.164	502	1.165	413	1.200	306
Kerosin	341	479	467	479	467	479	467
CNG	4	36	62	143	456	36	62
LPG	19	13	6	21	10	13	5
LNG	0	30	125	85	509	30	259
Strom	45	127	345	71	114	100	144
Wasserstoff	0	18	49	18	34	31	409
Gesamt	2.650	2.327	1.774	2.430	2.230	2.348	1.817

Quelle: Szenarienrechnung mit TREMOD

5 Gegenüberstellung Angebot an erneuerbaren Energien und Energienachfrage aus dem Verkehrssektor

In den vorhergehenden Kapiteln wurden das Angebot von erneuerbaren Energieträgern auf Basis technischer Potenziale sowie die Nachfrage nach verschiedenen Arten von Energieträgern im Verkehr (Szenarienanalyse) abgeleitet. Diese werden hier vergleichend gegenübergestellt, um Schlussfolgerungen für die weitere Ausgestaltung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie sowie etwaige Wissenslücken und den Bedarf weiterführender Analysen abzuleiten.

Abbildung 26 stellt in einem theoretischen Ansatz die Biokraftstoffpotenziale dem erwarteten Bedarf gegenüber. In dem hier gewählten „entweder-oder-Ansatz“ wurde eine Nutzung des gesamten technisch verfügbaren Biomassepotenzials (abzüglich der erwarteten Nutzungen für Futter- und Nahrungsmittel sowie der stofflichen Nutzung sowie der theoretisch nutzbaren Flächen an Grünland) für Deutschland im Jahr 2030 für die Biokraftstoffproduktion unterstellt. Die verfügbaren landwirtschaftlichen Flächen wurden dann für die Produktion von, jeweils nur einem Biokraftstoff (z.B.: Energiepflanzen für Biomethan oder ausschließliche Produktion von Ölpflanzen für HVO, etc.) verwendet. Die mit diesem theoretischen Ansatz bestimmten Ergebnisse stellen damit so etwas wie die technische Obergrenze für die dargestellten Biokraftstoffpfade dar. Die ausgewiesenen Potenziale in diesem theoretischen Ansatz sind dadurch höher, als die in der Zusammenfassung ausgewiesenen Kraftstoffpotenziale. Diese wurden auf der Basis eines deutlich vorsichtigeren Ansatzes bestimmt. Die Abbildung zeigt, wie in verschiedenen Szenarien jeweils die exklusive Nutzung der für Bioenergie verfügbaren Flächen im Jahr 2030 zur Produktion eines bestimmten Kraftstoffpfades erfolgen könnte (Entweder-oder-Ansatz). Die zusätzlichen verfügbaren Potenziale an landwirtschaftlichen Reststoffen (z. B. Stroh), forstwirtschaftlicher Biomasse und Abfällen aus der Lebensmittelindustrie (z. B. Altspeiseöle/-fette) wurden ebenfalls jeweils in ein Kraftstoffpotenzial umgerechnet. Die Darstellung macht deutlich, dass Biokraftstoffe einen wichtigen Beitrag zur Deckung der zukünftigen Energienachfrage leisten könnten. Die Höhe dieses Beitrags in den spezifischen Transportsektoren ist von der Wahl des Kraftstoffpfades bzw. der Konversionstechnologie sowie von den politischen Rahmenbedingungen abhängig. Beispielsweise entsprechen die dargestellten technischen Potenziale für Biokerosin im Luftverkehrssektor mit ca. 160 PJ dem ca. 3,5-fachen des Ziels zur Beimischung von Biokraftstoffen der deutschen Luftverkehrsindustrie¹⁸.

¹⁸ Ziel des Verein Aireg e.V. ist ein Anteil von 10% Biokraftstoff im Jahr 2025. Dies entspricht einer Kraftstoffmenge von ca. 47 PJ/a.

- das Potenzial für flüssige Synthese-Kraftstoffe ist am geringsten einzuschätzen. Die Hebung dieses Potenzials würde auf der Fahrzeugseite zwar am wenigstens Veränderung verlangen, allerdings wird dieser Vorteil mit erheblichen Effizienzverlusten bei der Kraftstoffherstellung und späteren Nutzung im Fahrzeug erkauft.

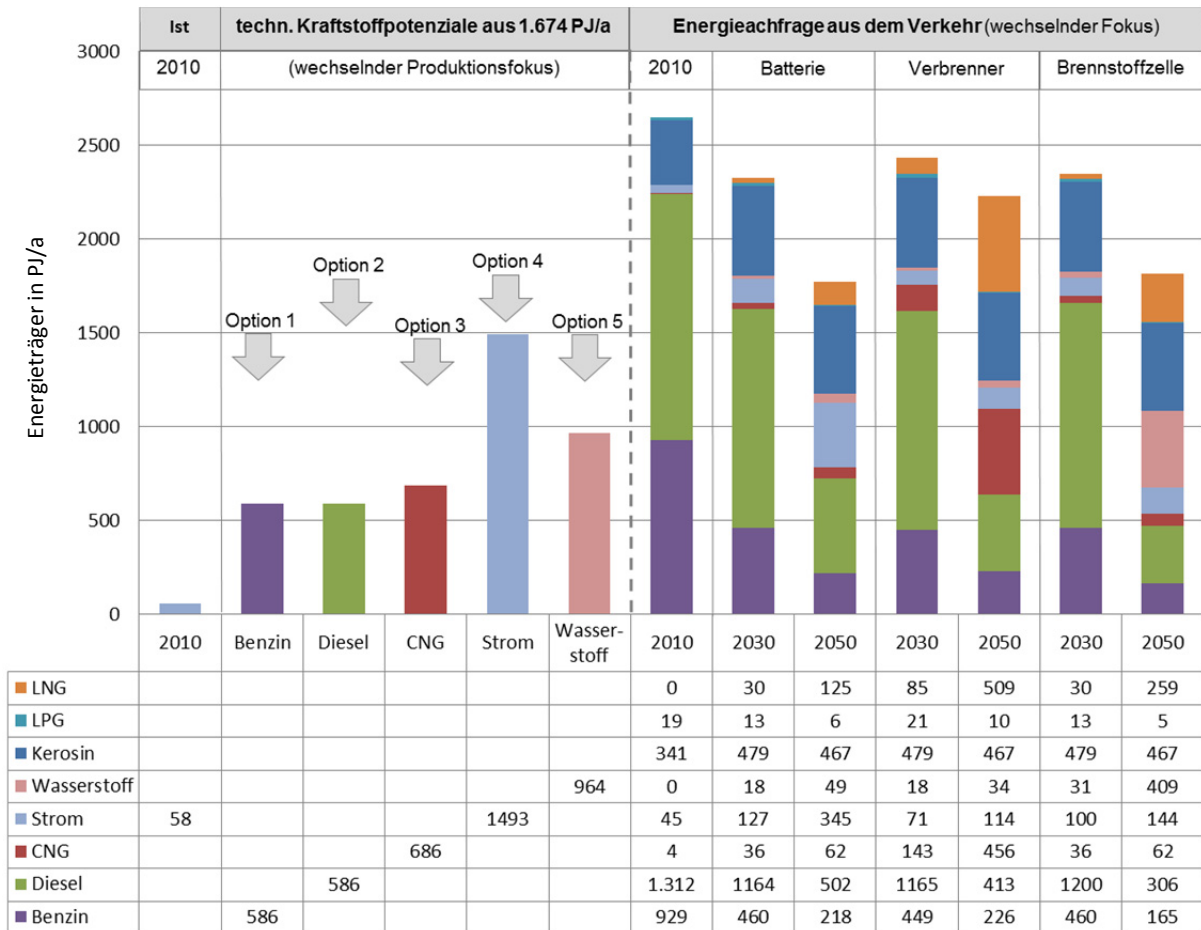


Abbildung 27: Gegenüberstellung des langfristigen, technischen Potenzials von Strom und strombasierten Kraftstoffen im Vergleich zur möglichen Entwicklung der Nachfrage im Verkehr.

6 Schlussfolgerungen und Handlungsbedarfe

Der Verkehrssektor kann prinzipiell eine Vielzahl von Energieträgern (Kraftstoffe sowie Strom) nutzen, die direkt aus erneuerbaren Quellen stammen. Der Kraftstoffproduktion aus erneuerbaren Energien fällt durch Systemdienstleistungen die Rolle als integrativer Bestandteil, ja sogar des „Ermöglichers“ (enabler) des Gesamtprojektes Energiewende zu. Die Kraftstoffproduktion aus erneuerbaren Energien – sprich die Energiewende im Verkehr – ist hierfür der zentrale Hebel.

Zwingende Voraussetzung ist die weitere Elektrifizierung der Fahrzeugflotte und die Bereitstellung ausreichender Mengen an erneuerbaren Kraftstoffen. Aus Gründen der Effizienz ist die direkte Nutzung von Strom als Energieträger im Verkehrssektor in batterieelektrischen Antrieben und die Nutzung von Wasserstoff aus der Elektrolyse in Brennstoffzellenfahrzeugen der Umwandlung von Strom in CNG oder flüssige Kraftstoffe für verbrennungsmotorisch angetriebene Pkw vorzuziehen. Beim Lkw sind Elektrifizierungsoptionen vor allem bei der Kraftstoffherstellung (Power-to-Gas, Power-to-Liquid), aber auch beim Antriebssystem (Verbrennungsmotor-Hybrid, Brennstoffzellenhybrid) auf ihre Potenziale und die spezifischen Hürden in unterschiedlichen Nutzfahrzeugsegmenten zu prüfen. Kurz- bis mittelfristig sind mit Kerosin vergleichbare, erneuerbare Kraftstoffe der gangbare Weg im Luftverkehr.

Die für die unterschiedlichen Szenarien ermittelten Kraftstoffpotenziale auf der Basis von einheimischer Anbaubiomasse sind begrenzt und von einer Vielzahl von Faktoren abhängig (z. B. Verfügbarkeit der Anbauflächen und Fruchtfolgen, förderpolitische Rahmenbedingungen, Nutzungskonkurrenzen, Marktentwicklung). Dies muss bei der Entwicklung einer im Koalitionsvertrag der Bundesregierung vereinbarten Entwicklung einer Biokraftstoffstrategie, die an realistischen Mengenpotenzialen orientiert ist, berücksichtigt werden. Für die weitere Entwicklung des Einsatzes von Biomasse im Verkehrssektor ist die Erhaltung respektive Schaffung eines verlässlichen und angemessenen förderpolitischen Rahmens für den Zeitraum bis und nach 2020 unverzichtbar.

Das Potenzial für Biokraftstoffe wurde u. a. unter Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen bezüglich Anbauflächen und Biomasse sowie weiterer Rahmenbedingungen ermittelt. Die dargestellten Ergebnisse unterscheiden sich demnach in ihrer Höhe deutlich von denen rein theoretischer oder technischer Potenzialbetrachtungen (siehe auch Definition der Potenzialbegriffe im Gliederungspunkt 3.2). Zudem handelt es sich – entgegen beispielsweise einiger Technologien und erforderlichen Infrastrukturen zur Herstellung strombasierter Kraftstoffe – um schon heute etablierte Technologien und großtechnisch verfügbare Anlagen, weshalb einerseits die Datenlage als deutlich solider eingeschätzt werden kann sowie andererseits Restriktionen deutlich besser bekannt sind und Berücksichtigung finden können.

Bei den strombasierten Kraftstoffen wurde gezeigt, dass bei einem abgeschätzten technischen Potenzial an erneuerbarer Stromerzeugung in Deutschland langfristig auch ein prognostizierter steigender Energiebedarf im Verkehr in großen Teilen aus heimischen Erneuerbaren bedient werden könnte. Der höchste Anteil erneuerbarer Kraftstoffe am Kraftstoffverbrauch wird durch den direkten Einsatz von Strom in batterieelektrischen Fahrzeugen erreicht. Für schwere Lkw und große Flugzeuge stellt der batterieelektrische Nutzungspfad jedoch zurzeit noch keine realistische Lösungsoption dar. Der schwere Lkw bleibt somit eine der größten Herausforderungen im Verkehrssektor auf dem Weg „weg vom Öl“.

Ob und unter welchen Bedingungen die hier aufgezeigten Potenziale realisiert werden können, hängt von einer Reihe in dieser Studie nicht untersuchter Faktoren ab. So wurden z.B. die Kosten für die Bereitstellung und Nutzung alternativer Kraftstoffe im Verkehr nicht betrachtet. Um die Voraussetzungen und Folgen der Hebung der in dieser Studie dargestellten Potenziale bewerten zu können, bedarf es deshalb weiterführender Analysen, vor allem hinsichtlich der Kosten für Produktion, Transport, Lade- bzw. Tankstelleninfrastruktur sowie der eventuell anfallenden Speicherkosten der unterschiedlichen Kraftstoffe. Hierbei sind auch mögliche Rückwirkungen auf die zukünftige Verkehrsleistungsnachfrage und zu den anderen Sektoren relevant. Besonders vor dem Hintergrund einer integrierten Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie sollten in weiteren Analysen die prognostizierten Kosten verschiedener Maßnahmen, auch mit Blick auf deren Einfluss auf Nachfrageveränderungen und auf mögliche Verkehrsverlagerung hin betrachtet werden. Erkenntnisse hieraus würden eine strategische Priorisierung von Handlungsoptionen hinsichtlich kurz-, mittel- und langfristiger Relevanz sowie der notwendigen Vorlaufzeit ermöglichen, um anwendungsreife Technologien und die zugehörige Infrastruktur verfügbar zu haben, wenn sie gebraucht werden.

Weiterer Forschungsbedarf liegt in der Wirkung der verschiedenen regulatorischen und fiskalpolitischen Instrumente auf ihren Einfluss auf die Flottendurchdringung von alternativen Antrieben. Ihre Wirkung könnte nach den Kriterien Effektivität, Effizienz sowie Akzeptanz bzw. Praktikabilität analysiert werden.

Literaturverzeichnis

- [ACEA 2013] Overview of purchase and tax incentives for electric vehicles in the EU.
- [Adolf, J., H. Fehrenbach, U. Fritsche, und D. Liebig. 2013] Welche Rolle können Biokraftstoffe im Verkehrssektor spielen? Wirtschaftsdienst 93 (2):124-131.
- [AEE 2010] Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (AEE): Erneuerbare Energien 2020 Potenzialatlas Deutschland, 2. Auflage, Februar 2010
- [AEE 2013] Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (AEE): Bundesländer mit neuer Energie, Jahresreport Föederal-Erneuerbar 2013, Landesinfo, Berlin, Juli 2013
- [AGEB 2013] AG Energiebilanzen e.V.: Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2012 nach Energieträgern, <http://www.ag-energiebilanzen.de/>, Stand: 2. August 2013, abgerufen November 2013
- [AGEB 2014] AG Energiebilanzen e.V.: Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2013 nach Energieträgern, http://www.agenergiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20140207_brd_stromerzeugung1990-2013.pdf, Stand: 7. Februar 2014, abgerufen 05.05.2014
- [Agostini 2012] Agostini, A., Joint Research Centre (JRC), Petten, The Netherlands, 12 January 2012
- [Airbus 2013] Airbus: A320neo – The A320 New Engine Option; 2013; <http://www.airbus.com/presscentre/hot-topics/a320neo/>
- [AMI] Marktwoche Ölsaaten und Biokraftstoffe, Marktwoche Ölsaaten und Biokraftstoffe (wöchentlicher Newsletter) : Agrarmarkt Informations-Gesellschaft mbH
- [AVERE 2013] Norwegian Parliament extends electric car initiatives until 2018 2012 [cited 18.11.2013. Available from <http://www.aver.org/www/newsMgr.php?action=view&frmNewsId=611§ion=&type=&SGLSESSID=tqiice0pmjdclt714q0s3s1o27>.
- [BAFA 2009] Richtlinie zur Förderung des Absatzes von Personenkraftwagen.
- [BAFA] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: Amtliche Mineralölstatistik
- [BDBe] Bundesverband der deutschen Bioethanolwirtschaft e.V. URL www.bdbe.de.
- [BDEW 2013] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW); Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien; <http://www.bdew.de/internet.nsf/id/97KC8N-stromerzeugung-aus-erneuerbaren-energien-de?open&ccm=500010045>; abgerufen 10.08.2013
- [Berkel, M. 2013] Abschied von seltenen Erden. Technology Review:10-11.
- [Biedermann, P., K. U. Birnbaum, T. Grube, B. Höhle, J. Linßen, A. Lokurlu, R. Menzer, M. Walbeck, J.-F. Hake, and D. Stolten. 2002] Brennstoffzellensysteme für mobile Anwendungen. In Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung, edited by F. J. GmbH.
- [BImSchG. 2013] Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverun-

reinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz - BImSchG).

- [BImSchV. 2010] Zehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über die Beschaffenheit und die Auszeichnung der Qualitäten von Kraft- und Brennstoffen-10. BImSchV).
- [Biokraft-NachV 2009] Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung - Biokraft-NachV), V. v. 30.09.2009 BGBl. I S. 3182 (Nr. 65); zuletzt geändert durch Artikel 2 V. v. 26.11.2012 BGBl. I S. 2363; Geltung ab 02.11.2009
- [BLE 2013] Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung: Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2012, 30.06.2013
- [BMF 2013] Statistische Angaben zur Erfüllung der Biokraftstoffquote, Bundesministerium der Finanzen (2013)
- [BMU 2002] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See im Rahmen der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung, Januar 2002;
http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/windenergie_strategie_br_020100.pdf
- [BMU 2010] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland, Kurzfassung, Ingenieurbüro Floecksmühle, IHS Stuttgart, Hydrotec, Fichtner Aachen September 2010
- [BMU 2011] Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht). In gemäß § 65 EEG.
- [BMU 2012] Informationen zur Kalkulation der EEG-Umlage für das Jahr 2012.
- [BMU 2012] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung, 1. Auflage, Stand: Juli 2012
- [BMU 2012a] (Leitstudie 2011) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Schlussbericht BMU - FKZ 03MAP146
- [BMU 2013] Erneuerbare Energien 2012. In Daten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012 auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat).
- [BMVBS 2010] BMVBS (Hrsg.): Globale und regionale Verteilung von Biomassepotenzialen. Status-quo und Möglichkeiten der Präzisierung. BMVBS-Online-Publikation 27/2010.
- [BMVBS 2013] Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS) – Energie auf neuen Wegen. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), Juni 2013
- [BMWV 2013] Energiedaten: Gesamtausgabe.

- [Böcker, J. 2011] Antriebe für umweltfreundliche Fahrzeuge. In Skript zur Vorlesung, edited by F. L. u. E. Antriebstechnik: Universität Paderborn.
- [Braess, H.-H., and U. Seiffert. 2011] Handbuch Kraftfahrzeugtechnik. Vol. 6. Auflage: Vieweg+Teubner.
- [Bredow 2013] Bredow, W.: Lexikon der Flugzeuge und Hubschrauber; Zugriff Dezember 2013; http://www.bredow-web.de/Berlin_Tegel/Airbus_A320-200/Airbus_a320-200.html
- [Breyer et al 2011] Breyer, Ch, (Reiner Lemoine Institut); Rieke, S. (Solar Fuel); Sterner, M. (IWES); Schmid, J. (IWES): Hybrid PV-Wind-Renewable Methane Power Plants - A Potential Cornerstone of Global Energy Supply; preprint to be published of the 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg, 5.-9. September 2011
- [Bund 2002] Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See im Rahmen der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung; Stand: Januar 2002; http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/windenergie_strategie_br_020100.pdf
- [Bundesrat 2013] Gesetz zur Umsetzung der Amtshilferichtlinie sowie zur Änderung steuerlicher Vorschriften (Amtshilferichtlinie-Umsetzungsgesetz-AmtshilfeRLUmG).
- [Bundesregierung 2009] Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung, August 2009
- [Bundesregierung 2010] Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung: BMWI, BMU.
- [Bundestag, D. 2011] Der neue Kraftstoff E10. In Wissenschaftliche Dienste.
- [Bußmann u. a. 2012] Werner Bußman u. a.: Geothermie - Energie aus dem Innern der Erde, BINE-Fachbuch, Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart 2012
- [BVWP 2007] ITP/BVU: Prognose der bundesweiten Verkehrsverflechtungen 2025; im Auftrag des BMVBS; FE-Nr. 96.0857/2005; München/Freiburg 2007
- [BWE 2013] Bundesverband WindEnergie (BWE); Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land, Mai 2011 (Februar 2013), Kassel
- [CEP 2013] Centrum für Europäische Politik: Ordentliches Gesetzgebungsverfahren, <http://www.cep.eu/index.php?id=68&title=Ordentliches%20Gesetzgebungsverfahren>
- [CML 2001] Guinée, J.B.; Huppés, G.; Heijungs, R.: Developing an LCA guide for decision support. Environmental Management and Health, 12 (3), pp. 301-311., 2001
- [COM 2013] 18 final, 2013/0012 (COD), Brüssel, den 24.1.2013.
- [Continental. 2012] Neue Generation der Leistungselektronik von Continental macht elektrisches Fahren noch effizienter. Pressemitteilung.
- [Council of the European Union. 2013] Political agreement from Permanent Representatives' Committee to Council (2013)
- [Cryostar 2009] Cryostar: LNG/LCNG Vehicle Refuelling Stations; 2009; Internetseite letzter Zugriff 5.11.2013: <http://www.cryostar.com/web/lcng-lng-filling-stations.php>

- [Dautrebande 2001] Dautrebande, O., TotalFinaElf; personal communication November 2001
- [DBFZ 2009] Müller-Langer, F.; Rönsch, St.; Weithäuser, M.; Oehmichen, K.; Seiffert, M.; Majer, St.; Scholwin, F.; Thrän, D.; Deutsches BiomasseForschungsZentrum (DBFZ) gemeinnützige GmbH: Erdgassubstitute aus Biomasse für die mobile Anwendung im zukünftigen Energiesystem; Endbericht zum Forschungsvorhaben FZK 22031005, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., April 2009
- [DBFZ u. a. 2013] Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Fraunhofer IWES, INL, bosch & partner: Stromerzeugung aus Biomasse, Juli 2013
- [DBFZ 2013] Datenbank internationale Biokraftstoffproduktionsanlagen, Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (2013)
- [DBFZ] Eigene Berechnungen 2013
- [DENA 2011] Erdgas und Biomethan im künftigen Kraftstoffmix. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) unter Mitarbeit von DBFZ. 2011.
- [DENA 2013] Rostek, S., Blume, A., Reinholz, T.: Branchenbarometer Biomethan. Daten, Fakten und Trends zur Biogaseinspeisung, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). 1/2013, Stand: 07/2013
- [DENA et al. 2012] Strategieplattform Power to Gas: Integration erneuerbaren Stroms in das Erdgasnetz; Berlin, Mai 2012, http://www.powertogas.info/fileadmin/user_upload/downloads/Broschuere/Fachbrosc huere Power to Gas.pdf
- [DESTATIS] Wirtschaftsbereiche - Energie - Erzeugung - Statistisches Bundesamt. <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabelle/Biotreibstoffe.html>.
- [DESTATIS 2012] Landwirtschaftlich genutzte Fläche rückläufig, Erntemengen legen z, Pressemitteilung Nr. 360 vom 15.10.2012
- [DLR 2000] DLR, STB, J. Nitsch, F. Trieb: Potenziale und Perspektiven regenerativer Energieträger, Stuttgart, März 2000
- [Drucksache 17/9621] Deutscher Bundestag: Unterrichtung durch die Bundesregierung, Drucksache 17/9621, 10.05.2012, <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/096/1709621.pdf>
- [DVFG 2012] Heinze, T. (Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes) und Ortmay, R. (www.autogasblog.info): Well-to-Wheel- (WTW-) Analysen von Gasfahrzeugen. Im Auftrag des Deutschen Verbandes Flüssiggas e.V. (DVFG), Saarbrücken, 2012.
- [DVGW 2004] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW): Arbeitsblatt 262 „Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung“, 2004
- [DVGW 2008] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW): Arbeitsblatt G262 „Gasbeschaffenheit, 2008
- [DVGW 2013] <http://www.energie-wasser-praxis.de/neuigkeiten/detail/artikel/aktionsplan-zum-aufbau-eines-wasserstoff-tankstellennetzes-in-deutschland-77/-> gesicherter Link vom 15.11.2013

- [EA-AW 2012] Droste-Frank, B.; Paal, B.P.; et al.: Balancing Renewable Electricity – Energy Storage, Demand Side Management, and Network Extension from an Interdisciplinary Perspective; Ethics of Science and Technology Assessment, Vol. 40, Springer, 2012
- [Ecoinvent 2007] Faist-Emmenegger, M., ESU-services Ltd., Uster; Heck, Th., Paul Scherrer Institut, Villigen; Jungbluth, N., ESI-services Ltd., Uster: Ecoinvent Data v2.0 (2007); econinvent report No. 6; Villigen, Dezember 2007
- [EEG. 2000] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG).
- [Eichseder, H., and M. Klell. 2008] Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik. Vol. 1. Auflage. Wiesbaden: Vieweg+Teubner.
- [EMEP/EEA 2012] Ntziachristos, L.; Samaras, Z.; EMEP/EEA emission inventory guidebook 2009, 1.A.3.b.i, 1.A.3.b.ii, 1.A.3.b.iii, 1.A.3.b.iv Passenger cars, light-duty trucks, heavy-duty vehicles including buses and motorcycles, updated May 2012
- [Energiekonzept 2010] Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011; Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi); Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU); September 2010
- [EnergieStG. 2012] Energiesteuergesetz (EnergieStG).
- [Enzensberger, N., and M. Wietschel. 2003] Klassifizierung umweltpolitischer Instrumente und Bewertungskriterien. In Regenerative Energieträger: Der Beitrag und die Förderung regenerativer Energieträger im Rahmen einer Nachhaltigen Energieversorgung, edited by W. F. M. Wietschel, O. Rentz: Ecomed Verlagsgesellschaft.
- [EStG. 2013] Einkommensteuergesetz (EStG).
- [ESU 1996] Frischknecht, R. et al. (ETH Zürich – Gruppe Energie, Stoffe, Umwelt – ESU): Ökoinventare von Energiesystemen, 3. Auflage, Teil 1, Teil IV Erdöl; Projekt gefördert durch das Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW) und den Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft (PSEL), Zürich, Swiss, July 1996
- [ETSU 1996] Gover, M. P.; Collings, S. A.; Hitchcock, G. S.; Moon, D. P.; Wilkins, G. T.: Alternative Road Transport Fuels - A Preliminary Life-cycle Study for the UK, Volume 2; A study co-funded by the Department of Trade and Industry and the Department of Transport; ETSU, Harwell March 1996
- [EU 2014] ANNEXES: Methodology for the calculation and reporting of the life cycle greenhouse gas intensity of fuels and energy by fuel suppliers to the Proposal for a Council Directive on laying down calculation methods and reporting requirements pursuant to Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council relating to the quality of petrol and diesel fuels; 6.10.2014
- [EU 2009b] Richtlinie 2009/28/EG.
- [EU 2009c] Richtlinie 2009/30/EG. L 140/88.
- [EU 2009d] Zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen im Rahmen des Gesamtkonzepts der Gemeinschaft zur Verringerung der CO₂-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen. In 443/2009.
- [EU 2013] Europäische Kommission: Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parla-

ments und der Rates über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe. COM(2013) 18 final, 2013/0012 (COD), Brüssel, den 24.1.2013.

[EuPD 2008] EuPD Research: Factsheets zu Photovoltaik in den Bundesländern, Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.), Bonn, 2008
http://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/kategorie/solar/bundesland/B/auswahl/528-technisches_potenzia/#goto_528, abgerufen 10.10.2013

[Europäische Kommission 2012] Vorschlag für eine Richtlinie Des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (2012)

[European Parliament. 2013] European Parliament legislative resolution of 11 September 2013 on the proposal for a directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 98/70/EC relating to the quality of petrol and diesel fuels and amending Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources (2013)

[ExxonMobil 2008] ExxonMobil; 2008;
http://www.exxonmobil.com/AviationGlobal/Files/WorldJetFuelSpec2008_1.pdf

[F.O.LICHT] World Ethanol & Biofuels Report Bd. 2008–2013

[FEA 1999] Federal Environment Agency - Austria: State of the art in the refining industry with regard to the IPCC-directive - Summary; IB 610 (1999)

[Fischer & Szomszed 2013] Fischer, Erik; Szomszed, Gabor: Biomethanbereitstellung - Anregungen und Praxisbeispiele, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2013)

[Fischer, R. 2004] Elektrische Maschinen. Vol. 12. Auflage. München, Wien: Carl Hanser Verlag.

[FNR 2012] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR): Anbau nachwachsender Rohstoffe 2012 auf 2,5 Millionen Hektar.
<http://www.nachwachsenderohstoffe.de/presseservice/pressemitteilungen/aktuelle-mitteilungen/aktuelle-nachricht/archive/2012/august/article/anbau-nachwachsender-rohstoffe-2012-auf-25-millionen-hektar/>

[FNR 2013] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR): Anbau nachwachsender Rohstoffe 2013 auf 2,4 Millionen Hektar, Pressemitteilung vom 16.09.2013,
[http://www.fnr.de/presse/pressemitteilungen/aktuelle-mitteilungen/aktuelle-nachricht/archive/2013/september/article/anbau-nachwachsender-rohstoffe-2013-auf-2,4-millionen-hektar/?tx_ttnews\[day\]=16&cHash=8f9952bc2b045ef1c04b2b2740745d15](http://www.fnr.de/presse/pressemitteilungen/aktuelle-mitteilungen/aktuelle-nachricht/archive/2013/september/article/anbau-nachwachsender-rohstoffe-2013-auf-2,4-millionen-hektar/?tx_ttnews[day]=16&cHash=8f9952bc2b045ef1c04b2b2740745d15)

[Fraunhofer ISI 2012] Technologie-Roadmap Energiespeicher für die Elektromobilität.

[Fraunhofer IWES 2013] Stromerzeugung aus Biomethan. In: Stromerzeugung aus Biomasse : Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, 2013, S. 153

[Friedrich, H. E. 2013] Leichtbau in Der Fahrzeugtechnik: Vieweg+Teubner Verlag.

[GEMIS 2005] Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), version 4.3.0.0; 2005; <http://www.oeko-institut.org/service/gemis/index.htm>

- [GEMIS 2011] Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), version 4.7, 2011;
<http://www.oeko-institut.org/service/gemis/index.htm>
- [Gerl, B. 2002] Innovative Automobilantriebe. Landsberg/Lech: verlag moderne industrie.
- [GermanHy-TREMOMOD 2013] Überleitung der Ergebnisse aus GermanHy in das Emissionsberechnungsmodell TREMOD, erstellt von BAST, IFEU, ISI Fraunhofer, LBST und Wuppertal Instiut, gefördert durch: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), Nationale Organisation Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (NOW), 2013
- [Glasstetter 2013] Peter Glasstetter und René Mono: Solarstrahlung im räumlichen Vergleich, Eine Untersuchung der 100 Prozent erneuerbar stiftung, 2013
<http://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2013/04/Report-Solarstrahlung-im-raeumlichen-Vergleich.pdf>, abgerufen Oktober 2013
- [Green Gas Grids 2012] Strauch, S.; Krassowski, J.: Overview of biomethane markets and regulations in partner countries. Fraunhofer UMSICHT; Green Gas Grids EU IE-E/10/235/S12.591589, März 2012
- [Greenpeace 2000/2002/2009] Deutsches Windenergie Institut (DEWI): Zukunft Windkraft: Die Energie aus dem Meer Technische Möglichkeiten und ökologische Rahmenbedingungen, Studie/Kurzfassung ;
http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/energie/Greenpeace_Report_Energierevolution_auf_dem_Meer.pdf
http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/energie/Studie_Zukunft_Windkraft_2000.pdf
- [Gröngröft u.a. 2014] Gröngröft, Arne; Hauschild, Stephanie ; Grasemann, Elias ; Meisel, Kathleen ; Meyer, Kirsten Technical, ecological and economic assessment of bioerosene production, Kraftstoffe der Zukunft, 21.01.2014
- [GTAI. 2012] Frankreich verschärft Bonus-Malus-System beim Autokauf.
- [Haas & Remmele 2013] Haas, Rita; Remmele, Edgar: Dezentrale Ölsaatenverarbeitung 2012/2013 - eine bundesweite Befragung, Berichte aus dem TFZ (Nr. 34). Straubing : Technologie- und Förderzentrum, 2013
- [Hoffman, G. A. 1969] Future Electric Automobiles. Technological Forecasting:173 - 183.
- [Hofmann, P. 2010] Hybridfahrzeuge. Wien: Springer.
- [Höpfner, U., J. Hanusch, and U. Lambrecht. 2009] Abwrackprämie und Umwelt – eine erste Bilanz, edited by i. I. Heidelberg.
- [IEA. 2013] Hybrid and Electric Vehicles. In Implementing Agreement for co-operation on Hybrid and Electric Vehicle Technologies and Programmes.
- [IFEU 2004] Studie im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“, Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal März 2004 (Langfassung)
- [IFEU 2006] Reinhardt, G., et al., ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Heidelberg: An Assessment of Energy and Greenhouse Gases of NExBTL; By order of the Neste Oil Corporation, Porvoo, Finland; June 2006
- [IFEU 2011] Helms, H.; Jöhrens, J.: UmUMBRela – Umweltbilanzen Elektromobilität. Wis-

senschaftlicher Grundlagenbericht. gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU); ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Heidelberg, 2011

[IFEU 2013] Ökologische Begleitforschung zum Flottenversuch Elektromobilität - Endbericht. Heidelberg: Hinrich Helms, Udo Lambrecht, Julius Jöhrens, Martin Pehnt, Axel Liebich, Uta Weiß, Claudia Kämper.

[IFEU 2014] Knörr, W., ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH: Aktualisierung "Daten- und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2030" (TREMODO) für die Emissionsberichterstattung 2015 (Berichtsperiode 1990-2013), im Auftrag des Umweltbundesamtes, Heidelberg, 2014

[IHK. 2013] Energie- und Stromsteuer, Ermäßigungen für das produzierende Gewerbe. Merkblatt.

[Inbicon 2009] Co-production of Bio-fuels (FP5) / KACELLE (FP7): Inbicon Core Technology (2009), http://ec.europa.eu/research/bioeconomy/press/pdf/kacelle_factsheet.pdf

[INFRAS 2010] Handbuch Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs, Version 3.1, www.hbefa.net, Bern, Februar 2010; Dokumentation in Vorbereitung

[IPCC 2006] Paustian, K., et al: 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories; IPCC National Greenhouse Inventories Programme; published by the Institute for Global Environmental Strategies (IGES), Hayama, Japan on behalf of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2006; http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/4_Volume4; <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol5.html>

[IPCC 2007] Solomon, S., IPCC et al.: Climate Change 2007 - The Scientific Basis; 2007

[IPCC. 2013a] Fünfter Sachstandsbericht des IPCC, edited by T. W. Grundlagen).

[IPCC. 2013b] Über IPCC.

[ISE 2012] Hans-Martin Henning, Andreas Palzer (Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme – ISE): 100% Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland; Freiburg i. Brsg., 12. November 2012

[ISE 2013] Henning, H.-M.; Palzer, A.: Energiesystem Deutschland – 2050 – Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energie-bedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien. FhG-ISE, Studie im Rahmen eines BMWi-Projektes, Freiburg, November 2013

[ISI 2013] M. Wietschel; P. Plötz; A. Kühn; T. Gnann; Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI; Karlsruhe, September 2013

[ISI, F. 2012] Technologie-Roadmap Energiespeicher für die Elektromobilität.

[IVT 2004] Hautzinger, H. et al., IVT: Fahrleistungserhebung 2002, Teil Begleitung und Auswertung, Band 1: Inländerfahrleistung 2002; Untersuchung im Auftrag der Bundesanstalt für Straßenwesen; Heilbronn/Mannheim, März 2004

[IWES PV 2012] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): Vor-

studie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung, Ergänzte Fassung vom 29.05.2012, Kassel, November 2011

- [IWES 2014] Norman Gerhardt et al. (Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik – IWES): Geschäftsmodell Energiewende; Kassel, Januar 2014
- [JEC 2011] JEC – Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE collaboration: Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context; Version 3c; Report EUR 24952 EN – 2011; <http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-iec/>
- [JEC 2013] JEC – Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE collaboration: Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context; Version 4; <http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-iec/>
- [Jöhrens & Helms 2012] Comparing drive train concepts beyond GHG emissions – an efficiency approach. Paper im Rahmen der TAP (Transport and Air Pollution) Konferenz, Thessaloniki 2012
- [Jossen, A., and W. Weydanz. 2006] Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen. Vol. 1. Auflage. Leipzig und München: www.batteriebuch.de.
- [KACELLE 2014] KACELLE - Bringing cellulosic ethanol to industrial production at Kalundborg, Denmark, Kopenhagen 2014 (im Druck)
- [Kawasaki 1/2002] Launching of LPG carrier „Grace River“; Kawasaki Kisen Kaisha, LTD; October 31, 2002; <http://www.kline.co.uk/public/bulletin/bulletin194.htm>
- [Kawasaki 2/2002] Launching of LPG carrier „Grace River“; Kawasaki Kisen Kaisha, LTD; October 31, 2002; http://www.kline.co.jp/news/2002/021031_e.htm
- [Kawasaki 2000] LPG Carrier "Djanet" Delivered; JSMEA News, Winter 2000/No. 82; Kawasaki Heavy Industries, Ltd.; http://www.jsmea.or.jp/e-news/win2000/news_0021.html
- [KBA 2012] Fahrzeugzulassungen (FZ) - Neuzulassungen und Besitzumschreibungen von Kraftfahrzeugen nach Emissionen und Kraftstoffen - Jahr 2011. Webseite des Kraftfahrtbundesamtes; Abruf im April 2012; <http://www.kba.de>
- [KBA 2013] http://www.kba.de/nn_125398/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/neuzulassungen_node.html?nnn=true. Zugriff: 12.07.2013.
- [Ketterer, B., U. Karl, D. Möst, and S. Ulrich. 2009] Lithium-Ionen Batterien: Stand der Technik und Anwendungspotenzial in Hybrid-, Plug-In Hybrid- und Elektrofahrzeugen: Institut für Materialforschung I.
- [Kirchner, A., F., Matthes. 2009] Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050 - vom Ziel her denken, WWF : Öko-Institut, Prognos
- [Kley, F. 2011] Ladeinfrastrukturen für Elektrofahrzeuge, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).
- [KOM 2011] Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050. In KOM (2011) 112: Europäische Kommission.
- [Kommission, E. 2011] Klimawandel: Kommission legt Fahrplan für die Schaffung eines wettbewerbsfähigen CO₂-armen Europa bis 2050 vor. In Pressemitteilung, edited by IP/11/272.

- [KraftStG. 2012] Kraftfahrzeugsteuergesetz (KraftStG).
- [Latif, M. 2012] Globale Erwärmung. Stuttgart: UTB.
- [LBST 2010] Stiller, Chr.; Schmidt, P.; Weindorf, W.; Mátra, Z.; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST), Munich/Ottobrunn, Germany: CNG and LPG for Transport in Germany – Environmental Performance and Potentials for GHG emissions reductions until 2020; an expertise for Erdgas Mobil, OMV, and SVGW; 21 September 2010
- [Lehner 2012] Lehner, M., Institut für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes, Montanuniversität Leoben, et al.: Carbon Capture and Utilization (CCU) – Verfahrenswege und deren Bewertung; 12. Symposium Energieinnovation 15. - 17.02.2012, TU Graz
- [Majer u.a. 2013] Stecher, Kitty; Adler, Philipp; Thrän, Daniela; Müller-Langer, Franziska: Biomassepotenziale und Nutzungskonkurrenzen : Kurzstudie im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVBS in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima ; Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) AZ Z14/SeV/288.3/1179/UI40 [online].
- [Majer & Gröngröft 2010] Majer, Stefan; Gröngröft, Arne: Ökologische und ökonomische Bewertung der Produktion von Biomethanol für die Biodieselbereitstellung, Union zur Förderung von Öl-und Proteinpflanzen (2010)
- [Majer & Oehmichen 2010] UFOP (Hrsg.): Mögliche Ansätze zur Optimierung der THG-Bilanz von Biodiesel aus Raps, 2010
- [Masake 1997] Masake, S.; Osaka Gas; Kuwabara, S.; Tokyo Gas; Life Cycle Analysis of Natural Gas in Japan; Fax from Osaka Gas; 3/1997
- [Mehlin, M., C. Nobis, and A. G. U. L. W. K. B. Schade. 2002] Flottenverbrauch 2010. In Aktivierung des Reduktionspotentials und Beitrag zum Klimaschutz.
- [Messer 1998] Loerken, Kesten, Messer, personal communication 03 November 1998
- [MKS-LNG 2014] Wurster, R., Weindorf, W., Zittel, W., Schmidt, P. (LBST); Heidt, C., Lambrecht, U. (IFEU); Lischke, A., Müller, S. (DLR): LNG als Alternativkraftstoff für den Antrieb von Schiffen und schweren Nutzfahrzeugen; Kurzstudie für das Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) im Rahmen der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS); AZ Z14/SeV/288.3/1179/UI40; München/Ottobrunn, Heidelberg, Berlin, 6. März 2014
- [MKS-PtG 2014] Bünger, U., Landinger, H. Schmidt, P., Weindorf, W. (LBST); Lambrecht, U., Jöhrens, J. (ifeu); Naumann, K. (dbfz); Lischke, A. (DLR): Power-to-Gas (PtG) im Verkehr – Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven; Kurzstudie für das Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) im Rahmen der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS); AZ Z14/SeV/288.3/1179/UI40; München, Heidelberg, Leipzig, Berlin, 2014
- [Mock, P. 2010] Entwicklung eines Szenariomodells zur Simulation der zukünftigen Marktanteile und CO₂-Emissionen von Kraftfahrzeugen (VECTOR21), DLR, Institut für Verbrennungsmotoren und Kraftfahrwesen der Universität Stuttgart, Stuttgart.
- [Müller-Langer u.a. 2009] Müller-Langer, Franziska; Rönsch, Stefan; Weithäuser, Marco; Oehmichen, Katja; Seiffert, Michael; Majer, Stefan; Scholwin, Frank; Thrän, Daniela: Erdgassubstitute aus Biomasse für die mobile Anwendung im zukünftigen Energie-

- system, Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (2009)
- [Nanopot 2011] TU Wien: Potenziale effizienter Nutzfahrzeugantriebe für einen nachhaltigen Straßengüterverkehr bis 2050. Herausgeber: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie Österreich. Wien, Jänner 2011.
- [NAP 2009] Bundesrepublik Deutschland, Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen
- [Naumann 2014] Die Zukunft der Biokraftstoffe - Quotenumstellung in Deutschland versus Kehrtwende der EU, 8. Rostocker Bioenergieforum, 19.-20.06.2014, Universität Rostock (in Druck)
- Naumann u.a. 2014] Naumann, Karin; Oehmichen, Katja; Zeymer, Martin; Meisel, Kathleen: Monitoring Biokraftstoffsektor, DBFZ Report 11. 2. Aufl., ISSN 2190-7943, Deutsches Biomasseforschungszentrum, 2014
- [Nikander 2008] Nikander, Sami: Greenhouse gas and Energy intensity of product chain: case transport biofuel, Helsinki University of Technology (2008)
- [NOW 2006] Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP); <http://www.now-gmbh.de/de/ueber-die-now/foerderprogramme/nationalesinnovationsprogramm-nip.html>
- [NPE 2010] Bericht der AG-2 Batterietechnologie.
- [NRW-LEP 2013] Staatskanzlei des Landes Nordrhein-Westfalen (NRW): Landesentwicklungsplan Nordrhein-Westfalen, Entwurf, 25.06.2013
- [NVGA 2012] Natural and bio Gas Vehicle Association. Fahrzeugstatistiken für 2011. <http://www.ngvaeurope.eu/worldwide-ngv-statistics>
- [Oehmichen 2014] Oehmichen, Katja: Treibhausgasminderungspotenziale im Biokraftstoffsektor. In: Monitoring Biokraftstoffsektor, DBFZ Report 11. 2. Aufl., ISSN 2190-7943, Deutsches Biomasseforschungszentrum, 2014
- [OffWEA 2013] Status Offshore Windenergie; <http://www.offshore-windenergie.net/windparks/windparks-in-betrieb>; abgerufen 10.08.2013
- [Öko-Institut. 2011] Seltene Erden – Daten & Fakten.
- [OVID] Rohstoffe der Zukunft. URL <http://www.ovid-verband.de/unsere-branche/>. — Verband der Ölsaatenverarbeitenden Industrie in Deutschland
- [Pembina 2009] Grant, J.; Dyer, S.; Woynillowicz, D.; The Pembina Institute, Alberta, Canada: Clearing the Air on Oil Sands Myths; June 2009; <http://pubs.pembina.org/reports/clearing-the-air-report.pdf>
- [Perimenis u.a. 2010] Perimenis, Anastasios; Majer, Stefan; Zech, Konstantin; Holland, Marcus; Müller-Langer, Franziska: Technology Opportunities and Strategies towards Climate friendly trAnsport (TOSCA) (2010)
- [Peters, A., C. Doll, F. Kley, M. Möckel, P. Plötz, A. Sauer, W. Schade, A. Thielmann, M. W. I, and C. Zanker. 2012] Konzepte der Elektromobilität und deren Bedeutung für Wirtschaft, Gesellschaft und Umwelt, edited by T. B. f. T. b. d. Bundestag.

- [Pratt & Whitney 2013] Pratt & Whitney: Pure Power PW 1100G Engine; 2013;
http://www.purepowerengine.com/A320_aircraft_information.html
- [Progtrans 2007] Ickert, L., Matthes, U. Rommerskirchen, S. et al.: Abschätzung der langfristigen Entwicklung des Güterverkehrs in Deutschland bis 2050, im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, Basel, Mai 2007
- [Reif, K., K. E. Noreikat, and K. Borgeest. 2012] Kraftfahrzeug-Hybridantriebe. Grundlagen, Komponenten, Systeme, Anwendungen. Wiesbaden: Springer Vieweg.
- [Renewbility 2009] Öko-Institut e.V. (Büros Darmstadt und Berlin); DLR-Institut für Verkehrsforschung (Berlin): RENEWBILITY: "Stoffstromanalyse nachhaltige Mobilität im Kontext erneuerbarer Energien bis 2030"; FZK 0327546, Endbericht an das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Teil 1: Methodik und Datenbasis, Dezember 2009
- [Rönsch u.a. 2009] Rönsch, Stefan; Zeymer, Martin; Schmersahl, Ralf; Majer, Stefan; Seifert, Michael; Kaltschmitt, Martin: Bio-SNG – Demonstration of the production and utilization of synthetic natural gas (SNG) from solid biofuels - Deliverable D 9.5 Overall conclusions and recommendations, Deutsches Biomasseforschungszentrum 2009
- [Sauer, A., and D. A. Thielmann. 2013] Energiespeicher-Monitoring für die Elektromobilität (EMOTOR): Fraunhofer ISI.
- [Schachtschneider, U. 2013] Verteilungswirkungen ökonomischer Instrumente zur Steuerung der Energiewende.
- [Schwarzer, C. M. 18.11.2013] Deutschland bestraft das Elektroauto 2013 [cited 18.11.2013]. Available from <http://www.zeit.de/mobilitaet/2013-10/elektroauto-subventionen-vergleich>.
- [SH-Staatskanzlei 2014] Staatskanzlei Schleswig-Holstein, Landesplanung: Windenergienutzung in Schleswig-Holstein – Bestehende und neue Eignungsgebiete in den Kreisen; Stand 2012; Veröffentlicht März 2014; letzter Zugriff: 31.03.2014:
http://www.schleswig-holstein.de/STK/DE/Startseite/PDF/Windenergieflaechen_blob=publicationFile.jpg
- [STAN 2005] Stan, C; Alternative Antriebe für Automobile – Hybridsysteme, Brennstoffzellen, Alternative Energieträger; Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2005
- [Stan, C. 2008] Alternative Antriebe für Automobile. Vol. 2., erweiterte Auflage. Berlin Heidelberg: Springer.
- [Sternier 2009] Sternier, M.: Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems – Limiting global warming by transforming energy systems, kassel university press, ISBN: 978-3-89958-798-2, 2009 (Erneuerbare Energien und Energieeffizienz – Renewable Energies and Energy Efficiency 14), Kassel, Univ., Diss. 2009; <http://www.upress.uni-kassel.de/publi/abstract.php?978-3-89958-798-2>
- [Stockel 2013] Stockel, W.: Repowering von Biogasanlagen – Praxiserfahrungen, Leipziger Biogas Fachgespräche, Leipzig 06.11.2013
- [StromStG. 2012] Stromsteuergesetz (StromStG).
- [TAB 2003] Büro für Technikfolgenabschätzung des deutschen Bundestages (TAB): Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland, Berlin, Februar 2003

- [TEHG. 2011] Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz - TEHG).
- [Thöne, M., L. Diekmann, E. Gerhards, S. Klinski, B. Meyer, and S. Schmidt. 2011] Steuerliche Behandlung von Firmenwagen in Deutschland, edited by F. I. f. P. Economics.
- [Thrän u.a. 2011] Thrän, Daniela; Majer, Stefan; Gawor, Marek; Bunzel, Katja; Daniel-Gromke, Jaqueline: Potenzielle Umweltwirkungen der Biogas/Biomethanproduktion. In: Optimierung der marktnahen Förderung von Biogas/Biomethan unter Berücksichtigung der Umwelt- und Klimabilanz Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit, Biogasrat e. V., 2011
- [TNO, A., CE Delft, Ökopol, TML, Ricardo, IHS Global Insight 2011] Support for the revision of Regulation (EC) No 443/2009 on CO₂ emissions from cars. In Final report.
- [TREMODO-GermanHy 2013] Knörr, W., Schacht, A. (IFEU), Schmidt, P., Weindorf, W. (LBST), Michaelis, J., Wietschel, M. (Fraunhofer ISI), Merten, F., Viebahn, P. (Wuppertal Institut), Holdik, H. (BAST): Überleitung der Ergebnisse aus GermanHy in das Emissionsberechnungsmodell TREMOD; gefördert durch das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP), beauftragt vom Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS); Veröffentlichung in Vorbereitung
- [UBA 2006] Entwicklung einer Gesamtstrategie zur Einführung alternativer Kraftstoffe, insbesondere regenerativ erzeugtem Wasserstoff als Kraftstoff für den mobilen Bereich. Arbeitsgemeinschaft Wuppertal Institut, DLR Stuttgart und IFEU Heidelberg. Forschungsvorhaben im Rahmen des UFOPLAN des Umweltbundesamtes (FKZ 203 45 118).
- [UBA 2013] Umweltbundesamt (UBA): Insa Lütkehus, Hanno Salecker, Kirsten Adlunger, Thomas Klaus, Carla Vollmer, Carsten Alsleben, Raphael Spiekermann, Andrea Bauerdorff, Jens Günther, Gudrun Schütze, Dr. Stefan Bofinger: Potenzial der Windenergie an Land. Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land; Dessau-Roßlau, Juni 2013
- [UBA 2013a] Umweltbundesamt, Petra Icha: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxidmissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012, Dessau-Roßlau, Mai 2013
- [VP 2014] ITP/BVU: Verflechtungsprognose 2030 Los 3: Erstellung der Prognose der deutschlandweiten Verkehrsverflechtungen unter Berücksichtigung des Luftverkehrs; im Auftrag des BMVI; FE-Nr. 96.0981/2011; 11. Juni 2014
- [VTT 2012] Nylund, N. O.; Koponen, K.; VTT. Fuel and Technology Alternatives for Buses - Overall Energy Efficiency and Emission Performance. Kuopio, 2012
- [Wagner 2008] Wagner, E. Stromgewinnung aus regenerativer Wasserkraft – Potenzialanalyse. In: ew, Jg. 107 (2008), Heft 1-2, S. 78-81
- [Waidhas 2011] Waidhas, M.; Farchmin, F. (Siemens AG), PEM-Elektrolyse-System als dynamische Komponente für Regelenergie, Erlangen, 05.05.2011
- [Wallentowitz, H., A. Freialdenhoven, and I. Olschewski. 2010] Strategien zur Elektrifizierung des Antriebstranges. Vol. 1. Auflage: Vieweg+Teubner.

- [Wansert, J. 2012] Analyse von Strategien der Automobilindustrie zur Reduktion von CO₂-Flottenemissionen und zur Markteinführung alternativer Antriebe, TU Braunschweig, Berlin.
- [Wenzl, H. 2007] Korrosion - Degradation, edited by I. f. Energietechnik: TU Clausthal.
- [Windreport 2011] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): Windenergie Report Deutschland 2011, Kassel, April 2012
- [WLPGA 2011] World LP Gas Association (2011), Statistical Review of Global LP Gas 2010.
- [Wuppertal 2/2008] Lechtenböhrer, St.; Dienst, C.; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Forschungsgruppe I Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen: Energie- und klimapolitische Bewertung der Erdgasprozesskette unter Berücksichtigung dynamischer Veränderungen: Darstellung der Endergebnisse; Präsentation; 6 November 2008
- [Wuppertal 2004] Dienst, C.; Fishedick, M.; Hanke, Th.; Langrook, Th.; Lechtenböhrer, St. (Wuppertal Institut); Assonov, S.; Brenninckmeijer, C. (Max-Planck-Institut): Treibhausgasemissionen des russischen Exportpipeline-System – Ergebnisse und Hochrechnungen empirischer Untersuchungen in Russland; Mainz, Germany, 2004
- [Zeller u.a. 2012] Zeller, Vanessa ; Thrän, Daniela ; Zeymer, Martin ; Bürzle, Bernhard ; Adler, Philipp ; Ponitka, Jens ; Postel, Jan ; Müller-Langer, Franziska ; Rönsch, Stefan ; u. a.: Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung (Nr. DBFZ Report Nr. 13, ISSN: 2190-7943). Leipzig, DBFZ : Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, 2012 https://www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_13.pdf
- [Zerta/Zittel et al 2011] M. Zerta, W. Zittel, J. Schindler, H. Yanagihara: „Aufbruch – unser Energiesystem im Wandel“, Finanzbuchverlag, München 2011
- [Zeymer 2014] Zeymer, Martin: Kosten und Wirtschaftlichkeit von Biokraftstoffen. In: Monitoring Biokraftstoffsektor, DBFZ Report 11. 2. Aufl., ISSN 2190-7943, Deutsches Biomasseforschungszentrum, 2014