FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR WINDENERGIE UND ENERGIESYSTEMTECHNIK
FRAUNHOFER INSTITUT FÜR BAUPHYSIK
IFEU - INSTITUT FÜR ENERGIE- UND UMWELTFORSCHUNG HEIDELBERG
STIFTUNG UMWELTENERGIERECHT

INTERAKTION EE-STROM, WÄRME UND VERKEHR

Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung

Ableitung von optimalen strukturellen Entwicklungspfaden für den Verkehrs- und Wärmesektor

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

INTERAKTION
EE-STROM, WÄRME UND VERKEHR

Endbericht

Norman Gerhardt (Projektleiter, Fraunhofer IWES)

Fabian Sandau, Angela Scholz, Dr. Henning Hahn (Fraunhofer IWES)
Patrick Schumacher, Christina Sager (Fraunhofer IBP)
Fabian Bergk, Claudia Kämper, Wolfram Knörr, Jan Kräck, Udo Lambrecht (IFEU)
Oliver Antoni, Johannes Hilpert, Katharina Merkel, Thorsten Müller (Stiftung Umweltenergierecht)

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES)
Institutsteil Kassel (Koordinator)

Zuwendungsgeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Förderkennzeichen: 0325444A, 0325444B, 0325444C
Querschnittsforschung erneuerbare Energien

Projektpartner: Fraunhofer-Institut für Bauphysik (Fraunhofer IBP)
Standort Kassel

IFEU – Institut für Energie- und Umweltforschung
Heidelberg

Stiftung Umweltenergierecht
Würzburg

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 0325444A-C gefördert.
Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

September 2015

Inhalt

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis 4

Abkürzungsverzeichnis 9

Kurzfassung 12

1 Einleitung 25

2 Ziel und Methodik 27
2.1 Klimapolitische Ziele 27
2.2 Kostenoptimales Energieversorgungssystem 27
2.2.1 Definition Zielszenarien 27
2.2.2 Modell: Sektorübergreifende Zubauoptimierung 28
2.3 Gebäudesimulation und Entwicklung des Wärmesektors 29
2.4 Verkehrsszenarien 32
2.5 Zusammenwirken der Modelle und Abbildung des Gesamtsystems 33

3 Rahmenbedingungen der Energiesektoren 35
3.1 Klimapolitische Rahmenbedingungen und Sozioökonomischer Rahmen 35
3.2 Rahmenbedingungen des Stromsektor 37
3.2.1 Technologieentwicklung 37
3.2.2 Stromverbrauchsentwicklung 39
3.2.3 EE-Potenziale 40
3.3 Rahmenbedingungen des Wärmesektors 41
3.3.1 Gebäudetypologie Deutschland 41
3.3.2 Technologieentwicklung Wärmeerzeuger, thermische Speicher und netzgebundene Lösungen 43
3.3.3 Wärmebedarfsentwicklung Haushalt und Gewerbe - 2050 45
3.3.4 Entwicklung des Wärmebedarfs für Trinkwarmwasser 50
3.3.5 Entwicklung des Raumwärmebedarfs 50
3.3.6 Kostenbetrachtung der energetischen Sanierung 51
3.3.7 Wärmebedarfsentwicklung Industrie - 2050 53
3.4 Rahmenbedingungen des Verkehrssektor 53
3.4.1 Verkehrsleistungsgerüst bis 2050 54
3.4.2 Kosten und Energieverbrauch auf Fahrzeugebene 58
3.4.3 Ableitung der Verkehrsszenarien 63
3.4.4 Endenergieverbrauch und Kosten der Verkehrsszenarien 70
3.5 Rahmenbedingungen der Biomassenutzung 72
3.5.1 Problemstellung und Zielsetzung 72
3.5.2 Nationale Biomassenutzungsszenarien 73
3.5.3 Annahmen für das europäische Biomassepotenzial 77

4 Sektorübergreifendes Zielszenario 2050 78
4.1 Verkehrs- und Biomasseszenario 78
4.2 Optimiertes Energiesystem 82
4.3 Bilanzierung Emission Flugverkehr 87
4.4 Wärmedämmniveau 88
4.5 Bewertung der Materialvorleistungen im Zielszenario 91
4.5.1 Bewertung der Materialvorleistungen im Zielszenario nach Treibhausgasemissionen 91
4.5.2 Bewertung des Rohstoffeinsatzes – Fokus „kritische Rohstoffe“ 95
4.6 Status Quo - Energiepolitische und Rechtliche Rahmenbedingungen für Strom im Wärmemarkt 106

4.6.1 Rechtsrahmen für die Kostensituation bei Nutzung von Strom im Wärmesektor: Elektrische Wärmepumpe und Power-to-Heat ... 106
4.6.2 Förderkulisse und sonstige Einnahmequellen für die Schlüsseltechnologien ... 110
4.6.3 Ordnungsrechtliche Vorgaben für die Schlüsseltechnologien und sonstige rechtliche Rahmenbedingungen ... 114
4.7 Auswirkungen steigender Strombezugskosten im Wärmemarkt ... 116
4.7.1 Betrachtete Gebäude und Anlagentechnik ... 116
4.7.2 Betrachteter Preis und Preissteigerungen ... 119
4.7.3 Einfluss: Eigenverbrauch des selbsterzeugten PV-Strom und Lastmanagement ... 120
4.7.4 Ergebnisse im Neubau: EnEV 2009 ... 122
4.7.5 Ergebnisse im Bestandgebäude: Einfamilienhaus Baujahr vor 1978 ... 123
4.7.6 Ergebnisse im Bestand: Mehrfamilienhaus: Baujahr 1979 bis 1994 ... 124
4.8 Status Quo - Energiepolitische und Rechtliche Rahmenbedingungen für Strom im Verkehrssektor ... 125
4.8.1 Rechtsrahmen für die Kostensituation bei Nutzung von Strom im Verkehrssektor: Elektro-PKW, OH-Lkw und PtG ... 125
4.8.2 Förderkulisse für die Schlüsseltechnologie E-Kfz ... 130
4.8.3 Sonstige rechtliche Rahmenbedingungen und ordnungsrechtliche Vorgaben für die Schlüsseltechnologie E-Kfz und PtG ... 131
4.9 Marktsituation der Elektromobile heute ... 132
4.9.1 Bestand der Elektrofahrzeuge im Straßenverkehr ... 132
4.9.2 Aktuelle Marktsituation der Elektrofahrzeuge ... 133
4.9.3 Ladeinfrastruktur ... 136

5 Zielszenario Entwicklung Heute bis 2050 ... 137
5.1 Entwicklungspfad – Strommarktsimulation und Energiebilanzen ... 137
5.2 Auswirkungen auf das Steueraufkommen im Energiebereich ... 139
5.3 Anforderungen an den Regulierungsrahmen ... 140

6 Roadmap Wärme ... 142
6.1 Wohngebäude - Haushalte ... 142
6.2 Nichtwohngebäude – Gewerbe, Handel, Dienstleistung ... 144
6.3 Nichtwohngebäude - Industrie ... 146
6.4 Handlungsempfehlungen ... 147
6.4.1 Sektorkopplung - Verlagerung Stromsteuer auf Energiesteuer, Bepreisung von CO_2 ... 147
6.4.2 Sektorkopplung - Dynamische EEG-Umlage und unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen ... 148
6.4.3 Ausbau MAP für eine effiziente Anlagentechnik ... 150
6.4.4 Neubau und die energetische Sanierung des Gebäudebestandes ... 150
6.4.5 Ausbau der Fern- und Nahwärme ... 151

7 Roadmap Verkehr ... 152
7.1 Motorisierter Individualverkehr ... 152
7.2 Straßengüterverkehr ... 154
7.3 Handlungsempfehlungen ... 155
7.3.1 Finanzierung der Oberleitungs-Infrastruktur aus der/einer Lkw-Maut ... 155
7.3.2 Einführung einer fahrleistungsabhängigen Pkw-Maut; Finanzierung von Zuschüssen für E-Pkw und E-Ladeinfrastruktur ... 156
7.3.3 Förderung Ladeinfrastruktur – Mindestquote an E-Kfz-Ladestellen im Rahmen der Stellplatzpflicht ... 157
7.3.4 Förderung Effizienz/ Elektroautos – Bonus-Malus-System ... 157

8 Rechtliche Bewertung der Handlungsempfehlungen ... 159
8.1 Sektorübergreifende Handlungsempfehlungen ... 159
8.1.1 Einführung einer dynamischen EEG-Umlage ... 159

8.1.2 Abschaffung oder Reduzierung der Stromsteuer 163
8.1.3 Einführung einer CO_2-Abgabe 164
8.2 Wärmesektorspezifische Handlungsempfehlungen 167
8.2.1 Verkürzung der Übergangsfrist zur Stilllegung alter Heizkessel 167
8.2.2 Verbot von fossilen, dezentralen Heizkesseln im Neubau 168
8.3 Verkehrssektorspezifische Handlungsempfehlungen 169
8.3.1 Finanzierung der Oberleitungs-Infrastruktur aus der/einer Lkw-Maut 169
8.3.2 Einführung einer fahrleistungsabhängigen Pkw-Maut; Finanzierung von Zuschüssen für E-Pkw und E-Ladeinfrastruktur 171
8.3.3 Einführung einer Pflicht zur Einrichtung von Stellplätzen mit Anschluss an eine E-Ladesäule 172
8.3.4 „Bonus-Malus-System" (Zuschüsse für CO_2-arme Fahrzeuge – Verschmutzungsabgabe für Fahrzeuge mit hohem CO_2-Ausstoß) 174

9 Literaturverzeichnis 176

1 0 Anhang 189

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 0-1: Interaktion und Sektorkopplung 12
Abbildung 0-2: Energiebilanz Deutschland 2050 13
Abbildung 0-3: Angebots- und Nachfragecharakteristik 2-Beispielwochen DE 2050 14
Abbildung 0-4: Roadmap des Gesamtsystems 14
Abbildung 0-5: Status Quo Staatseinnahmen im Energiebereich 2012 und Endverbraucherpreise Haushalte 2015 15
Abbildung 0-6: Roadmap Wärmebedarf Haushalte 17
Abbildung 0-7: Roadmap Wärmebedarf Industrie 18
Abbildung 0-8: Roadmap Wärmebedarf Gewerbe 18
Abbildung 0-9: Roadmap Individualverkehr Straße (Pkw und LNF) 21
Abbildung 0-10: Roadmap Güterverkehr Straße (SNF) 21
Abbildung 1-1: Bedeutung der Sektoren Wärme und Verkehr im Gesamtsystem 2011 25
Abbildung 1-2: Phasen der Energiewende 26
Abbildung 2-1: Schematische Darstellung der sektorübergreifenden Zubauoptimierung (Fraunhofer IWES) 28
Abbildung 2-2: Beispielprofil zur thermischen Lastdeckung 29
Abbildung 2-3: Schematische Regelstrategie einer flexiblen Wärmepumpe 31
Abbildung 2-4: Schematische Darstellung TREMOD 33
Abbildung 2-5: Schematische Darstellung des Projektablaufs 34
Abbildung 3-1: Bevölkerungsentwicklung Europa Quelle: nach [Eurostat, 2009] 35
Abbildung 3-2: THG-Reduktionsziel für Deutschland 36
Abbildung 3-3: Der Effekt des „Burden-Sharing“ in Europa 37
Abbildung 3-4: Technologiekostenentwicklung Wind/PV 38
Abbildung 3-5: Stromgestehungskosten Deutschland 39
Abbildung 3-6: Stromverbrauch 40
Abbildung 3-7: Entwicklung der Netztemperaturen 44
Abbildung 3-8: Annahmen zur Entwicklung der Wohnfläche 46
Abbildung 3-9: Entwicklung der Heiztage und Gradtagzahl zwischen dem langjährigen Mittel und 2014 49
Abbildung 3-10: Endenergiebedarfsentwicklung Raumwärme nach Dämmstandard I 50
Abbildung 3-11: Endenergiebedarfsentwicklung Raumwärme Dämmstandard II 51
Abbildung 3-12: Kosten der energiebedingten Mehrkosten in Mio. € der zwei Dämmniveaus für Wohngebäude 52
Abbildung 3-13: Kosten der energiebedingten Mehrkosten in Mio. € der zwei Dämmniveaus für Nichtwohngebäude 52
Abbildung 3-14: Industriewärme-bedarf zzgl. GHD-Prozesswärme für Deutschland 2050 53
Abbildung 3-15: Entwicklung der Personenverkehrsleistung 2010-2050 55
Abbildung 3-16: Entwicklung der Transportleistung 2010-2050 56
Abbildung 3-17: Vergleich des szenarioübergreifenden Verkehrsleistungsgerüsts bis 2050 mit der VP2030 - Personenverkehr 57
Abbildung 3-18: Vergleich des szenarioübergreifenden Verkehrsleistungsgerüsts bis 2050 mit der VP2030 - Güterverkehr 57
Abbildung 3-19: Spezifischer Verbrauch verschiedener Pkw-Antriebskonzepte in 2010, 2030 und 2050 [in MJ/km] 59
Abbildung 3-20: Spezifischer Verbrauch von PHEV und REEV in 2030 und 2050 59
Abbildung 3-21: Spezifischer Verbrauch verschiedener Antriebskonzepte von SNF <12t (N2) in 2013, 2030 und 2050 60
Abbildung 3-22: Spezifischer Verbrauch verschiedener Antriebskonzepte von SNF >12t (N3-l) in 2013, 2030 und 2050 60
Abbildung 3-23: Spezifischer Verbrauch verschiedener Antriebskonzepte von SNF Sattel-/Lastzügen (N3-s) in 2013, 2030 und 2050 60

Abbildung 3-24: Spezifischer Verbrauch von PHEV und OH-Diesel Sattel-/Lastzügen (N3-s) in 2013, 2030 und 2050 ... 61
Abbildung 3-25: Nach Komponenten differenzierte Kosten für mittlere Pkw in 2013, 2030, 2050 ... 61
Abbildung 3-26: Nach Komponenten differenzierte Kosten für SNF mit >32 t zul. GG (N3-S) ... 62
Abbildung 3-27: Ermittlung des Basisszenarios Verkehr als iterativer Prozess ... 63
Abbildung 3-28: Neuzulassungen bei Pkw in der Szenariovariante Konventionell ... 65
Abbildung 3-29: Neuzulassungen bei Pkw in der Szenariovariante Fokus Elektro ... 65
Abbildung 3-30: Neuzulassungen bei Pkw in der Szenariovariante Elektro und H2 ... 66
Abbildung 3-31: Neuzulassungen bei Pkw in der Szenariovariante Elektro und CH4 ... 66
Abbildung 3-32: Neuzulassungen nach Antriebskonzepten in den vier Lkw-Varianten ... 67
Abbildung 3-33: Neuzulassungen nach Antriebskonzepten im Basisszenario ... 70
Abbildung 3-34: Fahrleistung (Pkw/LNF) bzw. Verkehrsleistung (SNF) nach Antriebskonzepten in 2050 im Basisszenario ... 70
Abbildung 3-35: Endenergieverbrauch Pkw der Szenariovarianten für 2050 differenziert nach Energieträger ... 71
Abbildung 3-36: Endenergieverbrauch SNF der Szenariovarianten für 2050 differenziert nach Energieträger ... 71
Abbildung 3-37: Fahrzeug- und Infrastrukturkosten Verkehr für 2050 ... 72
Abbildung 3-38: Bereitstellung von End-/Sekundärenergie biogenen Ursprungs in den verschiedenen Szenarien im Jahr 2050 ... 76
Abbildung 4-1: Grafischer Vergleich der Biomasse-Systemkosten ... 79
Abbildung 4-2: Kostenübersicht Verkehrssektor inkl. THG-Kosten auf alle Emissionen ... 81
Abbildung 4-3: Energiebilanz Europa 2050 ... 82
Abbildung 4-4: Energiebilanz Deutschland 2050 ... 83
Abbildung 4-5: Erzeugungsleistung und maximale Nachfrage 2050 ... 84
Abbildung 4-6: Angebots- und Nachfragecharakteristik 2-Beispielwochen DE 2050 ... 84
Abbildung 4-7: Stromerzeugungs- und Bezugsvollkosten 2050 ... 85
Abbildung 4-8: Technologiedurchdringung Wärmemarkt im Basisszenario 2050 ... 86
Abbildung 4-9: Darstellung Emissionsfaktor Flugverkehr ... 87
Abbildung 4-10: Vergleichsrechnung Emissionsfaktor Flugverkehr ... 88
Abbildung 4-11: Vergleichsrechnung Wärmedämmniveau ... 90
Abbildung 4-12: Treibhausgasemissionen der Pkw in der Herstellungs- und Nutzungsphase für die Jahre 2010 und 2050 ... 94
Abbildung 4-13: Treibhausgasemissionen der Lkw in der Herstellungs- und Nutzungsphase im Jahr 2050 ... 95
Abbildung 4-14: Konzept Kritikalität ... 96
Abbildung 4-15: Kritische Rohstoffe ... 97
Abbildung 4-16: Hochrechnung jährlicher Bedarf von Neodym für Windkraftanlagen in Deutschland ... 100
Abbildung 4-17: Zusammensetzung verschiedener Pkw-Konzepte heute und in Zukunft ... 103
Abbildung 4-18: Einsatz von kritischen Rohstoffen in neuzugelassen Fahrzeugen 2050 ... 104
Abbildung 4-19: Jahresdauerlinien der Mehrfamilien- und Einfamilienhäuser ... 116
Abbildung 4-20: Betrachtungszeiträume der betrachteten Technologiesysteme ... 120
Abbildung 4-21: Eingesparte Wärmekosten pro Jahr im Neubau nach EnEV 2009 Effizienzstandard ... 121
Abbildung 4-22: Jährliche Wärmekosten pro m² Wohnfläche in Abhängigkeit der Strompreissteigerung im EFH, EnEV 2009 Standard ... 122
Abbildung 4-23: Jährliche Wärmekosten pro m² Wohnfläche in Abhängigkeit der Strompreissteigerung im EFH Baujahr bis 1978 ... 123
Abbildung 4-24: Jährliche Wärmekosten pro m² Wohnfläche in Abhängigkeit der Strompreissteigerung im MFH, Baujahr 1979 bis 1994 ... 124

Abbildung 4-25: Anzahl der Elektrofahrzeuge in den Bundesländern Deutschlands und deren Anteil am jeweiligen PKW-Bestand 133
Abbildung 4-26: Vergleich der monatlichen Vollkosten des benzinbetriebenen Toprunners 2014 im jeweiligen Segment mit dem entsprechenden kostengünstigsten Elektrofahrzeug in Euro 135
Abbildung 5-1: EE-Anteil Europa 137
Abbildung 5-2: Angebots- und Nachfragecharakteristik 2-Beispielwochen DE 2025 138
Abbildung 5-3: Angebots- und Nachfragecharakteristik 2-Beispielwochen DE 2035 138
Abbildung 5-4: Roadmap des Gesamtsystems 139
Abbildung 5-5: Staatseinnahmen im Energiebereich 2012 139
Abbildung 5-6: Entwicklung Staatseinnahmen und Endverbraucherpreise -Status Quo 140
Abbildung 5-7: Entwicklung Staatseinnahmen und Endverbraucherpreise – Mögliche Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens 141
Abbildung 6-1: Roadmap Wärmebedarf Haushalte 144
Abbildung 6-2: Roadmap Wärmebedarf GHD 145
Abbildung 6-3: Roadmap Wärmebedarf Industrie 147
Abbildung 6-4: Verlagerung Stromsteuer am Beispiel Endverbraucher Haushalt 148
Abbildung 6-5: Einführung dynamischer Umlagen und Verbesserung der Rahmenbedingungen für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen 149
Abbildung 7-1: Roadmap Motorisierter Individualverkehr (MIV) 152
Abbildung 7-2: 154
Abbildung 10-1: Vereinfachte Abbildung der Methodik der TRNSYS Simulation zur Bestimmung der JAZ 197
Abbildung 10-2: Eigenverbrauchserhöhung durch Demand-Side Management im Bürogebäude 198
Abbildung 10-3: 201
Abbildung 10-4: Im Szenario angenommene Minderungsverläufe für ausgewählte Antriebskonzepte 208
Abbildung 10-5: Entwicklung der Batterie- und Brennstoffzellenkosten 2011 217

Tabelle 2-1: Betrachtete Simulations-varianten der Bestandsgebäude, Wärmepumpen und Verteilsysteme 30
Tabelle 3-1: Brennstoffkosten 36
Tabelle 3-2: Invest- und Betriebskosten konv. Kraftwerke und Speicher 39
Tabelle 3-3: Daten für die verwendeten Gebäude 41
Tabelle 3-4: Wärmebedarf der Wohngebäude für 2008 42
Tabelle 3-5: Wärmebedarf der Nichtwohngebäude im GHD Sektor für 2008 42
Tabelle 3-6: Betrachtete dezentrale Wärmeerzeugungs-technologien 43
Tabelle 3-7: Betrachtete thermische Speichertechnologien 44
Tabelle 3-8: Betrachtete zentrale und netzgebundene Lösungen 45
Tabelle 3-9: Anteil der nachträglich sanierten Flächen 46
Tabelle 3-10: Verteilung der Kesseltypen und ihrer Baualtersklasse heute 48
Tabelle 3-11: Äquivalente Dämmdicken für den Dämmstandard I 49
Tabelle 3-12: Äquivalente Dämmdicken für den Dämmstandard II 50
Tabelle 3-13: Spezifische energiebedingte Kosten der energetischen Sanierung 51
Tabelle 3-14: Zentrale sozioökonomische Rahmenbedingungen des Verkehrsleistungsgerüstes 54
Tabelle 3-15: Entwicklung der Personenverkehrsleistungen 2010-2050 55
Tabelle 3-16: Entwicklung der Güterverkehrsleistungen 2010-2050 56
Tabelle 3-17: Entwicklung der Fahrleistungen im Straßenverkehr 2010-2050 58
Tabelle 3-18: Segmentzuordnung der Pkw-Größenklassen 58
Tabelle 3-19: Anschaffungskosten Pkw 2050 62
Tabelle 3-20: Anschaffungskosten SNF 2050 63

Tabelle 3-21: Nach Antriebskonzepten und Energie differenzierte Fahrleistung der Pkw-Antriebskonzepte in den Szenariovarianten, 2050 [Mrd. Fahrzeug-km] 67
Tabelle 3-22: Nach Antriebskonzepten und Energie differenzierte Verkehrsleistung der SNF-Antriebskonzepte in den Szenariovarianten, 2050 [Mrd. Tonnen-km] 68
Tabelle 3-23: Kosten und Verbreitung je Ladepunkttyp 69
Tabelle 3-24: Fahrleistung Pkw und LNF nach Antriebstechnologie in 2050 im Basisszenario[Mrd. Fzg-km] 70
Tabelle 3-25: Verkehrsleistung SNF nach Antriebstechnologien in 2050 im Basisszenario [Mrd. t-km] 70
Tabelle 3-26: Übersicht über das technische und davon energetisch genutzte Potenzial aus biogenen Reststoffströmen im Jahr 2050 74
Tabelle 3-27: Energiepotenzial aus der Anbaubiomasse im Kraftstoffszenario (Variante A)..... 75
Tabelle 3-28: Energiepotenzial aus der Anbaubiomasse im Gasszenario (Variante B)..... 75
Tabelle 3-29: Übersicht der Gestehungskosten für die chemischen Energieträger biogenen Ursprungs..... 76
Tabelle 4-1: Kostenparameter Vergleich Verkehrsszenarien 80
Tabelle 4-2: Maximal zulässige Wärmepumpenanteile nach Gebäudeklasse und Dämmstandard der Wohngebäude 89
Tabelle 4-3: Maximal zulässige Wärmepumpenanteile nach Gebäudeklasse und Dämmstandard der Nichtwohngebäude..... 90
Tabelle 4-4: Entwicklung der Energiedichte der betrachteten Batterien (in Wh/kg)..... 92
Tabelle 4-5: Untersuchte Fahrzeugkonfigurationen für Lkw 92
Tabelle 4-6: Technische Angaben zu den Fahrzeugkonfigurationen (Lkw)..... 93
Tabelle 4-7: Materialmenge elektrischer Antriebsstrang ohne Batterie 93
Tabelle 4-8: Materialzusammensetzung einer Onshore-Windkraftanlage (t/1 MW) 98
Tabelle 4-9: Vergleich Energieertrag WKA-Konzepte mit unterschiedlichen Generatortypen und Windgeschwindigkeiten..... 99
Tabelle 4-10: Verteilung von kritischen Rohstoffen in Photovoltaik-Anlagen 100
Tabelle 4-11: Life-Cycle-Betrachtung einer Luft-Wasser-Wärmepumpe 101
Tabelle 4-12: Life Cycle-Betrachtung eines Mini-BHKWs 102
Tabelle 4-13: Verteilung von kritischen Rohstoffen auf die Fahrzeugkomponenten..... 103
Tabelle 4-14: Staatlich induzierte Strompreisbestandteile für PtH und WP 107
Tabelle 4-15: Zusammenfassung Fördermöglichkeiten für Schlüsseltechnologie WP 113
Tabelle 4-16: Zusammenfassung Fördermöglichkeiten für Schlüsseltechnologie PtH-Anlagen in Fernwärmeverbundsystemen 113
Tabelle 4-17: Übersicht der betrachteten Fälle 118
Tabelle 4-18: Übersicht der betrachtenden Preise und Preissteigerungen 119
Tabelle 4-19: Staatlich induzierte Strompreisbestandteile für E-Kfz und OH-Lkw..... 126
Tabelle 4-20: Segmentabdeckung im 3. Quartal 2015 durch Elektrofahrzeuge in Deutschland..... 134
Tabelle 10-1: Technisches EE-Potenzial Europa 189
Tabelle 10-2: Wärmebedarf HH+GHD Szenario I..... 189
Tabelle 10-3: Wärmebedarf HH+GHD Szenario II..... 190
Tabelle 10-4: Wärmebedarf Industrie <100°C..... 190
Tabelle 10-5: Wärmebedarf Industrie 100°C-500°C..... 191
Tabelle 10-6: Wärmebedarf Industrie >500°C..... 191
Tabelle 10-7: Bilanzierung europäische Biomasse - Reststoffszenario 192
Tabelle 10-8: Energiebilanz Deutschland..... 193
Tabelle 10-9: Fläche des GHD Sektors für 2011 193
Tabelle 10-10: Wärmebedarf des GHD Sektors für 2011 194
Tabelle 10-11: Wärmebedarfe Gebäudetypen 2050 nach der Simulation (TRNSYS) 194
Tabelle 10-12: Betriebsbedingte Kosten..... 195
Tabelle 10-13: Abschreibungsdauern..... 195

Tabelle 10-14: Entwicklung des Heizwärmebedarfs durch Dämmstandard I und Dämmstandard II in den betrachteten Bestandsgebäuden 196
Tabelle 10-15: Mittlerer Kraftstoffverbrauch der Fahrzeugflotte Pkw in den Jahren 2006-2012 201
Tabelle 10-16: Basisverbrauch BEV in 2010 [MJ/km] 201
Tabelle 10-17: Basisverbrauch FCEV in 2010 [MJ/km] 202
Tabelle 10-18: Änderung des Energieverbrauchs von HEV gegenüber dem Verbrenner-Basiskonzept differenziert nach Straßenkategorie 203
Tabelle 10-19: Änderung des Energieverbrauchs von PHEV/REEV im CS-Modus gegenüber dem Verbrenner-Basiskonzept differenziert nach Straßenkategorie ... 203
Tabelle 10-20: Zuordnung der Basisverbrauchsfaktoren zwischen Pkw und LNF nach Größenklassen 204
Tabelle 10-21: Zuordnung der Größenklassengruppen (GKG) zu den differenzierten Größenklassen (GK) der Diesel-SNF in TREMOD 205
Tabelle 10-22: Technische Eigenschaften der Größenklassengruppen bei SNF 205
Tabelle 10-23: Zuordnung der Antriebskonzepte zu den GKG 206
Tabelle 10-24: Spezifische Verbräuche für N3-s SNF in 2013 (EURO 6 falls Diesel) [MJ/km] 207
Tabelle 10-25: Spezifische Verbräuche für N3-I SNF in 2013 (EURO 6 falls Diesel) [MJ/km] 207
Tabelle 10-26: Spezifische Verbräuche für N2 SNF in 2013 für EURO IV (falls ICE-Konzept) [MJ/km] 207
Tabelle 10-27: Angenommene Realisierung des in [JEC, 2013a] abgeleiteten technischen Minderungspotenzials für Pkw 208
Tabelle 10-28: Im Szenario berücksichtigte SNF-Effizienztechnologien bis 2050 209
Tabelle 10-29: Definition für elektrische Fahrzeugkonzepte (HE = Hochenergie; HL = Hochleistung) 212
Tabelle 10-30: Definition von Verteiler- und Fernverkehrs.Lkw [Delft, 2013] 213
Tabelle 10-31: Definition Größenklassen und Anforderungen SNF (N2, N3-s aufbauend auf [Delft, 2013], N3-l interpoliert zwischen N2 und N3-s) 213
Tabelle 10-32: Berücksichtigte Antriebs-Größenklassen Kombinationen bei SNF 213
Tabelle 10-33: Technische Parameter SNF 215
Tabelle 10-34: Komponentenkosten beim Einsatz im Massenmarkt, Pkw/LNF und SNF 216
Tabelle 10-35: Komponentenkosten beim Einsatz im Massenmarkt, nur SNF 216

Abkürzungsverzeichnis

AGFW	AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.
BAB	Bundesautobahn
BAFA	Bundesamt für Ausfuhrkontrolle
BBSR	Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BEV	Battery Electric Vehicle
BHKW	Blockheizkraftwerk
BNetzA	Bundesnetzagentur
CCS	Carbon Capture and Storage
CD	Charge Depleting
CNG	Compressed Natural Gas
COP	Coefficient of Performance
CS	Charge Sustaining
DSM	Demand Side Management
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EFH	Einfamilienhaus
E-Kfz	Elektrokraftfahrzeug
EnEV	Energieeinsparverordnung
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EU	Europäische Union
EU-ETS	European Emission Trading System
EVU	Energieversorger
EWärmeG	Erneuerbare-Wärme-Gesetz
EZFH	Ein-/Zweifamilienhaus
FBH	Fußbodenheizung
FCEV	Brennstoffzellenfahrzeug
Zul. GG	Zulässiges Gesamtgewicht
GG	Grundgesetz
GHD	Gewerbe Handel Dienstleistungen
GIS	Geoinformationssystem
GJ	Gigajoule
GKG	Größenklassengruppen
GPS	Global Positioning System
GT	Gasturbinen
GT-AK	Gasturbinen mit Abhitzekessel
GuD	Gas-und-Dampf Kombikraftwerk
GuD-GD/-EK	GuD-Kraftwerke mit Gegendruck / GuD-Kraftwerk mit Entnahmekondensation
GW	Gigawatt
HBEFA	Handbuch Emissionsfaktoren für den Straßenverkehr
HE	Hochenergie
HEV	Hybrid Electric Vehicle
HH	Haushalte
HK	Heizkörper
HKW	Heizkraftwerk
HL	Hochleistung
HVO	Hydrotreated Vegetable Oil
ICE-CNG	Gas-Verbrennungsmotor
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

IFEU	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH
IWES	Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
IWU	Institut für Wohnen und Umwelt
IZT	Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung
JAZ	Jahresarbeitszahl
KBA	Kraftfahrbundesamt
KUP	Kurzumtriebsplantagen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCA	Life Cycle Assessment
LED	Light Emitting Diode
LFP	Lithium Iron Phosphate (LiFePO4)
Lkw	Lastkraftwagen
LNF	Leichte Nutzfahrzeuge
LNG	Verflüssigtes Erdgas
LPG	Flüssiggas
LULUCF	Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft
LZ/SZ	Lastzug/Sattelzug
MAP	Marktanreizprogramm
MFH	Mehrfamilienhaus
MIV	Motorisierter Individualverkehr
MZR	Motorisiertes Zweirad
NCA	Lithium Nickel Cobalt Aluminum Oxide (LiNiCoAlO2)
NEFZ	Neuer Europäischer Testzyklus
NEP	Netzentwicklungsplan
NMC	Lithium Nickel Manganese Cobalt Oxide
NSH	Nachtspeicherheizung
OBU	On-Board-Units
OH-Lkw	Oberleitungshybrid-Lkw
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PGM	Platingruppenmetalle
PHEM	Passenger car and Heavy duty Emission Model
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
PHEV-D	Plug-in Hybrid Electric Vehicle mit Dieselmotor
Pkw	Personenkraftwagen
PM	Permanentmagneten
PSM	Permanenterregte Synchronmaschinen
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
PVC	Polyvinylchlorid
PW	Prozesswärme
REEV	Range Extended Electric Vehicle
RER	Datasets for Freight Transport Services in Europe
RLM	Registrierende Leistungsmessung
RW	Raumwärme
SGK	Stromgestehungsklassen
SNF	Schweres Nutzfahrzeug
SSU-Bahnen	Straßen-Stadt- und U-Bahnen
SUV	Sport Utility Vehicle
TCO	Total Cost of Ownership
TEN-V	Transeuropäisches Netz - Verkehr
THG	Treibhausgas

tkm	Tonnenkilometer
TREMOD	Transport Emission Modell
TWh/a	Terrawattstunde
VKM	Verbrennungskraftmaschinen
VLT	Vorlauftemperatur
VNB	Verteilnetzbetreiber
VP 2030	Verkehrsverflechtungsprognose 2030
WKA	Windkraftanlage
WP	Wärmepumpe
WSV	Wärmeschutzverglasung
WW	Warmwasser

Kurzfassung

Einführung

Für die Erreichbarkeit der Klimaschutzziele der Bundesregierung für das Jahr 2050 stellen Windenergie und Photovoltaik die tragenden Säulen dar. Diese sind relativ kostengünstig, haben ein hohes technisches Ausbaupotenzial und können neben der Deckung des Strombedarfs auch zu einem hohen Teil den Energiebedarf im Wärme- und Verkehrssektor decken.

Im Projekt wurde untersucht, wie das Zusammenspiel zwischen dem Stromsektor und dem Wärme- und Verkehrssektor, im Sinne einer übergreifenden Klimaschutzstrategie, ausgestaltet werden muss. Es wurde dazu ermittelt, wie hoch der Strombedarf in einem kostenoptimierten sektorenübergreifenden Zielszenario wäre, wenn eine THG-Emissionsreduktion - bezogen auf alle Sektoren - um 80% (im Jahr 2050 gegenüber 1990) erreicht werden soll. Die damit verbundenen Herausforderungen hinsichtlich der zeitlichen Vereinbarkeit von fluktuierendem Stromangebot und der Stromnachfrage sowie Rückkopplungen zwischen den Sektoren wurden unter dem Einbezug von Speicher- und Übertragungsmöglichkeiten analysiert und mögliche Synergien identifiziert.

Um die Synergien der Sektorkopplung zu nutzen werden Roadmaps für die Sektoren Wärme (Gebäude- und Industrieprozesswärme) und Verkehr entwickelt, die ein kostenoptimiertes Zielszenario möglich machen. Es werden Vorschläge in allen Sektoren gemacht, um die notwendigen Schlüsseltechnologien einzuführen und damit die Roadmap umzusetzen.

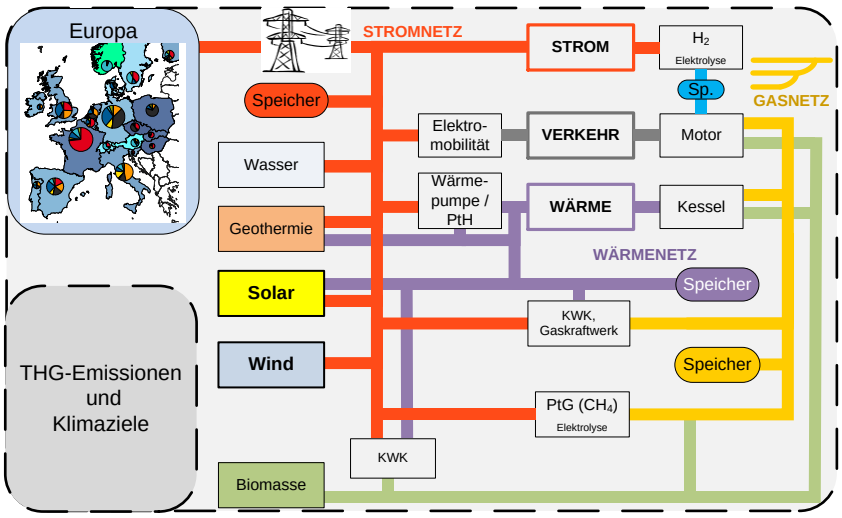


Abbildung 0-1: Interaktion und Sektorkopplung

Quelle: angelehnt an [Sterner, M. 2009]

Kostenoptimale Ausgestaltung eines Energieversorgungssystems für das Jahr 2050

Mit einem sektorenübergreifenden Zubauoptimierungsmodell wurde ein Energieversorgungssystem für das Jahr 2050 bestimmt, bei dem die Kosten (Betriebskosten, Investitionen inkl. Infrastruktur) in Summe über den Strom-, Wärme- und Verkehrssektor minimal sind. Mögliche Entwicklungsoptionen von wichtigen Eingangsgrößen wurden dabei vorab im Rahmen von Sensitivitätsrechnungen analysiert und bewertet (Gebäudedämmung, Biomassekonversion, verschiedene Verkehrsinfrastruktur und Technologieoptionen im Bereich Pkw und Lkw).

Neben den THG-Minderungsanforderungen für Deutschland (-80% gegenüber 1990, alle Sektoren inkl. internationaler Verkehr) wurde auch für Europa ein THG-Minderungsziel von 80% unterstellt (Ziel der EU). Dies führt – aufgrund des gegenwärtigen Flugverkehrsanstieg und des notwendigen Lastenausgleichs zwischen den Ländern – zu einem ambitionierteren Ziel für Deutschland von – 30 % gegenüber dem nationalen Kyoto-Protokoll (bzw. -86% statt -80% THG-Minderung).

Zudem wird unterstellt, dass vor dem Hintergrund des prognostizierten globalen Bevölkerungswachstums und sich dadurch verschärften Nutzungskonkurrenzen, Biomasse, insbesondere Energiepflanzen, nur restriktiv für energetische Zwecke genutzt werden (keine Importe, kein Ausbau der bestehenden Anbaufläche von ca. 2 Mio. ha.) Alle folgenden Ergebnisse beziehen sich auf dieses kostenoptimale Energieversorgungssystem des Jahres 2050.

Ergebnisse – Stromerzeugung und –verbrauch im Jahr 2050

Unter den vorgegebenen Randbedingungen - bei denen vor allem mittels Wind- und Solarenergie auch die Nachfragen im Wärme- und Verkehrssektor weitestgehend klimaneutral erzeugt werden - resultiert ein jährlicher Strombedarf von 793 TWh/a (netto, inkl. Netz- und Speicherverluste) in Deutschland (gegenüber ca. 540 TWh/a für 2014).

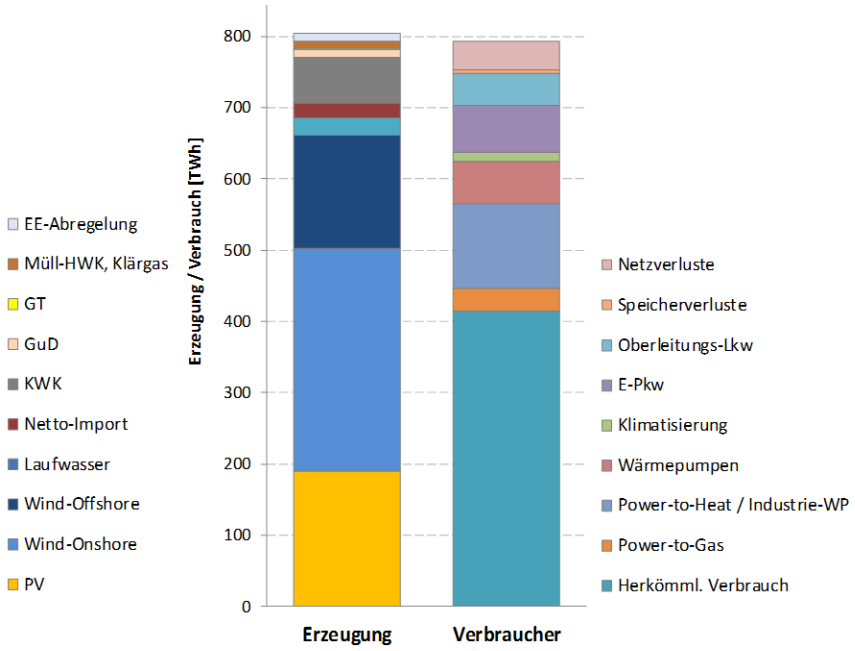


Abbildung 0-2: Energiebilanz Deutschland 2050

Hierbei werden die Effizienzpotenziale zur Verbrauchsreduktion bei heute bestehenden Stromanwendungen (herkömml. Verbrauch) umgesetzt – der Strombedarf geht hier von 538 TWh/a auf 415 TWh/a zurück. Anderseits kommt es zu einem hohen Zuwachs an neuen stromnutzenden Anwendungen (siehe Abbildung 0-2).

- Schlüsseltechnologien sind im **Wärmebereich** Wärmepumpen (dezentral, sowie Großwärmepumpen in Wärmenetzen und Industrie), Elektrodenkessel im Bereich Fernwärme und Industrie. Dies führt zu einer Steigerung des Stromeinsatzes im Wärmebereich von heute 90 TWh/a auf 222 TWh/a im Jahr 2050.
- Im **Verkehrsbereich** sind die Schlüsseltechnologien vollelektrische Pkw (BEV), Plug-In-Hybrid-Fahrzeuge (PHEV) in Kombination mit Erdgas und der Oberleitungs-Lkw. Dies führt zu einer Steigerung von heute 17 TWh/a auf 131 TWh/a im Jahr 2050. Übergreifend wird Power-to-Gas in Höhe von 31 TWh/a eingesetzt.

Um diese Nachfrage zu decken, ist eine sehr hohe fluktuierende EE-Einspeisung notwendig. Die Ergebnisse aus der Zubauoptimierung zeigen, dass ein sehr hoher Leistungsanteil von Photovoltaik (200 GW PV) wirtschaftlich ist. Diese übertrifft im Basisszenario die Leistung von Windenergie (140 GW Wind-Onshore, 38 GW Wind-Offshore). Die wetterbedingt starken Schwankungen unterworfene EE-Stromerzeugung

kann auch bei stündlicher Betrachtung vom Gesamtenergiesystem effizient verwendet werden (siehe Abbildung 0-3):

- Insbesondere neue Stromverbraucher weisen eine hohe Flexibilität auf um temporär kostengünstigen Strom aufzunehmen.
- Zudem bietet der europäische Strommarkt ein hohes meteorologisches Ausgleichspotenzial.

In Summe ist die berechnete Abregelung mit 2% der maximal möglichen Stromeinspeisung aus fluktuierender EE-Erzeugung gering.

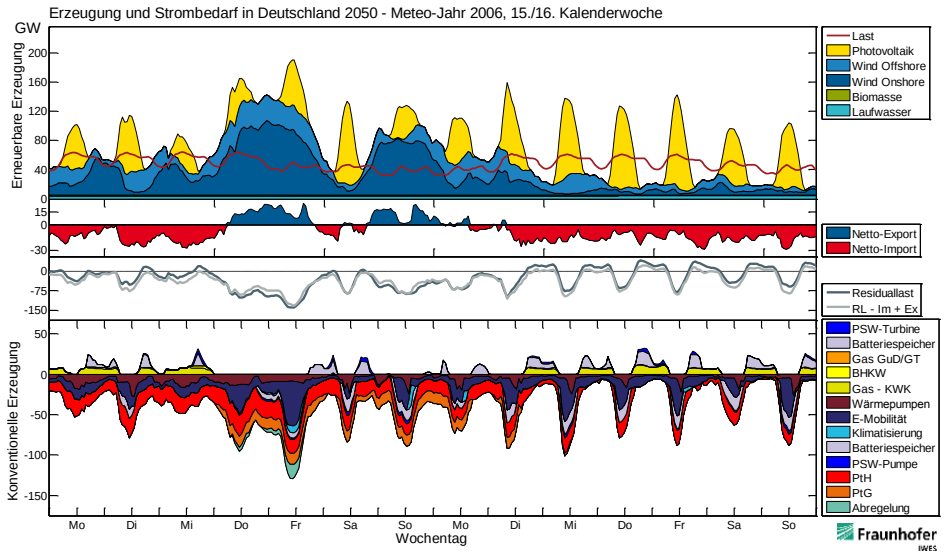


Abbildung 0-3: Angebots- und Nachfragecharakteristik 2-Beispielwochen DE 2050

Rückschlüsse aus dem langfristigen Zielszenario für die Entwicklung Heute bis 2050

Um die langfristigen Klimaziele zu erreichen ist es erforderlich, Maßnahmen zur Etablierung der vorgeschlagenen Schlüsseltechnologien in die Wege zu leiten. Die Entwicklung bis 2050 kann grob in 3 Phasen geteilt werden:

→ Phase 1: Einen weiteren Technologieausbau,

→ Phase 2: Die Etablierung einer langfristigen Infrastruktur für Flexibilität, Versorgungssicherheit und Netze

→ und Phase 3: im Zuge des zunehmenden „EE-Überschussstroms" eine beschleunigte Interaktion der Sektoren.

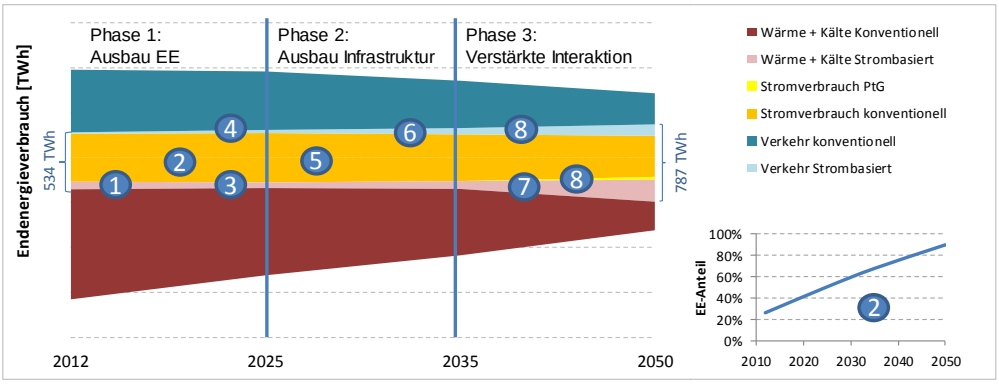


Abbildung 0-4: Roadmap des Gesamtsystems

Entsprechend der zeitlichen Entwicklungen in den Sektoren und in Rückkopplung mit dem Strommarkt ergeben sich folgende auch in Abbildung 0-4 zeitlich eingeordnete Handlungsempfehlungen:

- PtH (Elektrodenkessel) müssen frühzeitig für Systemdienstleistungen eingesetzt werden **[1]**.

- Es bedarf eines verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien, um einen hohen EE-Anteil im Stromsektor und zur Deckung der zusätzlichen Stromnachfrage zu erreichen **[2]**.
- Frühzeitig bedarf es eines kontinuierlichen Ausbaus von Wärmepumpen **[3]** und der Elektromobilität **[4]**, für die entsprechende marktseitige Maßnahmen erforderlich sind.
- Mittelfristig müssen neue Kraftwerke zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit gebaut werden mit einer Fokussierung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) **[5]**.
- Für Elektro-Pkws bedarf es eines weiteren Ausbaus der öffentlichen Ladeinfrastruktur zur Erhöhung der Flexibilität des Fahrstrombezugs am Tag **[6]**.
- Langfristig gewinnt die Stromerzeugung für den Wärmesektor und zur EE-Überschussverwertung durch PtH stark an Bedeutung **[7]**.
- Auch für den Verkehrssektor bedarf es eines zusätzlichen EE-Ausbaus und eine weitere EE-Überschussverwertung erfolgt durch PtG **[8]**.

Rechtlicher und betriebswirtschaftlicher Rahmen

Entscheidend für die Marktentwicklung der neuen Stromverbraucher ist die Wettbewerbssituation zu fossilen Referenztechnologien und damit zu den Energiekosten.

Strom weist heute eine deutlich höhere Kostenbelastung im Vergleich zu fossilen Brennstoffen auf. Dies ist darin begründet, dass die derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen zu einer fast vollständigen Belastung der Strombezugskosten für strombasierte Wärme- und Verkehrstechnologien mit allen staatlich induzierten Stromkostenbestandteilen, wie EEG-Umlage, Netzentgelte, Stromsteuer etc., führen. Diese Wettbewerbsnachteile werden durch bestehende staatliche Förderungen und Privilegierungen in ordnungsrechtlichen Vorschriften nicht ausgeglichen.

Dabei ist der Unterschied zwischen Strom und Wärme noch stärker ausgeprägt als zwischen Strom und Verkehr Der Verkehrssektor trägt derzeit zu ca. 80% des energiebedingten Steueraufkommens inkl. Kfz-Steuer bei. Durch die klimapolitisch notwendige Vermeidung fossiler Brennstoffe würde es ohne Anpassungen zu einbrechenden Steuereinnahmen des Staates kommen.

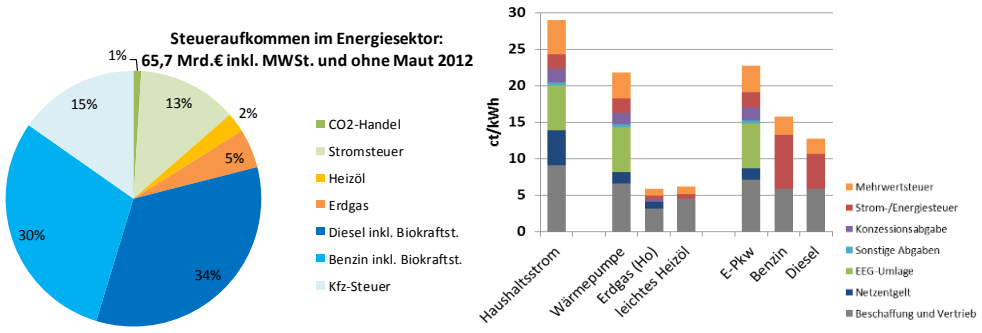


Abbildung 0-5:
Status Quo Staatseinnahmen im Energiebereich 2012 und Endverbraucherpreise Haushalte 2015

Ziel muss es sein, insbesondere durch Steuererhöhungen für fossile Brennstoffe die Wettbewerbssituation für neue Stromverbraucher zu verbessern und gleichzeitig das Steueraufkommen zu stabilisieren und dabei die industrie- und sozialpolitische Verträglichkeit zu berücksichtigen. Dies könnte durch Einführung einer verfassungskonform ausgestalteten sektorübergreifenden CO_2-Abgabe für fossile Brennstoffe einerseits und einer Absenkung der Stromsteuer andererseits geändert werden. Ferner könnten strombasierte Anwendungen von einzelnen staatlich induzierten Stromkostenbestandteilen befreit werden.

Roadmap Wärme und Kernaussagen

Für die Transformation des Wärmesektors hin zu einer weitgehend klimaneutralen Wärmeversorgung ergeben sich aus dem Projekt eine Vielzahl von Konsequenzen und Erkenntnissen, die im Folgenden in der Form von Kernthesen zusammengefasst sind.

Grundsätzliche und Allgemeine Schlussfolgerungen sind:

Hohe Bedeutung der energetischen Sanierung

Zur sektorübergreifenden Erreichung der Klimaziele spielt Effizienz im Wärmesektor eine zentrale Rolle. Die energetische Sanierung reduziert nicht nur den Wärmebedarf, sondern auch den Zubau weiterer benötigter EE-Anlagen im Stromsektor. Dies ermöglicht es Biomasse für Anwendungsbereiche zur Deckung des Energiebedarfs zu verwenden, für die es keine/ nur wenig EE-Alternativen gibt.

Strom wird Hauptenergieträger im Wärmesektor

Die dezentrale und zentrale Wärmepumpe (WP) für Haushalte, Gewerbe, in der Fernwärme sowie in der Industrie ist die Schlüsseltechnologie zur effizienten Erhöhung des EE-Anteils im Wärmesektor. Der Anteil der Wärmepumpen sollte kontinuierlich gesteigert werden.

Durch die Schlüsseltechnologie Elektrodenkessel (PtH) in Industrie und Fernwärme werden erst langfristig bei sehr hohem EE-Stromanteil hohe Anteile am Wärmemarkt erschlossen.

Für die Marktdurchsetzung der elektrischen Wärmepumpen und PtH ist es empfehlenswert einerseits von Stromkostenbestandteilen befreit werden und zum anderen staatlich stärker gefördert werden.

Fokussierte Verwendung Biomasse

Biomasse in Form von Pellets, Holzhackschnitzel- und Scheitholz sind insbesondere fokussiert in ineffizienten Bestandsgebäuden (hoher Wärmebedarf, geringe Effizienz für WP) energetisch sinnvoll und in Siedlungen mit geringer Wärmedichte (ländliche Umgebung/Stadtrand). Neben schwer sanierbaren Gebäuden sollte die Biomasse in der Industrie mit Wärmebedarfen bei hohen Prozesstemperaturen, bei denen die elektrische WP keinen Einsatz mehr hat, eingesetzt werden (Abbildung 0-7 / Abbildung 0-7 → **[1]**).

Flexibilität bivalenter Hybridsysteme

Flexibilität steht im Fokus. KWK+PtH oder Heizkessel+PtH erhöhen kurz- und mittelfristig die Flexibilität für das Stromversorgungssystem. Diese bivalenten Systeme können je nach Stromangebot (EE-Überschuss dann Stromnutzung oder EE-Deckungslücke dann Gasnutzung) flexibel auf die Erfordernisse des Strommarktes reagieren und die Effizienz des Gesamtsystems steigern **[3]**.

Langfristig können hohe elektrische EE-Anteile durch bivalente Systeme in den Wärmemarkt integriert werden.

Im **Haushaltsbereich** stellt sich die Transformation des Energiesystems im Bereich der verschiedenen Brennstoffnutzungen und Technologien wie folgt dar:

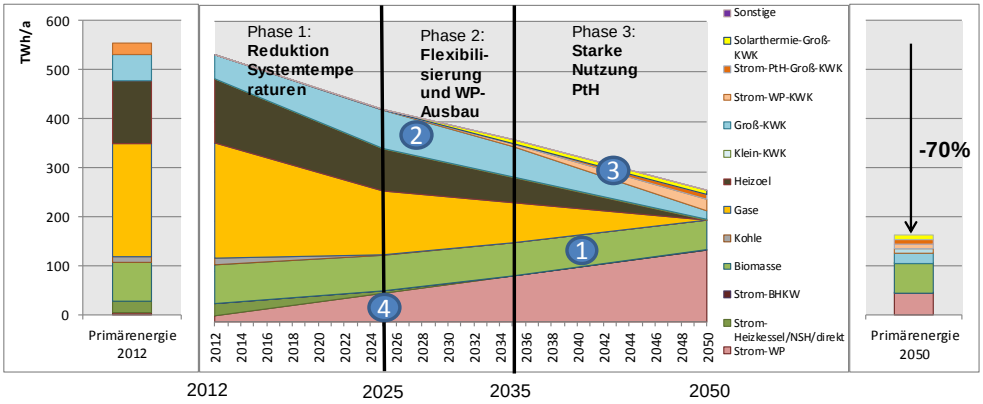


Abbildung 0-6: Roadmap Wärmebedarf Haushalte

Für diese Transformation sind insbesondere Fragen zu Fernwärme und Wärmepumpen in Bestandgebäuden hervorzuheben.

Ausbaus der Fern- und Nahwärme, Ausbau/Fokussierung Industrie-KWK-Systeme

Der Anteil der Fern- und Nahwärme steigt langfristig von derzeit ca. 12% auf ca. 25% am Wärmemarkt im Jahr 2050. Insbesondere in Städten mit hoher Bebauungsdichte bzw. vielen Wärmesenken spielt die Fernwärme eine entscheidende Rolle (Abbildung 0-7 -> **[2]**).

Zu empfehlen ist eine Verbesserung der rechtlichen Rahmenbedingungen für Fern- und Nahwärme insbesondere im KWKG.

Transformation Fernwärme

Die Fernwärme durchlebt bis 2050 eine Transformation. Hochtemperaturnetze auf Basis von Gas/Kohle müssen zu Wärmenetzen mit Gas-KWK, Groß-Wärmepumpen und Solartermie+PtH entwickelt werden **[3]**.

Eine weitere Temperaturabsenkung der Wärmenetze ist für den Einsatz von Solarthermie und Groß-Wärmepumpen unabdingbar. Niedertemperaturnetze und kalte Fernwärme sind auszubauen und neu zu entwickeln **[2]**.

Jegliche Abwärme (Gewerbe, Abwasser, Rechenzentren etc.) sind für Großwärmepumpen nötig. Großflächen-Solarthermieanlagen in Fern- und Nahwärmenetzen reduzieren die spezifischen Kosten für Solarthermie erheblich.

Effiziente Wärmepumpen im Gebäudebestand

Effizienz bei der Strom-Umwandlung hat hohen Stellenwert zur Reduktion des EE-Zubaus im Stromsektor.

Die Analyse zeigt, auf Grund der hohen Effizienz, dass Sole-Wärmepumpen sich am stärksten durchsetzen. Diese sollten in Kopplung mit Niedertemperatur- bzw. Flächenheizungen priorisiert gefördert werden. Insbesondere sollte der Anteil von Wärmpumpen im Gebäudebestand erhöht werden **[4]**.

Die Ergebnisse zeigen auf, dass eine Anhebung der Fördersätze für Sole-Wärmepumpen im MAP und im KfW Programm in Kopplung mit Niedertemperaturheizungen zu empfehlen ist.

Weiter spielen KWK und Elektrodenkessel auch im **Industriebereich** eine große Rolle

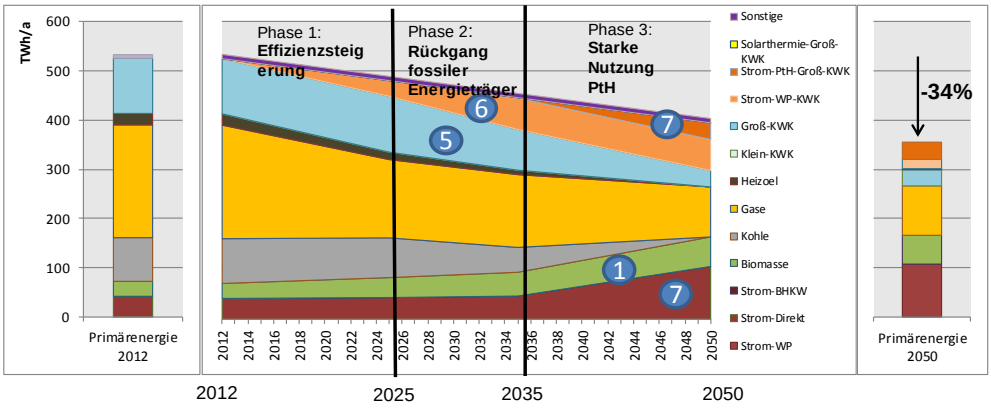


Abbildung 0-7: Roadmap Wärmebedarf Industrie

Ausbau und Flexibilisierung von KWK-Anlagen und PtH

Im Industriebereich bleibt der Anteil von KWK-Systemen von heute ca. 27% an der Wärmeerzeugung relativ konstant, jedoch mit einer Fokussierung auf Dampfanwendungen. (Abbildung 0-7 → **[5]**)

KWK-Anlagen sollten flexibler und ausgebaut werden und werden, künftig mit geringen Volllaststunden betrieben. Dabei spielen Groß-KWK Anlagen der Fernwärme und Industrie im Temperaturbereich größer 100° und kleiner 500°C eine wichtige Rolle.

Groß-WP werden bereits mittelfristig für eine effiziente Stromnutzung wichtig **[6]**. PtH spielt längerfristig eine wichtige Rolle um große EE-Überschüsse effizient in der Industrie nutzen zu können **[7]**.

Der **Gewerbebereich** ist im Vergleich zum Haushaltsbereich durch einen hohen Neubaugrad, dem Einsatz von dezentralen KWK-Anlagen und dem Klimatisierungsbedarf im GHD Sektor gekennzeichnet.

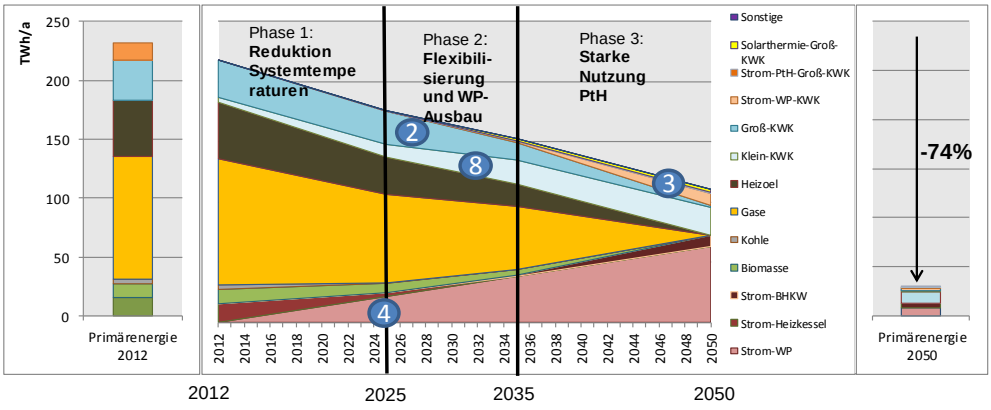


Abbildung 0-8: Roadmap Wärmebedarf Gewerbe

Gebäude als Wärmespeicher

Eine Flexibilisierung im Wärmemarkt durch Wärmespeicher, neue Regelverfahren für Kompressionskälteanlagen, Wärmepumpen und KWK-Anlagen ist für eine erhöhte Integration von fluktuierender Erzeugung notwendig. Gebäude selbst und deren Komponenten sind als Kurzzeitspeicher (Stunden bis mehrere Tage) gut geeignet. Warmwasserspeicher und Heizungspufferspeicher als Tages- bis Wochenspeicher nutzbar.

Klein-KWK als kostengünstiger Motor mit einer hohen Leistungsauslegung in Kombination mit PtH und Wärmespeicher im Gewerbebereich erfüllt am effizientesten die Anforderungen in diesem Sektor. (Abbildung 0-8 → **[8]**)

Die bestehenden Fördermöglichkeiten für thermische Speicher im KWKG sollten ausgebaut werden.

Vergleich zu anderen Technologieoptionen

Stationäre Brennstoffzellen (als KWK) sind nach bisherigen Analysen auch langfristig gegenüber motorbasierten KWK-Anlagen nicht wirtschaftlich.

Gas-Wärmepumpen konkurrieren in effizienten Gebäuden mit elektrischen Wärmepumpen und in ineffizienten Gebäuden mit Brennwertkesseln und setzen sich bei den dargestellten Randbedingungen im System nicht durch.

Weiterführende Handlungsempfehlungen sind:

Einführung dynamischer EEG-Umlage

Um das Flexibilitäts-Potenzial zu heben, sind regulatorische Maßnahmen wie die Einführung dynamischer Umlagen (z.B. EEG) auch für dezentrale flexible Verbraucher wie Wärmepumpen zu empfehlen. Zusätzlich kann dadurch technologieoffen die effiziente Verwendung von EE-Strom ermöglicht und sektorenübergreifend die Markteffizienz erhöht werden.

Eine verfassungskonforme Ausgestaltung der dynamischen EEG-Umlage ist möglich.

Ungleiche Kostenbelastung von Strom und Gas/Öl

Die Berechnungen für den Neubau und die Bestandsgebäude zeigen eine hohe Preisdifferenz zwischen Gas und Strom als größtes Hemmnis für die Erreichung der Ziele der Energiewende im Wärmemarkt. Eine stabile Förderung des Absatzmarktes für dezentrale und zentrale Wärmepumpen ist notwendig. Als Maßnahme kann als erster Schritt eine aufkommensneutrale Umschichtung der Stromsteuer bei Anhebung der Energiesteuer für Heizöl und –gas in Betracht gezogen werden.

Bei Änderungen der Stromsteuer sind die europarechtlichen Vorgaben der Richtlinie 2003/96/EG zu beachten, die Mindeststeuersätze für Strom – bei allerdings weitgehenden Ausnahmemöglichkeiten – vorschreibt.

Im kostenoptimalen Klimaschutzszenario entstehen hohe CO_2-Vermeidungskosten von ca. 180 €/t. Eine zumindest anteilige Bepreisung in Form einer CO_2-Steuer / CO_2-Abgabe bzw. CO_2-bezogenen Energiebesteuerung für fossile Energieträger (Erdgas / Erdöl) ist zu empfehlen. Die Einführung einer CO_2-Abgabe ist verfassungsrechtlich als Modifikation einer bestehenden Steuer generell nach Ansicht der Autoren zulässig.

Forcierung EE im Neubau

Als weiterer Schritt sollte der konsequente Einsatz von regenerativen Energieträgern (ohne Biomasse) im Neubausektor in Betracht gezogen werden.

Das EEWärmeG verpflichtet entsprechend Bauherren, technologieoffen eine bestimmte Menge erneuerbarer Energien zur Wärmeversorgung des Gebäudes einzusetzen. Aber auch ein Verbot von fossilen, dezentralen Heizkesseln im Neubau dürfte aus Gründen den Klimaschutzes verfassungsrechtlich zu rechtfertigen sein.

Roadmap Verkehr und Kernaussagen des Projektes

Für die Transformation des Verkehrssektors hin zu einer weitgehend klimaneutralen Energieversorgung ergeben sich aus den Analysen eine Vielzahl von Erkenntnissen, die im Folgenden in der Form von Kernaussagen zusammengefasst sind.

Das **Zusammenspiel der Sektoren** betreffend:

Der Verkehrssektor verschmilzt in Zukunft immer stärker mit dem Energiesektor

Um Synergien bei der Energieerzeugung, der Speicherung und Nutzung der Energie zu optimieren, müssen im Sinne einer möglichst kostenminimalen und ressourceneffizienten Erreichung der Klimaziele alle Sektoren gemeinsam betrachtet werden. Der Verkehrssektor kann dabei einen wesentlichen Beitrag zur Integration fluktuierenden EE-Stromes leisten, benötigt aber als neuer Verbraucher erneuerbarer Energien auch zusätzlich für den Verkehr gebaute EE-Erzeuger.

Der Verkehrssektor muss erhebliche Anstrengungen zur THG- und Endenergie-verbrauchsreduktion leisten.

Aus der sektorübergreifenden Betrachtung der Treibhausgasemissionen lässt sich der Beitrag ableiten, den der Verkehr zum Erreichen des nationalen Klimaschutzzieles zu leisten hat. In dem kostenoptimalen Szenario emittiert der nationale Verkehr im Jahr 2050 noch 50,8 Mio. t CO_2eq. Dies entspricht einer Minderung der Emissionen im Verkehrssektor gegenüber 1990 von 69 %.

Zudem hat das kostenoptimale Szenario die höchste Minderung des Endenergieverbrauchs unter den analysierten Verkehrsszenarien. Es wird darin eine Minderung gegenüber 2005, dem Basisjahr des Energiekonzeptes der Bundesregierung, um 44 % erreicht (Ziel Energiekonzept: 40 %).

Im Folgenden ist die Transformation des **Straßenverkehrs** im Bereich der verschieden Kraftstoffnutzungen und Antriebstechnologien hin zur Versorgung mit direkter Stromnutzung und strombasierten Kraftstoffen dargestellt (Abbildung 0-9). Für den **Individualverkehr** gewinnen dabei insbesondere Elektroautos langfristig eine dominierende Rolle.

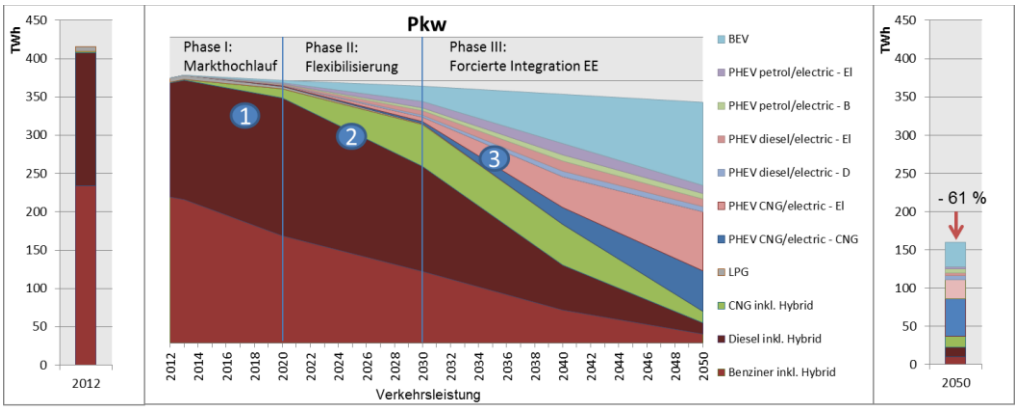


Abbildung 0-9: Roadmap Individualverkehr Straße (Pkw und LNF)

Im Güterverkehr ist der Oberleitungs-Lkw eine zentrale Technologie zur Dekarbonisierung.

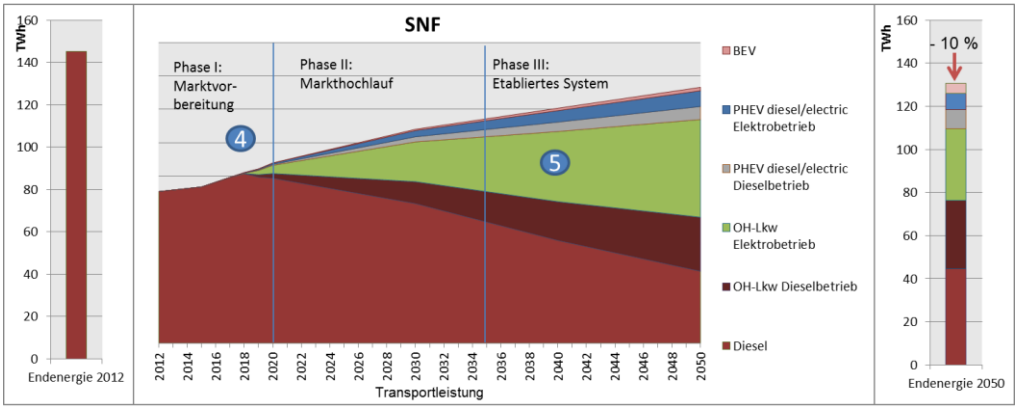


Abbildung 0-10: Roadmap Güterverkehr Straße (SNF)

Die Schlüsseltechnologie des kostenoptimalen Verkehrsszenarios ist die direkte Stromnutzung (Elektrifizierung)

Wesentliche Technologien im kostenminimalen Szenario sind BEV und PHEV bei den Pkw sowie der Oberleitungshybrid-Lkw bei den SNF. Durch die neuen Verbraucher im Verkehr steigt der Strombedarf des Verkehrssektors von heute 17 TWh auf 131 TWh in 2050.

Trotz Effizienzfortschritten bei den konventionellen Verbrauchern steigt u.a. durch den zunehmend über Strom abgedeckten Energiebedarf des Verkehrs der Nettostromverbrauch aller Sektoren im kostenoptimalen Szenario in Deutschland von 557 TWh in 2012 auf 793 TWh in 2050 (+42%). Die weiteren verglichenen Verkehrsszenarien haben im Vergleich dazu, bedingt durch den intensiveren Einsatz von Power-to-X-Technologien, nochmals höhere Strombedarfe.

Der Kostenvorteil der direkten Stromnutzung ergibt sich erst, wenn die Systeme ausgebaut sind

Für das kostenoptimale Szenario ist das Erreichen des Massenmarktes für die oben genannten Technologien der direkten Stromnutzung erforderlich. Dies ist durch einen entsprechenden regulatorischen Rahmen zu unterstützen:

Bei Pkw und kleinen Lkw benötigt es dafür über den Status Quo hinausgehende finanzielle Förderungen, wie z.B. die Einführung eines Bonus-Malus-Systems entweder als neue „Verschmutzungssteuer" oder als besondere „Verschmutzungsabgabe" im Wege der Kfz-Steuer (Zeitliche Einordnung in Abbildung 0-9 -> **[1]**), die in der aktuellen Markthochlaufphase individuelle Nachteile (Kosten, Reichweite) ausgleichen.

Im Güterverkehr sind für den Einsatz des Oberleitungshybrid-Lkw sowie dem Aufbau der dafür benötigten Infrastruktur überhaupt erst die Voraussetzungen für einen Markthochlauf zu schaffen (Politische Zielsetzung – national und europäisch, Förderung von Demonstrationsvorhaben, regulatorischer Rahmen, Finanzierungsmodelle) (Zeitliche Einordnung in Abbildung 0-10 -> **[4]**), so dass auch bei einer intensiven Weiterverfolgung dieses Technologiepfades erst langfristig von einem etablierten System ausgegangen werden kann **[5]**. Die Mittel zum Aufbau der Infrastruktur könnten dabei entweder aus der bestehenden Lkw-Maut oder durch Einführung einer eigenständigen OH-Netz-Maut für alle potentiellen Nutzer finanziert werden.

Elektromobilität stellt neben einer Erhöhung der Systemeffizienz auch ein hohes Flexibilitätspotenzial zur Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien

In dem kostenoptimalen Szenario wird die Nutzung der Synergien zwischen den Sektoren insbesondere nach 2035 wichtig, um hohe Mengen anfallenden fluktuierenden PV-Stromes mit den neuen Verbrauchern im Verkehr (z.B. Laden von BEV während der Arbeitszeit) kostengünstig in das System integrieren zu können. Um diese Synergien zu heben, sind mittelfristig Maßnahmen wie die Einführung dynamischer Umlagen oder eine Förderung von öffentlicher und gewerblicher Ladeinfrastruktur notwendig **[2]**.

Eine dynamische EEG-Umlage ist dabei verfassungskonform ausgestaltbar. Die Einführung einer fahrleistungsabhängigen Pkw-Maut zur Finanzierung der Ladeinfrastruktur ist rechtlich zulässig. Effizienz, Antriebskonzept und externe Kosten der Fahrzeuge sind probate Differenzierungskriterien, dabei ist ein hohes Maß an Datenschutz zu gewährleisten. Die Förderung der Ladeinfrastruktur kann ferner durch Einführung einer verfassungsrechtlich zulässigen Pflicht zur Einrichtung von Stellplätzen mit Anschluss an eine E-Ladesäule unterstützt werden.

Durch die begrenzte Verfügbarkeit von Biokraftstoffen ist der Einsatz von synthetischen Kraftstoffen notwendig

In allen betrachteten Verkehrsszenarien werden weiterhin flüssige sowie teilweise gasförmige Energieträger benötigt. Dabei ist die Nutzung von Biokraftstoffen wirtschaftlicher als eine Nutzung von strombasierten chemischen Energieträgern wie Power-to-Gas und Power-to-Liquid, jedoch ist das Potenzial an nachhaltiger Biomasse aufgrund der beschränkten Anbauflächen und Nutzungskonkurrenz begrenzt. Zur Erreichung der Klimaziele müssen daher auch strombasierten chemischen Energieträger im Verkehr eingesetzt werden.

Weiterhin haben, inklusive der CO_2-Vermeidungskosten, gasförmige Energieträger in 2050 Kostenvorteile gegenüber flüssigen Kraftstoffen. Eine zusätzliche Kostenminderung des Gesamtsystems kann daher durch den Ersatz von flüssigkraftstoff-betriebenen Verbrennungsmotoren in PHEV durch gasangetriebene Verbrennungsmotoren erreicht werden, für die jedoch der Ausbau einer zusätzlichen Infrastruktur (Gastankstellen) vorangetrieben werden muss **[3]**.

Die Kosten für Antriebstechnologien gleichen sich an, die Kosten der Energiebereitstellung werden entscheidend für die Kostenoptimierung

Die Fahrzeugkosten der neuen Technologien (Kaufpreis, Abschreibung) sind im zukünftigen Massenmarkt aufgrund von Lernkurveneffekten nicht wesentlich höher als Referenztechnologien heute. Sie sind zwar weiterhin der größte Kostenfaktor im Verkehr, der Kostenunterschied zwischen den untersuchten Verkehrsszenarien wird aber durch die Kosten für die Energiebereitstellung geprägt. Deswegen werden Effizienz und direkte Stromnutzung langfristig entscheidend.

Werden eine höhere Treibhauswirkung von Flugemissionen in großer Höhe berücksichtigt, hat das große Auswirkung auf den Strombedarf

Die Berücksichtigung der höheren Treibausgaswirkung von Flugemissionen in großer Höhe bei gleichem Gesamtziel (Europa -80% THG) würde zu einer weiteren zusätzlichen Steigerung des Strombedarfs in Deutschland um 25% führen. Es werden dann deutlich höhere Anteile an erneuerbaren chemischen Energieträgern wie PtG und PtL benötigt.

Robusten Entwicklungspfad identifizieren

Unter Effizienz- und Kostengesichtspunkten ist aus heutiger Sicht die direkte Stromnutzung (Batterie, Oberleitung) das optimale System, jedoch werden alle Antriebssysteme sich weiterentwickeln und müssen genau beobachtet werden. Neben den Kostenaspekt sind dabei weitere Punkte mit zu beachten.

So müssen insbesondere bei den Lkw die wirtschaftlichen Herausforderungen der Energiebereitstellung beim Einsatz von Wasserstoff oder von PtX-Kraftstoffen mit den strukturellen Herausforderungen der Einführung des OH-Lkw abgewogen werden. Dabei ist es einerseits notwendig, technologische Pfade rechtzeitig anzustoßen, um bis 2050 eine entsprechende Marktdurchdringungen zu erreichen, andrerseits kann eine verfrühte Einschränkung der Optionen zu deutlichen Mehrkosten führen. Eine intensive Diskussion auf der Basis dieser und weiterer Szenarien ist daher notwendig, um einen robusten Entscheidungs-Korridor zu identifizieren.

1 Einleitung

Klimawandel und Ressourcenknappheit erfordern eine Transformation der Energieversorgung. Die langfristige Vision für ein zukünftiges Energiesystem besteht in einer nachhaltigen CO_2-neutralen Energieversorgung auf Basis erneuerbaren Ressourcen. Im Energiekonzept strebt die Bundesregierung für das Jahr 2050 einen Anteil von 60% Erneuerbarer Energien (EE) am Bruttoendenergieverbrauch, sowie einen Anteil von 80% am Stromverbrauch an [BMWi, BMU (2010)]. Neben dem Stromsektor werden heute auch in den Sektoren Wärme und Verkehr große Mengen an fossilen Brennstoffen eingesetzt. Damit verbunden sind THG-Emissionen und hohe Kosten. Zur Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele müssen alle Sektoren ihren Beitrag leisten.

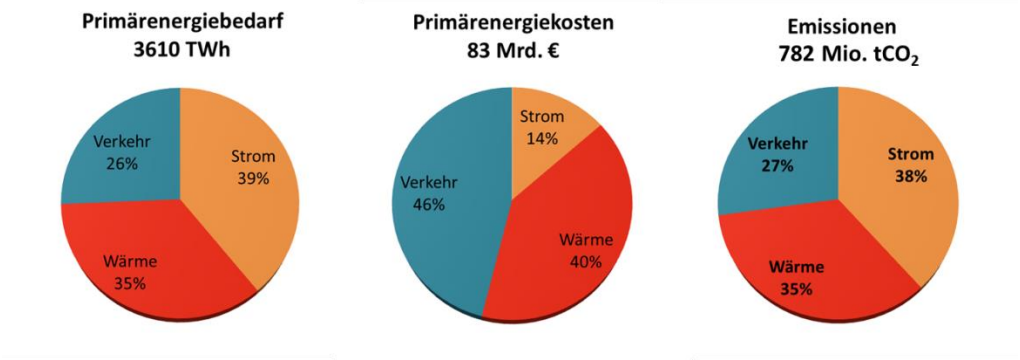


Abbildung 1-1:
Bedeutung der Sektoren Wärme und Verkehr im Gesamtsystem 2011

Bereits heute wird deutlich, dass der dynamisch wachsende regenerative Stromerzeugungssektor – insbesondere durch Wind- und Solarenergie – die tragende Säule der zukünftigen Energieversorgung bilden wird. Die Frage des Ausbaus dieser Technologien ist dabei stark vom zukünftigen sektorübergreifenden Strombedarf (inkl. Wärme, Verkehr…) abhängig.

Der Vorteil von Wind- und Solarenergie liegt in ihrem großen nachhaltigen Potenzial. Ihre größte Herausforderung liegt in der Beherrschung der fluktuierenden Einspeisecharakteristik. Diese Fluktuationen können heute noch von einem flexiblen Kraftwerkspark und durch großräumigen Stromtransport großteils ausgeglichen werden. Der höhere Anteil von erneuerbaren Energien erfordert Strategien zur Einspeisung von „Überschüssen" und der Überbrückung von Situationen mit geringer EE-Einspeisung.

Im vorliegenden Projekt wird analysiert wie hoch der Strombedarf in einem sektorübergreifend kostenoptimierten Zielszenario wäre, wenn das klimapolitische Ziel der THG-Emissionsreduktion bis 2050 um 80% gegenüber 1990 erreicht werden soll (Kapitel 4). Wesentlich ist dabei die Frage zu welchen Anteilen sich die Sektoren Wärme und Verkehr am Erreichen dieser Klimaziele beteiligen. Da es sich dabei nicht nur um eine nationale Aufgabe handelt, wird der europäische Wirtschaftsraum in die Untersuchungen mit einbezogen. Die damit verbundenen Herausforderungen hinsichtlich der zeitlichen Vereinbarkeit von Stromangebot- und nachfrage werden unter den entstehenden Synergien zwischen den Sektoren betrachtet(Kapitel 5).

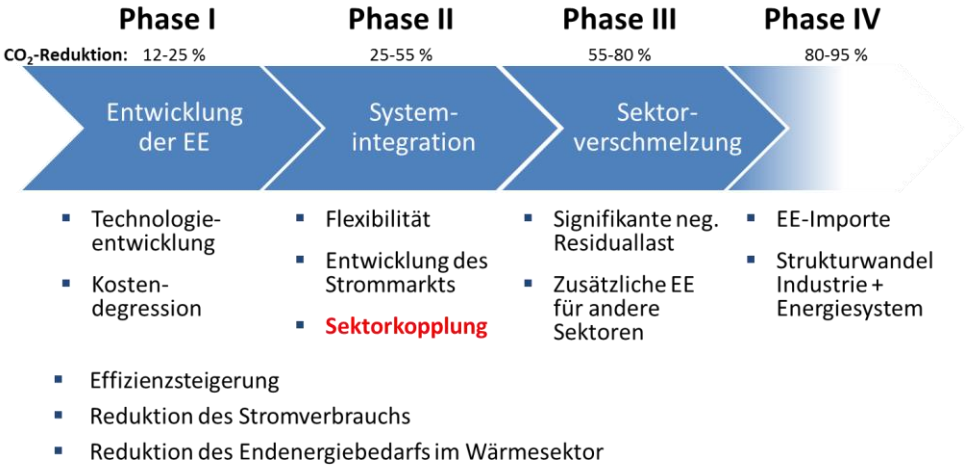


Abbildung 1-2:
Phasen der Energiewende

Um die Potenziale der Sektorkopplung in Hinblick auf eine kosteneffiziente THG-Reduktion zu heben werden Roadmaps für die Sektoren Wärme (Kapitel 6) und Verkehr (Kapitel 7) entwickelt, die ein solches angestrebtes Zielszenario möglich machen. Übergeordnet müssen sich diese Roadmaps in die grundsätzlichen Phasen der Energiewende einordnen. Es werden Impulse zu Handlungsmöglichkeiten in allen Sektoren vorgeschlagen um Schlüsseltechnologien durchzusetzen und damit die Roadmap umzusetzen. Diese Handlungsempfehlungen werden hinsichtlich ihrer rechtlichen Machbarkeit eingeordnet (Kapitel 8).

2 Ziel und Methodik

2.1 Klimapolitische Ziele

Den Rahmen des Projekts bildet die Annahme, dass das politisch forcierte Emissionsziel von -80% THG-Emissionen europaweit erreicht werden soll [BMWi, BMU 2010]. Dabei sollen alle Sektoren gleichberechtigt zum Erreichen dieses Ziels beitragen. Es soll untersucht werden, wie eine Verteilung der Anstrengungen über alle Sektoren und Technologien kostenoptimal zu erreichen ist. Dabei soll von der Option des Imports biogener und synthetischer Kraftstoffe aus dem außereuropäischen Ausland abgesehen werden. Ein weiterer Untersuchungsgegenstand ist dabei das so genannte „Burden Sharing" in der EU. Dies berücksichtigt die unterschiedlichen Ausgangspositionen der Mitgliedsländer (CO_2-Emissionen 1990, wirtschaftliche Entwicklung, EE-Ressourcen) und im speziellen die Rolle des internationalen Verkehrs.

In der Diskussion um klimapolitische Ziele zeigt sich, dass ein erheblicher Interpretationsspielraum hinsichtlich der politischen Klimaschutzziele besteht. Im vorliegenden Projekt wurde versucht die THG-Emissionen möglichst umfänglich darzustellen. Dies bedeutet zusätzlich zu der Bilanzierung nach Kyoto eine Berücksichtigung des internationalen Verkehrs, also dem internationalen Schiffsverkehr und dem internationalen Flugverkehr. Die THG-Bilanzierung ist in Kapitel 3.1 detailliert beschrieben.

2.2 Kostenoptimales Energieversorgungssystem

2.2.1 Definition Zielszenarien

Unter der Prämisse der zuvor genannten klimapolitischen Ziele wird ein, unter den getroffenen Annahmen, kostenoptimales Energieversorgungssystem bestimmt. Dabei wird das Modell einer sektorübergreifenden Kraftwerkseinsatz- und Zubauoptimierung (Fraunhofer IWES) eingesetzt. Der Fokus liegt dabei auf der detaillierten Berücksichtigung der Flexibilitäten im Verkehrs- und Wärmesektor und im Fall der Zubauoptimierung auf der Abbildung der Rückkopplung mit dem Gesamtsystem (CO_2-Ziel, Gesamtkosten, Stromnachfrage).

Dabei wird zwischen dem Zielszenario für das Jahr 2050 und den Stützjahren 2025 und 2035 unterschieden. Für das Jahr 2050 wird unter Einsatz der sektorübergreifenden Zubauoptimierung mittels Sensitivitätsuntersuchungen ein optimales Verkehrs- und Biomasseszenario bestimmt und darauf aufbauend ein optimiertes Strom- und Wärmeszenario für Europa ermittelt. Ziel ist die Ermittlung eines kostenminimalen Energieversorgungssystems für einen langfristig stabilen Zustand. Bemessungsgröße sind hierfür die annuitätischen Kosten bestehend aus Investitionskosten, fixe und variable Betriebskosten, Infrastrukturkosten). Entsprechend dieses Ziels werden Lernkurvenkosten bzw. Belastungen beim Einstieg in einem Pfad nicht berücksichtigt. Stattdessen wird von etablierten Märkten und langfristig stabilen Kosten entsprechend repräsentativer Lernkurven im Jahr 2050 ausgegangen. Eine detaillierte Beschreibung des Modells findet sich im Abschnitt 2.2.2.

Um die Erreichbarkeit des Zielszenarios analysieren zu können und eine zeitliche Einordnung der abzuleitenden Handlungsempfehlungen zu gewährleisten, wurde für die Jahre 2025 und 2035 eine Kraftwerkseinsatzplanung durchgeführt. Die Stützjahre orientieren sich an dem für das Zieljahr 2050 ermitteltem Ausbauzustand, basieren aber auch auf etablierten Mittelfristszenarien wie dem Netzentwicklungsplan [NEP

2014] und dem *Scenario Outlook & Adequacy Forecasts* (SOAF) [SOAF 2014] der ENTSO-E. Die Kraftwerkseinsatzplanung unterscheidet sich gegenüber der Zubauoptimierung dadurch, dass darin für ein vorgegebenes Szenario (Leistung Erzeuger/Verbraucher) bestehende konventionelle und erneuerbare Erzeuger durch Berücksichtigung von Mindestleistungen und Anfahrtskosten detaillierter abgebildet werden können.

2.2.2 Modell: Sektorübergreifende Zubauoptimierung

Im Rahmen des Projektes wurde die Kraftwerkseinsatzplanung am Fraunhofer IWES, wie sie bereits in Projekten wie „Roadmap Speicher" [IWES 2014] eingesetzt wurde, erweitert. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf der Abbildung der Sektorkopplung und der Abbildung von sektorübergreifenden Flexibilitäten. Dabei handelt es sich um eine freie Zubauoptimierung ohne Bestandsanlagen (mit Ausnahme von Wasserkraftanlagen/-speicher), die, unter dem alles übergeordneten Ziel, der Reduktion der THG-Emissionen, ein kostenoptimiertes Zielszenario ermittelt. Dabei können sowohl erneuerbare, als auch konventionelle Erzeugungskapazitäten zugebaut werden. Da es sich um eine stündliche Modellierung des Gesamtjahres handelt, kann auch ein kostenoptimierter Zubau von Speicher- und Flexibilitätsoptionen erfolgen. Im Wärmesektor wird ein kostenoptimierter Technologiemix für Gebäudetypen und den Niedrig- und Hochtemperaturbereich ermittelt, dessen Flexibilitätspotenziale, wie die des Verkehrssektors, in die stündliche Optimierung eingehen.

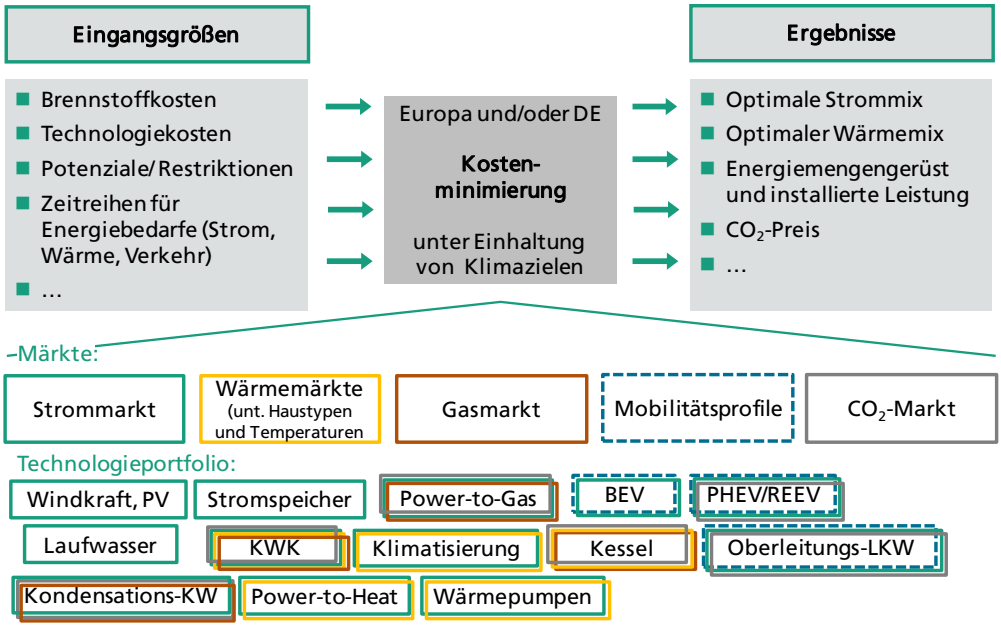


Abbildung 2-1: Schematische Darstellung der sektorübergreifenden Zubauoptimierung (Fraunhofer IWES)

Die Optimierung basiert auf einer stündlich aufgelösten linearen Kraftwerkseinsatzplanung, welche als zusätzlichen Freiheitsgrad den Zubau von Technologien zulässt. Mathematisch wird das techno-ökonomische Fundamentalmodell durch ein linearisiertes Problem beschrieben, welches unter Berücksichtigung vorgegebener technologischer Randbedingungen einen vollkostenminimalen Zubau und Einsatz der Stromerzeuger und –verbraucher ermöglicht. In Abbildung 2-1 ist der Aufbau schematisch dargestellt. Basierend auf Brennstoffkosten und Technologiekosten wird der kostenoptimale Erzeugungsmix bestimmt, wobei zu jedem Zeitpunkt die Lastdeckung gegeben sein muss. Die Betrachtung findet dabei staatenweise statt. Alle Länder sind mit Netzkuppelstellen miteinander verbunden und können darüber einen Stromaustausch gewährleisten. Zusätzliche Randbedingungen sind die Einhaltung der CO_2-Ziele über das Jahr sowie technische Randbedingungen

und Potenzialgrenzen. Zusätzlich werden Wärmebedarfsprofile und Energiemengen für verschiedene Temperaturniveaus und Anwendungsfälle vorgegeben, die zu jedem Zeitpunkt durch eine reine Heiztechnologie oder ein Strom-Wärme-Koppelprodukt bedient werden muss. Dabei muss eine Technologiekombination (beispielsweise Fernwärme-KWK mit Elektrodenkessel und Heizkessel) das gesamte thermische Lastprofil bedienen. Der Durchdringungsgrad verschiedener Technologien zur Wärmebereitstellung wird dabei kostenoptimal und mit dem Strommarkt simultan optimiert. Die thermische Lastdeckung ist an Hand eines Beispielsystems in Abbildung 2-2 dargestellt.

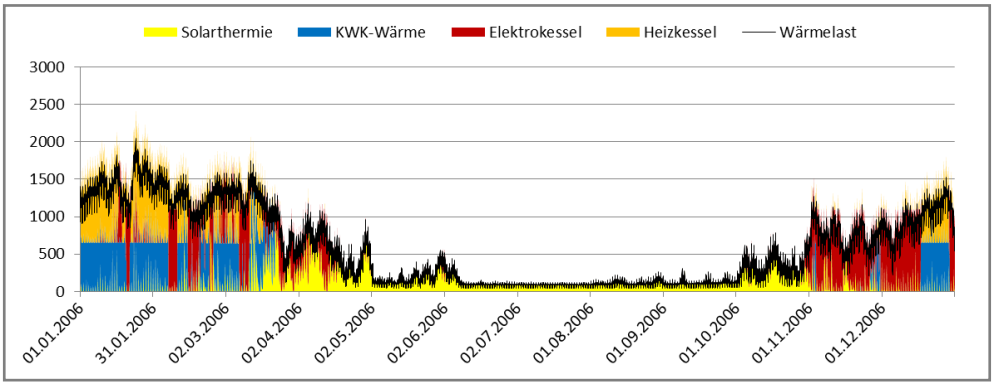


Abbildung 2-2: Beispielprofil zur thermischen Lastdeckung

Um die Flexibilitäten des Verkehrssektors direkt in die Einsatzplanung einbinden zu können, werden aggregierte, zeitlich aufgelöste Flexibilitätspotenziale für verschiedene Fahrzeugtypen mitoptimiert. Die Profile berücksichtigen dabei Fahrprofile, jeweilige Ladeinfrastruktur und technische Limitationen der Speicher. Zusätzlich zu vollelektrischen Fahrzeugen (BEV) und Hybridfahrzeugen (PHEV), werden auch Oberleitungs-LKW als Option des Direktstromeinsatzes im Güterverkehr abgebildet.

Als zusätzliche Flexibilitätsoption stehen der Optimierung Batteriespeicher mit einem festgelegten Verhältnis von Kapazität zu Leistung von 6 [IWES 2014], sowie Power-to-Gas-Anlagen als Zubauoption zur Verfügung. Power-to-Gas-Anlagen bekommen eine Gutschrift auf ihre CO_2-Emissionen für das Land in dem sie stehen.

Restriktionen durch inländische Netzengpässe werden in der hier verwendeten Konfiguration des Modells nicht erfasst. Hier wird mit der Annahme „Kupferplatte Deutschland" gerechnet, was entsprechend bei der Interpretation der Ergebnisse beachtet werden muss. Restriktionen bestehen jedoch in Hinblick auf die Kuppelleistungen des europäischen Übertragungsnetzes.

Durch die lineare Optimierung ist es möglich einen Grenzkostenpreis für die Strom- und Wärmeerzeugung zu jedem Zeitpunkt zu bestimmen. Analog dazu ist es ebenfalls möglich die Kosten für die Vermeidung einer zusätzlichen Einheit THG-Emissionen zu bestimmen.

Eine detaillierte Modellbeschreibung wird separat auf der Homepage des Fraunhofer IWES/Energiesystemtechnik veröffentlicht.

2.3 Gebäudesimulation und Entwicklung des Wärmesektors

Zur Bewertung der zukünftigen Entwicklung des Wärmesektors sowie dessen Interaktion mit dem Stromsektor wurden unterschiedliche Teilaspekte betrachtet. Die Analyse kann zwischen

- Effizienz der Wärmepumpen im Gebäudebestand

- Flexibilisierungspotenzial im Wärmesektor
- Restriktionen und Bewertung des technischen Wärmepumpenpotenzials
- Entwicklung der Wärmeszenarien

untergliedert werden.

Zur Bewertung der Effizienz bzw. der JAZ der WP wurden sechs Wohngebäudemodelle und ein Wärmepumpenmodell nach der TABULA Studie des IWU entwickelt [Loga, Diefenbach, Stein, & Born, 2012]. Die Leistungszahl, beziehungsweise Coefficient of Performance (COP) und die Jahresarbeitszahl (JAZ) werden herangezogen, um die Effizienz der Wärmepumpe sowie die des ganzen Heizsystems zu beurteilen.

Betrachtet wurden Luft-Wasser- und Sole-Wasser-Wärmepumpen sowie drei Verteilsysteme mit den Übergabesystemen Fußbodenheizung (VLT 33 - 35°C), Niedertemperaturheizung (VLT 45°C) sowie normaler Heizkörper (VLT 60°C). Tabelle 2-1 zeigt die betrachteten Simulationsvarianten für jeweils drei Ein- und drei Mehrfamilienhäuser des Wohngebäudebestandes.

		Heizkurvenregelung mit/ohne Pufferspeicher mit/ohne Lastmanagement					
		Luftwärmepumpen Niedrige VL			Solewärmepumpen Niedrige VL		
	Baujahr	FBH	HK	Heizkörper	FBH	HK	Heizkörper
EFH1	Bis 1978		x	x		x	x
EFH2	1979 - 1994		x	x		x	x
EFH3	1995 - 2009	x			x		
MFH1	Bis 1978		x	x		x	x
MFH2	1979 - 1994		x	x		x	x
MFH3	1995 - 2009	x			x		

FBH: Fußbodenheizung, Niedrige VL HK: Niedertemperaturheizkörper, VLT: Vorlauftemperatur

Tabelle 2-1: Betrachtete Simulationsvarianten der Bestandsgebäude, Wärmepumpen und Verteilsysteme

Ein zukünftiges Energiesystem mit einem hohen Anteil fluktuierender Energieerzeuger aus Wind- und Solarenergie steht einem flexiblen Wärmemarkt gegenüber. Zur Bewertung des Flexibilitätspotenzials des Wärmemarkts wurde dieser repräsentativ zwischen Raumwärme der Wohngebäude und Raumkälte im GHD-Sektor unterschieden.

Untersucht wurde die Trägheit der Gebäudemasse bzw. die thermische Speicherfähigkeit der Gebäude. Als komfortzulässigen Flexibilisierungsgrad der thermischen Gebäudespeichermasse wurde eine eher konservative Annahme einer Temperaturveränderung gegenüber der Sollraumtemperatur von +- 1K angenommen. Die Heizkurve verschiebt sich durch die veränderte Regelung in den Niedrigtarifzeiten durch das Lastmanagement beziehungsweise durch das Stromsignal um 1 K nach oben, um mehr Wärme im Gebäude zu speichern. Umgekehrt verschiebt sich die Heizkurve in den Hochtarifzeiten um 1 K nach unten, damit sich die Wärmeerzeugung und die benötigte elektrische Energie der Wärmepumpe reduziert.

Abbildung 2-3 zeigt schematisch die Regelstrategie einer Wärmepumpe in Abhängigkeit der Ertragsprognose und einem zeitvariablen Stromtarif.

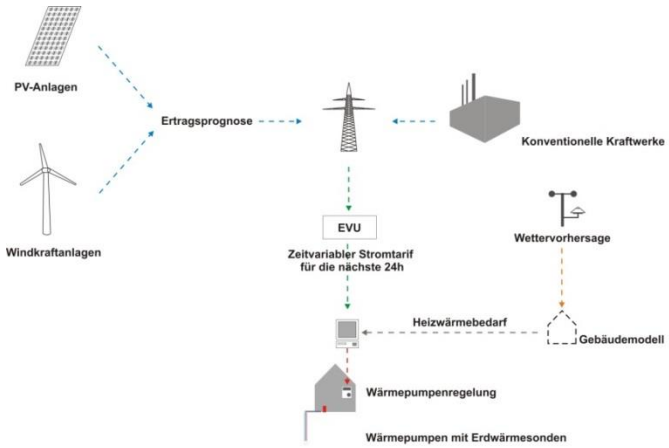


Abbildung 2-3: Schematische Regelstrategie einer flexiblen Wärmepumpe

Die Verschiebungsmöglichkeit, die sich in Abhängigkeit von der Gebäudeklasse und der Zeit ändert, sagt aus, ob die Wärmekapazität sowie der Bedarf an elektrischer Energie verschoben werden kann und wie hoch die Zeitspanne während geringer regenerativer Erzeugung ist. Als Ergebnis konnte eine thermische Speicherfähigkeit der Gebäudemasse in einem Bestandsgebäude mit Baujahr 1979 bis 1994 in Abhängigkeit der Außentemperatur zwischen 2 und 5 Stunden bei einer Verschiebung der Sollraumtemperatur von 1K erzielt werden. Je besser der energetische Dämmstandard, desto größer wird die Verschiebezeitspanne und kann auch bei geringer Temperaturerhöhung bis zu einem Tag im Neubau ansteigen.

Neben dem Wärmebedarf wird auch der Raumkühlbedarf betrachtet. Mit derzeit 2,6 TWh_{el} ist dieser ungleich geringer zum Raumwärmebedarf in Deutschland. Im Gegensatz vom Wärmebedarf kann zudem von einem steigenden Klimatisierungsbedarf insbesondere in Nichtwohngebäuden ausgegangen werden. Es wird angenommen, dass dieser bis zum Jahr 2050 um rund 10 TWh_{el} steigt.

Die Untersuchung des thermischen Verhaltens von Nichtwohngebäuden (Büro und Einzelhandel) zeigt, dass während der Kühlperiode im Sommer aufgrund der schweren Bauweise Temperaturspitzen zeitverschoben um 2 bis 4 Stunden zu den auftretenden Solarstrahlungsspitzen auftreten [Schumacher & Pham, 2014]. Aufbauend auf den Referenzfällen wurden Kälteanlagen im DSM-Betrieb untersucht. Durch Lastmanagement ist ein Lastverschiebungspotenzial von rund zwei bis drei Stunden in Bürogebäuden und rund zwei Stunden im Handel zu verzeichnen. Eine detaillierte Beschreibung der Methodik ist im Anhang zu finden [Schumacher & Pham, 2014].

Die Ergebnisse der Flexibilitätspotenziale im Wärme- und Kühlsektor durch Ausnutzung neuer Regelstrategien sowie der thermischen Speicherfähigkeit wurden aus diesen Voruntersuchungen in das Gesamtmodell zurückgekoppelt.

Neben der Flexibilisierung des Wärmemarkts durch elektrische Wärmepumpen und der thermischen Speicher (Gebäudemasse und Warmwasserspeicher) wurde das generelle Ausbaupotenzial der Luft-Wasser-WP bzw. der Sole-Wasser-WP in den einzelnen Gebäudeklassen durch Expertenbefragungen und eigenen Einschätzungen am Fraunhofer IBP bewertet, siehe Kapitel 4.4.

Die Sanierungsszenarien des Wärmesektors bestehen aus weiteren Inputparametern, welche in Kapitel 3.3.3 näher beschrieben sind. Einfluss nimmt der Neubau und Rückbau der Wohn- und Nichtwohngebäude, eine Effizienzsteigerung der Anlagentechnik sowie die Entwicklung des Klimawandels nach prognostizierten DWD Wetterdaten bis zum Jahr 2050. Schließlich werden zwei unterschiedliche

Sanierungstiefen des Gebäudebestandes betrachtet und gehen in die Entwicklung der Wärmeszenarien ein.

2.4 Verkehrsszenarien

Die Verkehrsszenarien werden mit dem vom ifeu im Auftrag des Umweltbundesamtes entwickelten Emissionsmodells TREMOD (Transport Emission Model) berechnet. Wichtigste Ausgangsgrößen des Modells für die Gesamtoptimierung sind der Energieverbrauch nach Energieträgern und Fahrzeugschichten sowie die Fahrzeugkosten und die Infrastrukturkosten der Energiebereitstellung.
Grundlagen der Emissionsberechnungen für alle Verkehrsträger in TREMOD sind umfangreiche nationale und internationale Datenquellen zu den Aktivitätsdaten (Fahrzeugbestände, Fahr- & Verkehrsleistungen, Kraftstoffabsatz) und spezifischen Verbrauchs- und Emissionsfaktoren (siehe [IFEU2014]). TREMOD ist eng verknüpft mit dem als Datenbank realisiertem "Handbuch Emissionsfaktoren für den Straßenverkehr" (HBEFA), welches die komplexe Datenbasis der Emissionsmessungen aufbereitet und repräsentative Verbrauchs- und Emissionsfaktoren für alle Fahrzeugkategorien sowohl in hoher Auflösung für relevante Fahrzeugschichten und Verkehrssituationen als auch aggregiert (z.B. mittlerer Emissionsfaktor für Pkw in Deutschland im Jahr 2010) bereit stellt. Die hier verwendete TREMOD-Version 5.4 beruht auf dem HBEFA 3.2 [INFRAS 2010].
Die Berechnungen des Energieverbrauchs und der Emissionen der Verkehrsträger Schiene, Binnenschifffahrt und Luftverkehr beruhen auf differenzierten statistischen Daten zur Verkehrsleistung, zum Energieverbrauch und motorspezifischen Emissionsfaktoren, die über Sonderauswertungen des Statistischen Bundesamtes und anderer Institutionen zur Verfügung gestellt werden und weitere Quellen.

Die Szenarienrechnung beruht dabei auf Annahmen zur Entwicklung der zukünftigen Flottenzusammensetzung und deren Eigenschaften (Effizienzentwicklung, Emissionsverhalten, Nutzungsmuster). In der folgenden Abbildung der Berechnungsablauf für den Straßenverkehr dargestellt. Sie besteht aus folgenden Elementen:

- **Flottenmodul:** Der differenzierte Fahrzeugbestand aus der KBA-Statistik (Realbestand) oder der mittels eines Umschichtungsmodells aus Neuzulassungen und Überlebenskurven berechnete Bestand (Szenarien) wird mit Kennzahlen zur mittleren Fahrleistung der verschiedenen Fahrzeugschichten verknüpft. Man erhält so eine differenzierte jährliche Fahrleistungsverteilung der Fahrzeugflotte für jede Fahrzeugkategorie.
- **Fahrleistungsmodul:** Die jährlichen Gesamtfahrleistungen je Fahrzeugkategorie werden mit geeigneten empirischen Informationen oder Annahmen auf die Straßenkategorien heruntergebrochen und innerhalb jeder Straßenkategorie weiter auf die Verkehrssituationen, für die die Emissionsfaktoren vorliegen.
- **Emissionsmodul:** Im Emissionsmodul werden die Verbrauchs- und Emissionsfaktoren aus dem HBEFA so aufbereitet, dass sie mit den differenzierten Fahrleistungen aus dem Fahrleistungsmodul und Fahrleistungsanteilen der Flotte aus dem Flottenmodul verknüpft werden können.
- **Kostenmodul:** Die spezifischen Fahrzeugkosten sowie die Kosten für die Infrastruktur zur Energiebereitstellung werden mit den entsprechend differenzierten Fahrleistungs- und Flottendaten verknüpft.

Durch Verknüpfung aller Informationen ergeben sich die jährlichen Gesamtverbräuche und -emissionen sowie Kosten sowohl aggregiert als auch in hoher Differenzierung.

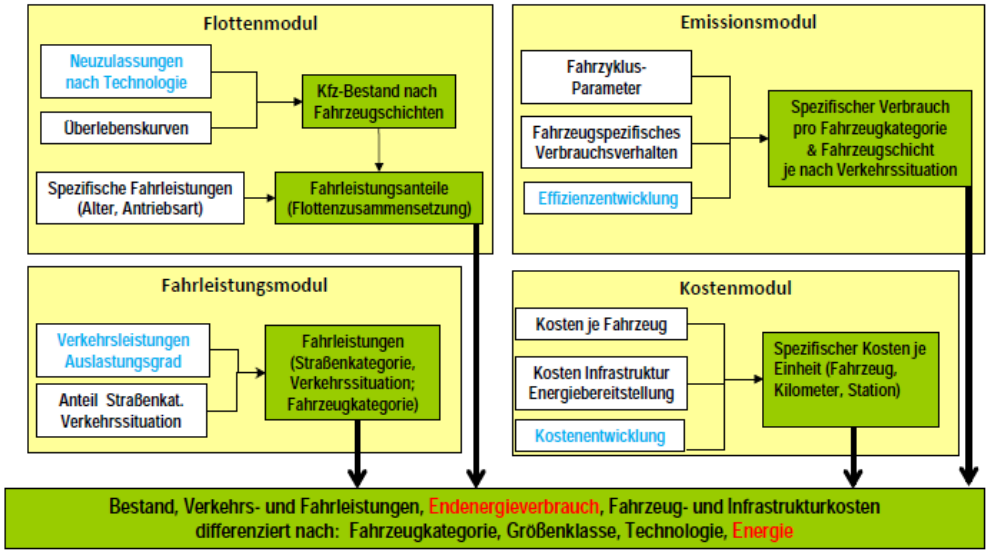


Abbildung 2-4:
Schematische Darstellung TREMOD

2.5 Zusammenwirken der Modelle und Abbildung des Gesamtsystems

Das Zusammenwirken der Modelle ist schematisch in Abbildung 2-5 dargestellt. Die sektorübergreifende Zubauoptimierung und damit die Simulation des Gesamtsystems ist auf eine möglichst detaillierte Abbildung aller Sektoren angewiesen. Im Fokus der Sektorenuntersuchung steht Deutschland. Für die Bilanzierung der THG-Emissionen und den Stromaustausch wird vorgelagert der europäische Rahmen (Vereinfachung der Sektoren) simuliert. Der Wärmesektor ist in der Simulation komplett inklusive der Investitionsentscheidungen in die Optimierung integriert. Das Fraunhofer IBP liefert als Inputdaten daher nach Gebäudeklassen und Sanierungsjahren aufgeschlüsselte Endenergiebedarfsprofile. Um eine Investitionsentscheidung im Wärmesektor möglich zu machen, werden mit dem Modell TRNSYS und basierend auf Datenbanken technische und ökonomische Kenndaten für alle Wärmetechnologien bereitgestellt. Da Investitionsentscheidungen im Verkehrssektor nicht in der Gesamtoptimierung getätigt werden, werden vorgelagert Verkehrsszenariovarianten kombiniert mit Biomassevarianten gerechnet. Diese werden miteinander verglichen um ein für die gesetzten Rahmenbedingungen optimales Verkehrsszenario zu erhalten. Das IFEU ermittelt mit dem TREMOD-Modell sieben konsistente Verkehrsszenarien (Straßenverkehr), die mit vier Biomasse-Szenarien des Fraunhofer IWES kombiniert werden. Ausgewählte Szenariovarianten werden mit der Zubauoptimierung des Fraunhofer IWES berechnet, dann auf alle Varianten bezogen und aus den Ergebnissen wird ein Basisszenario abgeleitet. Für das Verkehrs/Biomasse-Basisszenario werden Variantenrechnungen für entscheidende Einflussparameter wie den Wärmebedarf und die Bilanzierung von Emissionen im Flugverkehr durchgeführt. Aus dem kostenoptimierten Zielszenario für das Basisszenario werden unter Berücksichtigung der Erkenntnisse der Sensitivitäten Schlüsseltechnologien der Sektoren Wärme und Verkehr identifiziert. Die Stiftung Umweltenergierecht analysiert die momentane rechtliche und förderpolitische Situation dieser Schlüsseltechnologien. Um ein den klimapolitischen Anforderungen entsprechendes Zielszenario zu erreichen werden Roadmaps und Handlungsempfehlungen für die Sektoren entwickelt, die eine Transformation des heutigen Energiesystems zum Zielsystem ermöglichen. Die Handlungsempfehlungen werden hinsichtlich ihrer juristischen Machbarkeit durch die Stiftung Umweltenergierecht geprüft.

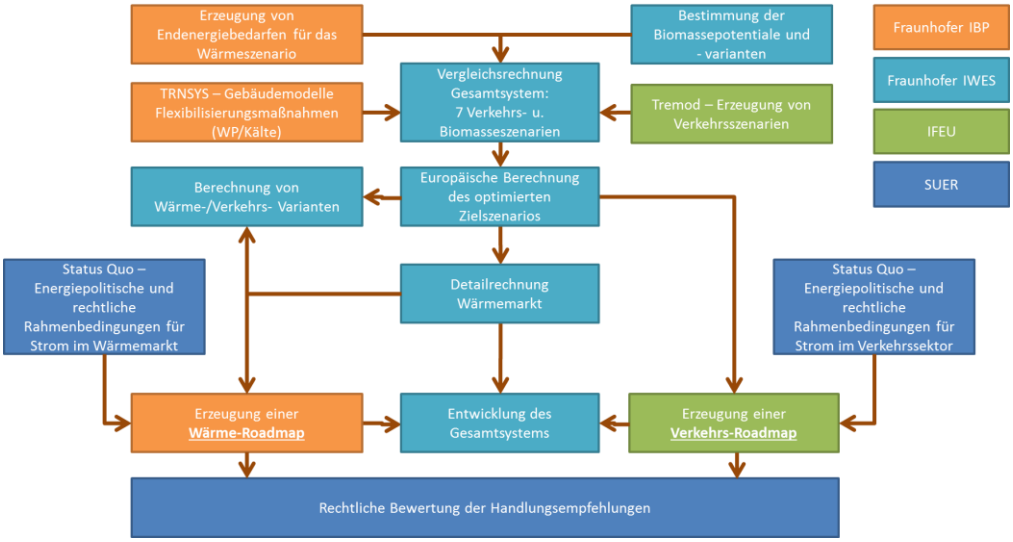


Abbildung 2-5:
Schematische Darstellung des Projektablaufs

3 Rahmenbedingungen der Energiesektoren

3.1 Klimapolitische Rahmenbedingungen und Sozioökonomischer Rahmen

Neben dem klimapolitisch festgelegten Rahmen ist die Entwicklung des Energiesystems stark von der Entwicklung sozio-ökonomischer Randbedingungen abhängig. Dazu gehören vor allen Dingen Annahmen zur Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung. Im vorliegenden Projekt wurden diese Annahmen analog zu der Veröffentlichung Klimaschutzszenario [Öko/ISI 2014] getroffen. Dies bedeutet für Deutschland eine Bevölkerungsentwicklung von -9,5% gegenüber 2010, sowie ein Wachstum des BIP um 41% gegenüber 2010. Die Bevölkerungsverteilung in Europa ist in Abbildung 3-1 dargestellt.

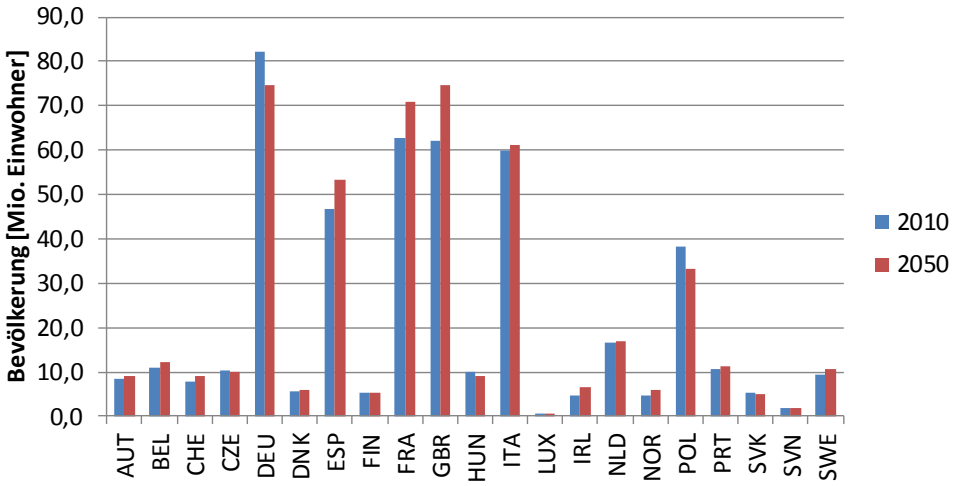


Abbildung 3-1: Bevölkerungsentwicklung Europa

Quelle: nach [Eurostat, 2009]

Basierend auf den sozioökonomischen Rahmendaten ergeben sich wesentliche Verbrauchsentwicklungen. Im Wärmesektor ist die Bevölkerungsentwicklung ein wesentlicher Faktor für die Entwicklung des Wärmebedarfs in Haushalts- und GHD-Anwendungen. Der Wärmebedarf in der Industrie ist hingegen maßgeblichen von der Entwicklung des BIP abhängig[1]. Die Wärmebedarfsentwicklung ist ausführlich in Kapitel 3.3.3 dargestellt. Im Verkehrssektor beeinflusst die Bevölkerungsentwicklung die Personenverkehrsleistung, während das BIP starken Einfluss auf die Gütertransportleistung hat. Die entsprechende Bedarfsentwicklung ist in Kapitel 3.4.1 dargestellt. Für die ökonomische Bewertung der Technologien wird ein kalkulatorischer Zinssatz von real 5% angenommen. Die Preise haben als Bezugspunkt 2010.

Eine wesentliche Kenngröße für die Entwicklung des Energiesystems ist die Preisentwicklung der Brennstoffe. In dem im Projekt entwickelten Szenario sind die 2050 noch eingesetzten Primärenergieträger Erdgas in allen Sektoren und Mineralöl in den Sektoren Wärme und Verkehr. Da es sich um eine für das Energiesystem kostenoptimierte Zubauoptimierung handelt, sind steuerliche Belastungen und Abgaben in den Eingangsdaten für die Investitionsentscheidungen nicht berücksichtigt.

[1] Das Szenario zum Industrieverbrauch basiert auf den Langfristszenarien 2011, aber damit auf vergleichbaren Wirtschaftsdaten wie [Öko/ISI 2014]

Eine Analyse der steuerlichen Effekte ist in Kapitel 5.2 dargestellt. Welche Belastungen Hemmnisse für die vorgeschlagene Entwicklung darstellen ist in den Handlungsempfehlungen dargestellt. Die Brennstoffpreise 2050 basieren auf den Preisentwicklungen im Klimaschutzszenario [Öko/ISI 2014]. Für die Simulation der Stützjahre 2025 und 2035 wurde analog zum Szenariorahmen des NEP auch auf dessen Brennstoffpreise zurückgegriffen [ÜNB 2014].

[€/MWh] frei Kraftwerk	2010	2025	2035	2050
Erdgas	22,9	33,5	38,5	51,1
Mineralöl	59,9	77,9	85,1	107,4

Tabelle 3-1: Brennstoffkosten

Neben den sozio-ökonomischen Rahmendaten spielen auch die politischen Zielgrößen eine entscheidende Rolle. Wesentliches Kriterium für die Optimierung ist die Einhaltung des THG-Emissionsminderungsziels. Das Minderungsziel wurde in diesem Projekt wie in Abbildung 3-1 dargestellt, auf die kompletten Emissionen im Jahr 1990 bezogen. Dies umfasst neben den energetischen Emissionen auch die kompletten nicht energetischen Emissionen, inklusive der Emissionen aus Landnutzungsänderungen (LULUCF), sowie den internationalen Verkehr. Damit unterscheidet sich die Vorgehensweise gegenüber der Bilanzierung nach Kyoto, da darin keine Berücksichtigung des internationalen Verkehrs stattfindet.

Eine besondere Schwierigkeit liegt bei der Ableitung der nicht-energetischen Treibhausgas-Emissionen Eine Fortschreibung der historischen Entwicklung mit 85 Mio.t stellt dabei einen mittleren Wert zwischen den Emissionen nach [Öko/ISI 2014] ohne CCS und dem technischen Potenzial nach [UBA 2013b] dar. Für die europäischen Länder wurde eine Aufteilung der Emissionen wie in den *National Inventory Submissions 2011* [NIS 2011] der vereinten Nationen durchgeführt.

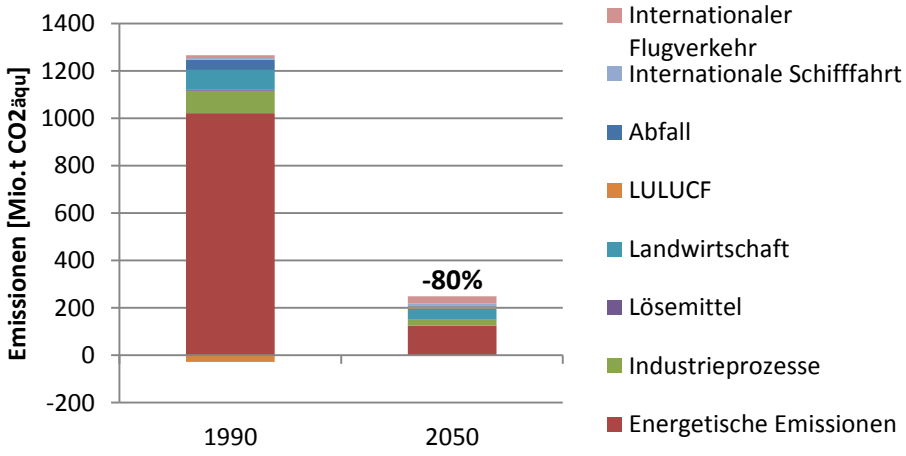


Abbildung 3-2: THG-Reduktionsziel für Deutschland

Die Emissionen aus dem internationalen Verkehr sind nicht Teil des Kyoto Protokolls, allerdings sind sie bereits heute Teil des *EU Emission Trading System* (EU-ETS). Deshalb, und weil die Emissionen im internationalen Verkehr in Zukunft vermutlich einen deutlich größeren Anteil an den Gesamtemissionen haben werden, sollten sie bei der Erstellung eines Szenarios berücksichtigt werden. Die Prognose der Emissionen des internationalen Verkehrs basieren auf den Rahmenbedingungen des Verkehrssektors, wie sie in Kapitel 3.3 dargestellt sind. Eine Aufschlüsselung für die europäischen Länder erfolgt ebenfalls an Hand der im Rahmen der *National Inventory Submissions 2011* [NIS 2011] veröffentlichten Daten. Ein Problem ist die Allokation der Emissionen des internationalen Verkehrs. Je nach Allokationsmethode (hier gewählt - Teritorialprinzip Tankmenge) können kleine Länder mit großen Flug- oder Seehäfen einer erhöhten Belastung unterliegen.

Neben den Emissionen aus internationalem Verkehr sorgen auch andere Faktoren dafür, dass die Emissionsziele für jedes Land unterschiedlich schwierig erreichbar sind. Durch die Wahl des Jahres 1990 als Basisjahr, haben viele osteuropäische Länder einen sehr hohen Emissionsbasiswert und damit verhältnismäßig leicht erreichbare Ziele. In Abbildung 3-3 sind für alle betrachteten Länder die THG-Emissionsziele, die nicht-energetischen Emissionen sowie die Emissionen aus internationalem Verkehr eingezeichnet. Die daraus resultierenden energetischen Emissionen ergeben sich aus dem verbleibenden Emissionspotenzial.

In der Erstellung des Szenarios wird ein gemeinsames europäisches THG-Emissionsreduktionsziel angestrebt, wodurch eine länderübergreifende kostenoptimale Klimaschutzpolitik erreicht werden kann („Burden Sharing"). Daher ist die Allokation der Emissionen aus internationalem Verkehr für die europäischen Rechnungen nicht relevant.

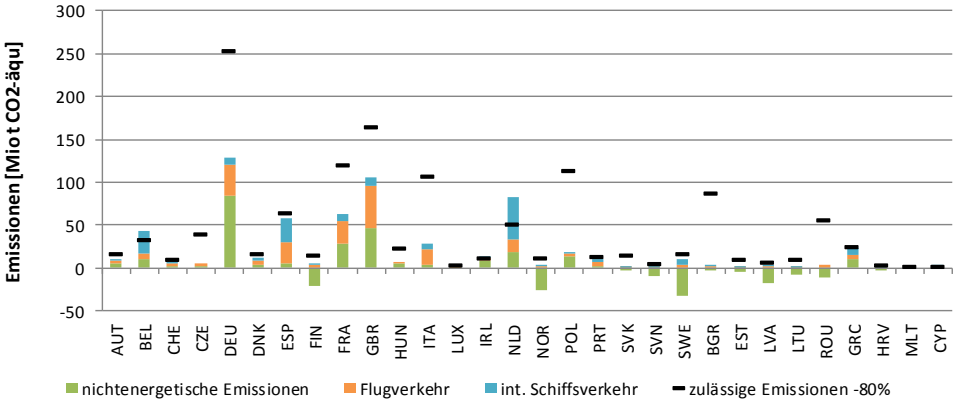


Abbildung 3-3:
Der Effekt des „Burden-Sharing" in Europa

3.2 Rahmenbedingungen des Stromsektor

3.2.1 Technologieentwicklung

Ein wesentlicher Faktor für die Ausgestaltung eines kostenoptimalen Stromerzeugungsmixes sind die Investitions- und Betriebskosten der Erzeugungs- und Speichertechnologien. Im folgenden Kapitel sind die ökonomischen und technologischen Kenndaten der Technologien, die für eine Zubauentscheidung zur Verfügung stehen, dargestellt.

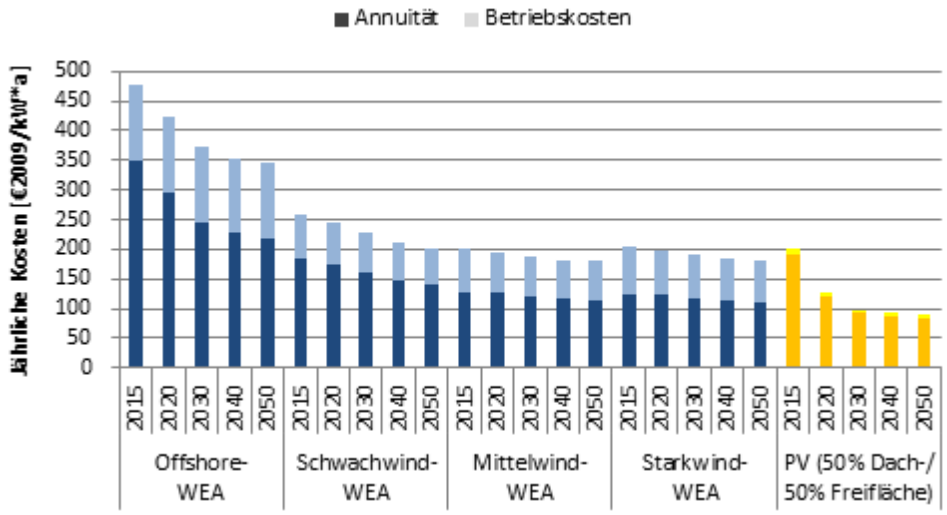


Abbildung 3-4: Technologiekostenentwicklung Wind/PV

Bei der Stromerzeugung sind für ein ambitioniertes Klimaschutzszenario die Erzeugungstechnologien Wind und PV sehr dominant. Da es bei beiden Technologien noch sehr starke technische Fortentwicklungen gibt, kann bis zum Jahr 2050 noch von einer sehr starken Kostendegression ausgegangen werden. In Abbildung 3-4 ist die Entwicklung der annuitätischen Investitions- und Betriebskosten für die Technologien dargestellt. Da die Stromgestehungskosten der fluktuierenden erneuerbaren Energien sehr stark vom Standort und der dort vorherrschenden Ressource abhängig sind, wird in dem Projekt zwischen Anlagen nach einzelnen europäischen Ländern, in Nord- und Süddeutschland sowie nach verschiedenen Stromgestehungsklassen (SGK) unterschieden. Zusätzlich kann die Optimierung zwischen verschiedenen Windturbinentypen wählen, die in Flächenkonkurrenz zueinander stehen und verschieden Ausbaupotenziale ermöglichen. Die Installation für PV-Anlagen erfolgt immer in einem Verhältnis von 50%/50% für Freiflächen und Dachanlagen. Drei verschiedene Stromgestehungsklassen bilden auch dort die verschiedenen Einstrahlungsressourcen ab. Die daraus resultierenden Stromgestehungskosten sind in Abbildung 3-5 für Deutschland dargestellt. Als Beispiel für 2050 setzen sich die Investitionskosten für PV von 56 €/kW/a aus 45 €/kW/a für Freiflächen und 68 €/kW/a für Dachflächen zusammen.

Neben den Stromgestehungskosten ist auch das Einspeiseprofil entscheidend für die Zubauentscheidung. Für jeden Anlagentyp und jede Stromgestehungsklasse werden daher auf Basis räumlich und zeitlich hoch aufgelöster Wetterdaten verschiedene Einspeiseprofile des Wetterjahres 2006 generiert. Die Erzeugung der Einspeisezeitreihen erfolgt unter Berücksichtigung geeigneter Flächen und den Dargebotspotenzialen der regenerativen Ressource analog zum Vorgehen im Projekt „*Roadmap Speicher*" [IWES 2014].

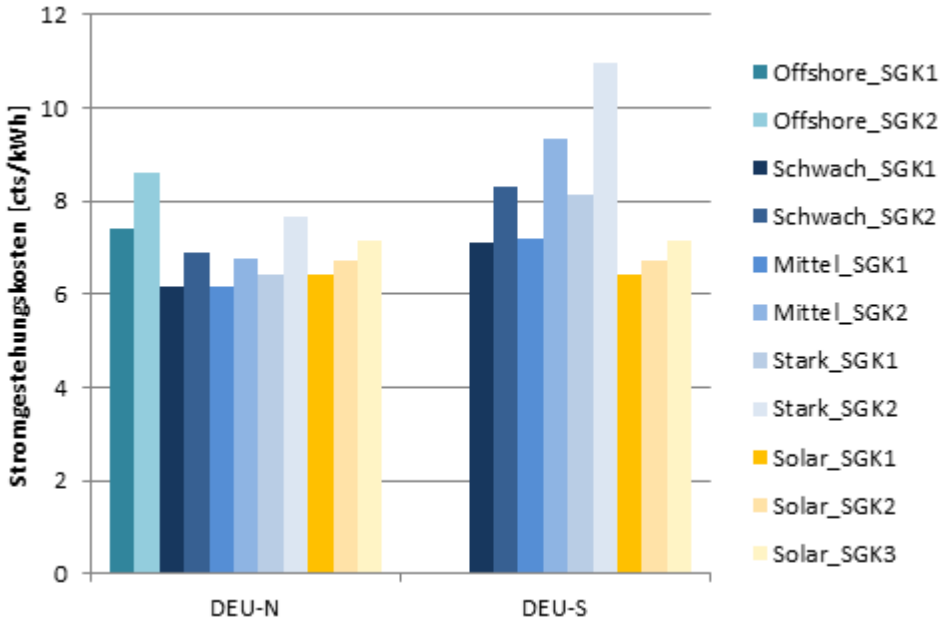


Abbildung 3-5: Stromgestehungskosten Deutschland

Um auch zu Zeiten geringer Einspeisung aus flexiblen erneuerbaren Energien (fEE) eine sichere Stromversorgung gewährleisten zu können, stehen der Optimierung konventionelle Kraftwerkstechnologien sowie Speicher zur Verfügung. In Tabelle 3-2 sind die Investitions- und Betriebskosten der verschiedenen Technologien für das Zieljahr 2050 dargestellt.

Technologie	Wirkungsgrad [%]	Investitionskosten [€/kW]	Betriebskosten [€/kW/a]
Gasturbinen	46,5	400	10
GuD-Kraftwerke	62,0	900	22,5
KWK-Kraftwerke*	56,0	1200	30
Groß-WP*	380	500	7,5
Elektrodenkessel*	99	100	2,5
Spitzengaskessel*	94	211	6,5
Groß-Solarthermie	30,0	190	2,0
Wärmenetz*	90	220	2,2
Wärmespeicher [€/m³ bzw. €/m³/a]*	90	670	8
Power2Gas (Methanisierung)	60,0	1000	30
Batteriespeicher (6h)	84,0	435	4,4

Tabelle 3-2: Invest- und Betriebskosten konv. Kraftwerke und Speicher

3.2.2 Stromverbrauchsentwicklung

Neben Annahmen zur Kosten- und Effizienzentwicklung der Erzeugungstechnologien müssen auch Annahmen zum Stromverbrauch getroffen werden. Das politische Ziel ist eine Verminderung des Bruttostromverbrauchs um 25% gegenüber 2008. Im Rahmen dieses Szenarios wird angenommen, dass eine Reduktion des Nettostromverbrauchs

2008[1] um 25% die Basis für den herkömmlichen Verbrauch darstellt, zusätzliche Verbraucher aber möglich und nötig sind. Dadurch ergibt sich ein herkömmlicher Stromverbrauch von 415 TWh/a für das Jahr 2050. Da sich in Summe der Stromverbrauch durch zusätzliche Verbraucher erhöht, müssen auch Netzverluste separat vom Effizienzziel gewertet werden. Durch den Freiheitsgrad des absoluten Stromverbrauchs können Netzverluste in einer linearen Optimierung schlecht abgeschätzt werden. Durch einen iterativen Prozess wurden die Netzverluste auf 32 TWh/a für 2050 gegenüber 24 TWh/a für 2008 festgelegt.

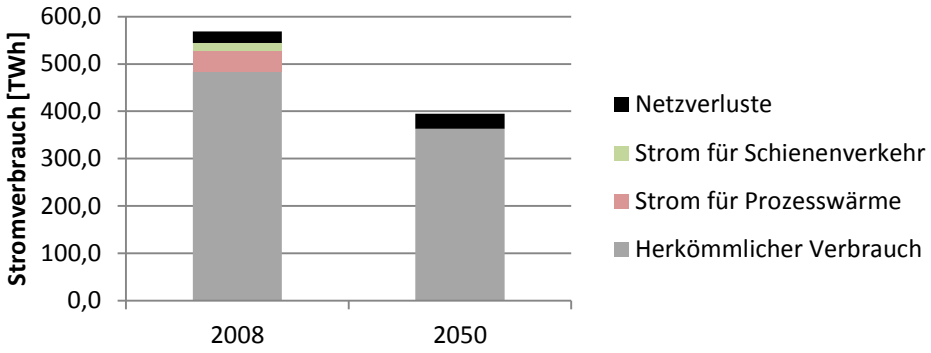


Abbildung 3-6:
Stromverbrauch

In einem zukünftigen Szenario entstehen zusätzliche Stromverbraucher die flexibel den durch fEE produzierten Strom einkoppeln können und teilweise eine sehr hohe Effizienz haben. Teil des Optimierungsvorhabens ist es zu ermitteln, welche der Sektorkopplungstechnologien unter ökonomischen Kriterien sinnvoll und notwendig sind, um die angestrebte THG-Minderung zu erreichen. Da dadurch ein modellendogener zusätzlicher Stromverbrauch entsteht, ist der gesamte Stromverbrauch im Szenario Ergebnis des Optimierungsprozesses. Berücksichtigte Technologien die einen zusätzlichen Stromverbrauch erzeugen sind:

- E-Kfz (BEV/PHEV)
- Oberleitungs-Lkw (H0-Lkw)
- Power-to-Heat (PtH) – zentral: Elektrodenkessel in Industrie, Fernwärme
- Power-to-Heat (PtH) – dezentral: Heizstab in Brennwertkessel, Mini-KWK, Gas-Wärmepumpe
- Wärmepumpen: dezentral: Haushalt; zentral: Fernwärme, Industrie
- Power-to-Gas (PtG)

3.2.3 EE-Potenziale

Da im Rahmen des Projektes eine Ausbauplanung der fluktuierenden erneuerbaren erfolgt, sind die Systemgrenzen durch die Potenzialgrenzen der einzelnen Technologien gegeben. Die Analyse der europäischen Ausbaupotenziale der erneuerbaren Energien basieren auf GIS-Daten und wurden analog zum Projekt „Roadmap-Speicher" [IWES 2014] durchgeführt. Um den Zubau in den in Abbildung 3-5 gewährleisten zu können sind Potenziale für die verschiedenen Stromgestehungskostenklassen identifiziert worden. Die Ausbaupotenziale sind in Tabelle 10-1 im Anhang dargestellt.

[1] abzüglich Strom in der Prozesswärme – da hier von einem Zuwachs des Anwendung ausgegangen wird; abzüglich Schienenverker, da hier mit Steigerung des Verkehrsaufkommens von einem konstanten Verbrauch in dieser Anwendung ausgegangen wird.

3.3 Rahmenbedingungen des Wärmesektors

3.3.1 Gebäudetypologie Deutschland

3.3.1.1 Wohngebäude

Auf der Grundlage der historischen Datenbasis mit dem Stand von 2010 sind sechs Gebäudeklassen nach der Wärmeschutzverordnung sowie die Unterscheidung zwischen Ein/Zweifamilienhäuser (EZFH) und Mehrfamilienhäuser (MFH) nach [Loga, Diefenbach, Stein, & Born, 2012] gewählt worden. Durch die erste Wärmeschutzverordnung 1979 sowie die dritte Wärmeschutzverordnung im Jahr 1995 ergeben sich die Zeiträume für die zu betrachtenden Baualtersklassen der Gebäude mit sinkendem spezifischem Wärmebedarf. Gebäude mit Baujahr vor 1978 werden in der ersten Kategorie eingeordnet, die zweite Kategorie ist für den Zeitraum von 1979 bis 1994 eingeteilt. Die letzte Einteilung findet für Gebäude mit einem Baujahr von 1995 bis 2009 statt. Die Rahmendaten jeder Gebäudeklasse werden in der Tabelle 3-3 dargestellt.

Bezeichnung	Baualtersklasse	Anzahl Gebäude	Wohnfläche
EZFH 1	Vor 1978	9 620 000	1 285 000
EZFH 2	1979-1994	2 710 000	372 000
EZFH 3	1995-2009	2 670 000	365 000
MFH 1	Vor 1978	2 340 000	965 000
MFH 2	1979-1994	440 000	268 000
MFH 3	1995-2009	270 000	160 000
Gesamt		18 040 000	3 415 000

Tabelle 3-3: Daten für die verwendeten Gebäude

Rund 38 % der gesamten Wohnfläche können als EFH1 und 28 % als MFH1 zugeordnet werden. EFH2 und EFH3 haben jeweils rund 11 % der Wohnfläche, MFH2 8 % und MFH3 5 % der bestehenden Wohnfläche. Damit kann zusammengefasst werden:

- 65 % der Wohngebäude in Deutschland sind Altbauten, die vor 1978 und somit vor der ersten Wärmeschutzverordnung erbaut wurden und zu einer hohen spezifischen Wärmelast führen.
- Insgesamt existieren in der Anzahl mehr EFH als MFH.
- Relativ neue Gebäude, zwischen 1995 und 2009 erbaut, machen lediglich 15% des Gebäudebestandes aus.

Wie der Tabelle 3-4 zu entnehmen ist, ergibt sich ein Heizwärmebedarf für 2008 von rund 428 TWh/a, Verteilverluste der Heizung von 42 TWh/a und ein Warmwasserbedarf von rund 97,6 TWh/a. Der Endenergiebedarf des Gebäudebestandes liegt bei rund 604 TWh/a [Loga, Diefenbach, Stein, & Born, 2012] und gilt aus Ausgangsbasis der weiteren Betrachtungen für den Wohngebäudebestand.

Bezeichnung	Heizwärme-bedarf [TWh/a]	Verteilungsverluste Heizung [TWh/a]	Warmwasser [TWh/a]	Verteilungsverluste Warmwasser	Total Wärme	Endenergie	Verteilung Wärme
EFH I (BJ bis 1979)	211,2	16,7	21,8	19,3	269	287	47%
EFH II (BJ 1979-1994)	43,7	4,6	6,3	5,4	60	64	11%
EFH III (BJ 1995-2009)	24,5	2,9	6,2	3,9	37,5	40	7%
MFH I (BJ bis 1979)	113,2	12,4	11,6	12,1	149,3	159	26%
MFH II (BJ 1979-1994)	25,9	3,5	3,2	3,1	35,7	38	6%
MFH III (BJ 1995-2009)	9,8	1,9	1,9	1,9	15,5	17	3%
Total	428,3	42	51	45,7	567	604	100%

Tabelle 3-4: Wärmebedarf der Wohngebäude für 2008

3.3.1.2 Nichtwohngebäude – Gewerbe, Handel, Dienstleistung

[Schlomann, et al., 2011] gibt nach einer Hochrechnung für 2008 einen Gewerbeflächenbestand der Nichtwohngebäude im GHD Sektor von rund 2.300 Mio. m² und einen Wärmebedarf von 240 TWh/a an [Henning, et al., 2012]. Diese Erhebung wurde nach drei Baualtersgruppen der Bestandsgebäude gegliedert:

- Baujahr vor 1977
- Baujahr zwischen 1977 – 2002
- Baujahr nach 2002

Die Unterteilung nach den Baujahren werden als Basis für die Berechnung des Gebäudebestandes 2050 durch den Rückbau und Neubau von Nichtwohngebäuden genutzt. Nicht enthalten sind landwirtschaftliche Gebäude sowie Flughäfen, da es zu diesen Gebäuden kaum Angaben gibt und die Ergebnisse des Energiebedarfs 2050 kaum beeinflussen. Dem Anhang ist die detaillierte Flächenberechnung nach [Schlomann, et al., 2011] zu entnehmen. Nach der Hochrechnung lag der Verbrauchswert für Raumwärme im GHD Sektor für 2008 bei rund 200 TWh/a sowie 13,9 TWh/a für Warmwasser. Wetterbereinigt ergibt dies einen Raumwärmebedarf von rund 221 TWh/a für den GHD Sektor. Dieser teilt sich wie in Tabelle 3-5 dargestellt, auf:

	Wärmebedarf 2008 [TWh/a]
Büroähnliche Betriebe	59,7
Baugewerbe, Handel, Herstellungsbetrieb, Textil, Spedition, Übrige, Nahrungsmittelgewerbe,	83,3
Beherbergung, Gaststätten, Heime,	44,7
Krankenhäuser, Schulen, Bäder	33,5
Summe	221

Tabelle 3-5: Wärmebedarf der Nichtwohngebäude im GHD Sektor für 2008

Unterteilt wird der GHD Sektor zwischen vier Hauptgruppen nach unterschiedlichen Wärmebedarfsprofilen. Dabei setzt sich der GHD Sektor aus vier unterschiedlichen Wärmeprofilen zusammen. Es wird zwischen

- büroähnlichen Betrieben
- Baugewerbe, Handel, Herstellungsbetrieb, Textil, Spedition, Übrige, Nahrungsmittelgewerbe
- Beherbergung, Gaststätten, Heime
- Krankenhäuser, Schulen, Bäder

unterschieden. Insbesondere Die Gruppe Beherbergung, Gaststätten, Heime sowie die Gruppe Krankenhäuser, Schulen, Bäder besitzen einen wesentlich höheren Warmwasserbedarf auf höheren Temperaturen.

3.3.2 Technologieentwicklung Wärmeerzeuger, thermische Speicher und netzgebundene Lösungen

Im Wärmesektor ist eine Vielzahl unterschiedlicher Technologien vertreten. Für das Optimierungsmodell wurden Kosten und Effizienzen bzw. Wirkungsgrade unterschiedlicher Anlagen- und Speichertechnologien für das Zieljahr 2050 sowie den Zwischenjahren 2015, 2025, 2030 und 2040 betrachtet. Unterschieden wurden zwischen dezentralen Anlagen, thermischen Speichern und netzgebundenen Lösungen wie Nah- und Fernwärmenetze. Durch unterschiedliche Literaturangaben nach [Prognos, 2010], [Danish Energy Agency, 2010], [Krewitt, et al., 2010], [IEA, 2010], [Andreas, et al., 2010], [Hans-Martin & Andreas, 2012], [Henning, et al., 2012] sowie aus den Daten des MAP [Fichtner, 2014] und eigenen Annahmen wurden die Daten zu Kosten und Wirkungsgraden der Wärmetechnologien erstellt. Folgende Tabellen geben einen Überblick der Wärmetechnologien, die Leistungsklasse sowie die spezifischen Kosten und Effizienzen im Betrachtungszeitjahr 2050.

Wärmetechnologie	Energieträger	Leistungsklasse	Effizienz 2050	Kosten 2050 [€/kW$_N$]
Wärmepumpen	Luft-Wasser	< 25 kW	3,8	3500
	Luft-Wasser	> 25 kW	3,8	2100
	Sole-Wasser	< 25 kW	4,4	4800
	Sole-Wasser	> 25 kW	4,4	3500
	Gas-Wasser	< 25 kW	1,8	1440
Mini-KWK	Gas	< 25 kW	0,5 (th) / 0,33 (el)	1500
	Gas	25 – 100 kW	0,55 (th) / 0,4 (el)	1220
Gas-Brennwert	Gas	< 25 kW	0,92	640
	Gas	> 25 kW	0,94	350
Biomasse-Kessel	Pellets	< 50 kW	0,92	650
	Holzhackschnitzel	< 50 kW	0,80	725
	Scheitholz	< 50 kW	0,77	950
Solarthermie	Solar Warmwasser	6m²	0,35	660

Tabelle 3-6: Betrachtete dezentrale Wärmeerzeugungs-technologien

Solar WW+Heizung	50m²	0,35	660
Prozesswärme	3.500m²	0,39	200

Tabelle 3-7 gibt einen Überblick über die betrachteten thermischen Speicher, deren spezifischen Kosten und Effizienz. Es wird zwischen thermischen Kurzzeitspeicher, mittlere Speicher sowie saisonale Speicher unterschieden.

Wärmetechnologie	Energieträger	Volumen	Effizienz 2050	Kosten 2050 [€/m³]
Kurzzeitspeicher	Wasser	0,2 – 1,5 m³	0,9	860
Mittlerer Speicher	Wasser	~ 50 m³	0,9	230
Saisonaler Speicher	Wasser	> 10.000 m³	0,9	30

Tabelle 3-7: Betrachtete thermische Speichertechnologien

Bei der Wärme-Infrastruktur werden Fern- und Nahwärmenetze berücksichtigt. Unterschieden wird zwischen Netzen in städtischen Gebieten sowie Netze in eher ländlicher Struktur mit geringerer Dichte.

Der Fernwärmeanteil lag 2013 mit 441 PJ bei 13,5 Prozent des Endenergieverbrauchs. Im Neubausektor lag der Anteil der Fernwärme 2014 bei rund 20 Prozent [AGEB , 2015]. Zurzeit liegen die typischen Fernwärmetemperaturen zwischen 110°C (Heißwasser) und über 140°C (Dampfnetz). In der Betrachtung eines Nah- und Fernwärmenetzes im Jahr 2050 wird angenommen, dass sukzessive die Temperaturen weiter abgesenkt wird und auf unter 90°C als Low-Ex-Netz geplant und ausgebaut. Die Wärmeverteilverluste sinken ebenso auf durchschnittlich 10% in städtischen und 15% in eher stadtnahen Gebieten mit geringer Energiedichte. Ein Beispiel hierfür ist ein sogenanntes „kaltes" Wärmenetz mit Temperaturen um die 40°C, wie es derzeit im Projekt „Feldlager" in Kassel geplant wird. Abbildung 7 zeigt die Entwicklung der Netztemperaturen von Dampf bis sogenannten Low-Ex-Netzen [AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V, 2013].

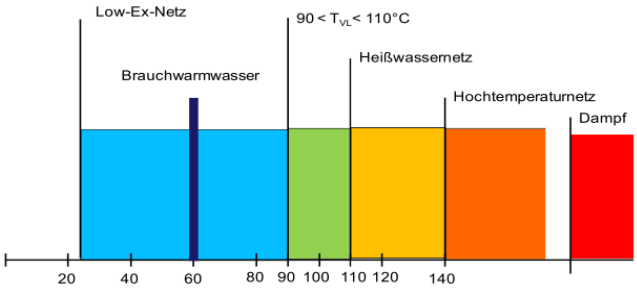


Abbildung 3-7: Entwicklung der Netztemperaturen

Quelle:
[AGFW | Der Energieeffizienz-verband für Wärme, Kälte und KWK e. V, 2013]

Tabelle 3-8 stellt die betrachteten netzgebundenen Technologien, deren Energieträger, Temperaturniveau sowie die angenommenen Effizienzen und Kosten für 2050 dar.

Wärmetechnologie	Energieträger	Temperaturniveau	Effizienz 2050	Kosten 2050 [€/kW]
Niedertemperaturnetz - Städtisch/hohe Dichte	Wasser	< 90°C	0,90	220
Niedertemperaturnetz - Stadtnah/geringe Dichte	Wasser	< 90°C	0,85	370
Geothermieheizwerk (≈25MW)	Wasser	~ 100°C	0,95	1900
BHKW zentral	Gas	> 100°C	0,35 (th) / 0,5 (el)	650
Solarthermie + Speicher	Solar	< 100°C	0,5	290

Tabelle 3-8: Betrachtete zentrale und netzgebundene Lösungen

3.3.3 Wärmebedarfsentwicklung Haushalt und Gewerbe - 2050

Bei der Wärmebedarfsentwicklung für das Jahr 2050 ist die energetische Sanierung und deren Qualität ein maßgebliches Kriterium zur Reduzierung des Heizwärmebedarfs im Gebäudebestand. Neben der energetischen Sanierung wurde die Erneuerung der dezentralen Anlagentechnik, die Betrachtung der Neubaurate und Rückbaurate deutscher Wohngebäude und Nichtwohngebäude sowie der Rückgang der Heizgradtage bedingt durch den Klimawandel hinzugezogen. Dadurch wurde ein umfassendes Bild geschaffen, wie weit allein die energetische Sanierung von Nöten wäre, um den Wärmebedarf gegenüber 2008 um minus 50 bis minus 70 zu reduzieren. Aus den Sanierungstiefen wurden zwei Dämmstandards entwickelt welche im Modell der sektorenübergreifenden Zubauoptimierung somit zwei unterschiedliche Szenarien der Wärmemärkte 2050 abbildet.

3.3.3.1 Entwicklung der Neubaurate und Rückbaurate

Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes lag die Neubaurate 2014 bei rund einem Prozent des Gebäudebestandes. Die Annahmen zur Entwicklung der Neubaurate als auch der Rückbaurate für Wohngebäude wurden dem Bericht des Fraunhofer IBP nach [Hoier & Erhorn, 2013] entnommen.

Nach der Studie nahm die Zuwachsrate der Wohnflächenentwicklung stetig ab und liegt seit 2002 unter einem Prozent. 2009 lag die Zuwachsrate lediglich bei rund 0,5%. Weiter wird nach der Fraunhofer IBP Studie eine rückläufige Zuwachsrate mit zunehmender Reduktion angenommen. Zwischen 2010 und 2020 reduziert sich der Zuwachs um 0,01%/a, welcher jährlich um 10% zunimmt. Zwischen 2021 und 2050 wird eine rückläufige Zuwachsrate mit einer konstanten Reduktion angenommen, was zu einem rückläufigen Gesamtwohnbestand ab 2033 führt. Die angenommene Wohnflächenentwicklung führt zu einer leichten Zunahme des beheizten Wohnflächenbestandes auf 3 480 Mio. m² im Jahr 2050. Gegenüber 2008 ist dies eine Zunahme von 2,4 % bzw. rund 80 Mio. m² Wohnfläche. Detaillierte Angaben sind dem Bericht des Fraunhofer IBP [Hoier & Erhorn, 2013] zu entnehmen.

Der Effizienzstandard für Neubauten würde zwischen 2010 bis 2020 mit einem Anteil von 50% den derzeitig gültigen EnEV 2009 Energieeffizienzstandard und 50% diesen um 30% unterschreiten. Mit einer Zuwachsrate von 0,5%/a sinkt die Anzahl neu gebauter Gebäude im Wohnsektor linear ab [Hoier & Erhorn, 2013].

Die Angaben zum Rückbau bestehender Wohngebäude basieren ebenfalls auf der Studie des Fraunhofer IBP. Es wurden folgende Annahmen getroffen. Bis 2014 wird von einer konstanten jährlichen Rückbaumenge ausgegangen, welcher dem Mittelwert

zwischen 1995 und 2010 mit 2,55 Mio. m² entspricht und sich zu 59% auf EFH und zu 41% auf MFH verteilen. Ab 2015 bis 2020 wird eine jährliche Zunahme der Rückbaurate von rund 8% angenommen. Weiter werden nur unsanierte Gebäude bis Baualter 1978 zurückgebaut. Zwischen 2021 und 2030 wird ein linearer Anstieg der Rückbaurate um jährlich 8% angenommen. Diese Rückbaurate reduziert sich zwischen 2031 und 2040 auf 6% pro Jahr, zwischen 2041 und 2045 auf 5% pro Jahr und zwischen 2046 und 2050 um 4% pro Jahr. Im Gegensatz zur Studie von [Hoier & Erhorn, 2013] werden auch ab 2021 nur Gebäude rückgebaut, welche unsaniert und vor 1978 erbaut worden sind. Abbildung 3-8 zeigt die bisherige Entwicklung von 2000 bis 2010 sowie die beschriebenen Annahmen der Zuwachse und Rückbaus.

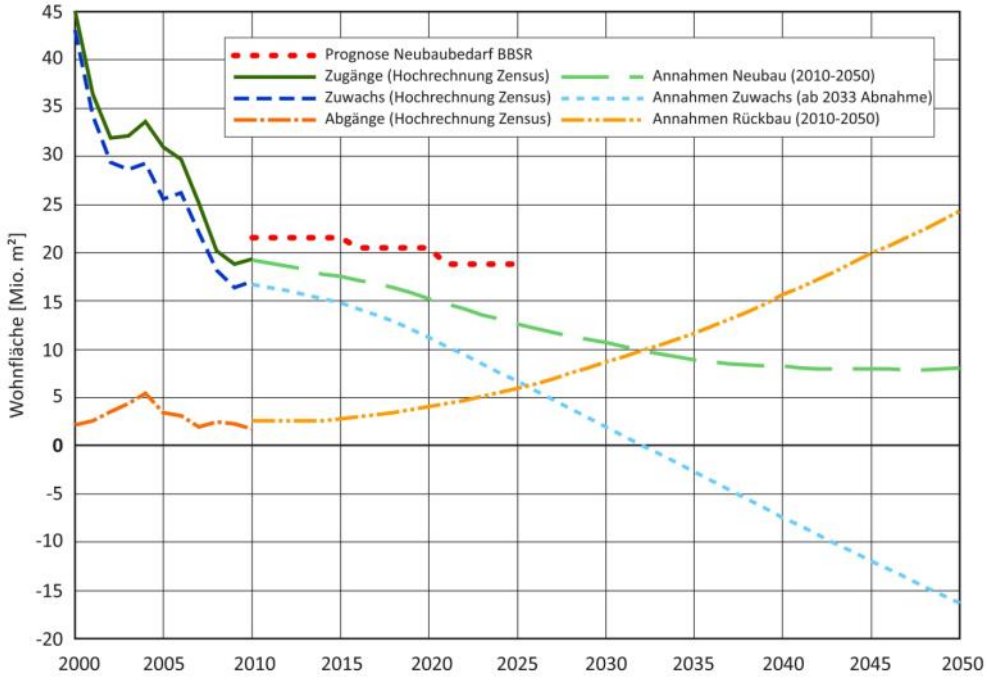


Abbildung 3-8: Annahmen zur Entwicklung der Wohnfläche

Quelle: nach [Hoier & Erhorn, 2013]

Weiter werden die nachträglich energetisch sanierten Flächen nach [Loga, Diefenbach, Stein, & Born, 2012] abgezogen. Es werden nur Gebäude in dieser ältesten Gebäudealtersklasse EFH I und MFH I rückgebaut. Gebäude, die zum Stand 2010 schon saniert wurden, werden nicht mehr bis zum Jahr 2050 rückgebaut. Tabelle 3-9 stellt die Anteile der nachträglich sanierten Flächen in den Gebäudeklassen EFH I, EFH II und MFH I und MFH II dar.

	EFH I	EFH II	MFH I	MFH II
	bis 1978	1979 - 1994	bis 1978	1979 - 1994
Wände	20%	7%	26%	15%
Dach/oberste Geschossdecke	47%	24%	48%	23%
Keller	10%	3%	11%	7%
Fenster	35%	12%	44%	24%

Tabelle 3-9: Anteil der nachträglich sanierten Flächen

Quelle: nach [Loga, Diefenbach, Stein, & Born, 2012]

Zu den betrachteten sechs Gebäudeklassen des Bestandes stehen zwei Neubauklassen. Neubau 1 bezieht sich auf das Baujahr 2010 bis 2020. Diese Gebäudegruppe besitzt einen Heizwärmebedarf von durchschnittlich 66 kWh/m². Für die zweite Neubaugebäudeklasse mit der Bezeichnung Neubau 2 für den Zeitraum von 2021 bis 2050 ist ein hoher energetischer Standard angenommen, der Heizwärmebedarf erreicht einen durchschnittlichen Wert von 36 kWh/m² (Hoier & Erhorn, 2013).

Der Rückbau unsanierter Altbauten als auch der verbesserte Effizienzstandard von Neubauten führt zu einer Reduzierung des Heizwärmebedarfs bis 2050 von rund 9 Prozent.

Der GHD Sektor besitzt einen Anteil von rund 60% energierelevanter Gebäuden, die vor 1977 erbaut wurden. Landwirtschafts- und Gartenbaugebäude als auch Flughäfen sind für die Betrachtung einer späteren energetischen Sanierung von weniger Relevanz. Für den Nichtwohngebäudesektor wird von einem Anstieg der beheizten Neubauten im GHD Sektor von 15% bis 2050 ausgegangen. Weiter wurde eine jährliche Rückbaurate von 0,12%/a angenommen, welche linear auf 1,3% des GHD-Gebäudebestandes bis 2050 steigt. Ähnlich dem Wohngebäudesektor führt ein Rückgang bestehender Nichtwohngebäude sowie ein effizienter Neubaustandard nach EnEV 2009 bis 2020 und 2021 bis 2050 nach KfW 55 Standard zu einer alleinigen Reduzierung des Heizwärmebedarfs im GHD Sektor um rund 10 Prozent.

3.3.3.2 Einfluss verbesserter Anlagentechnik

Zur Bewertung des Einflusses einer verbesserten Anlagentechnik wurde der Bestand dezentraler Öl- oder Gas-Kessel von rund 85 Prozent herangezogen [Hoier & Erhorn, 2013]. Einfamilienhäuser besitzen einen Anteil von 88% (± 2,6 %), MFH einen Anteil von 81% (± 1,0 %) dezentraler Öl- und Gas-Kessel. Im EFH sind rund 21% Konstanttemperatur-Kessel, rund 57% Niedertemperatur-Kessel und rund 22% Brennwert-Kessel vertreten. Im MFH sind es rund 20% Konstanttemperatur-Kessel, 60,5% Niedertemperaturkessel und ca. 19% Brennwert-Kessel wie Tabelle 3-10 darstellt.

Zur Berechnung des Einflusses des Austausches bestehender dezentraler Kessel gegen neue Heizungsanlagen wurden die Anteile der dargestellten Kesseltypen mit den Wirkungsgraden nach DIN V 18599 5 2011 Teil 12 berechnet und mit einem Wirkungsgrad eines elektrisches Heizstabes von 100% verglichen.

Bei vollständigem Umtausch der geringeffizienten dezentralen Kesseln in Wohngebäuden würde sich der Wärmebedarf der Wohngebäude (Heizwärme und Warmwasser) um rund 15% reduzieren.

Für den Wärmebedarf der Nicht-Wohngebäude im GHD Sektor mussten vereinfachte Annahmen getroffen werden. Nach [Schlomann, et al., 2011] liegt der Anteil dezentraler Kessel (Öl, Gas, Kohle und Holz 2008 bei rund 88 Prozent. 2013 lag dieser Anteil sogar bei 91 Prozent. Eine genaue Aufteilung der Art und Alter der Kesseltypen liegt für den GHD Sektor nicht vor. Dadurch wurde eine eher konservative Einschätzung einer Wärmebedarfsreduktion durch eine verbesserte Anlagentechnik gegenüber dem Bestand von 10 Prozent im GHD Sektor angenommen.

	Kesseltyp	Anteil-Kessel Typ	Anteil Baujahr am Kessel-Typ	Baujahr Kessel
EZFH	Konstanttemperatur-Kessel	21%	23%	vor 1980
			13%	1980 bis 1984
			44%	1985 bis 1989
			21%	1990 bis 1997
	Niedertemperatur-Kessel	57%	7%	1985 bis 1989
			69%	1990 bis 1997
			24%	1998 bis 2009
	Brennwert-Kessel	22%	17%	1990 bis 1997
			83%	1998 bis 2009
	Brennwert-Kessel verbessert	0%	0%	2007 bis 2009
MFH	Konstanttemperatur-Kessel	20%	42%	vor 1980
			30%	1980 bis 1984
			27%	1985 bis 1989
			0%	1990 bis 1997
	Niedertemperatur-Kessel	60%	15%	1985 bis 1989
			67%	1990 bis 1997
			19%	1998 bis 2009
	Brennwert-Kessel	19%	23%	1990 bis 1997
			77%	1998 bis 2009
	Brennwert-Kessel verbessert	0%	0%	2007 bis 2009

Tabelle 3-10: Verteilung der Kesseltypen und ihrer Baualtersklasse heute

3.3.3.3 Einfluss Klimawandel

Zwischen dem langjährigen Mittel von 1970 bis 2014 und den aktuellen Daten des Jahres 2014 des Deutschen Wetterdienstes ist ein Rückgang der Anzahl der Heiztage um rund 4% zu beobachten. Die Gradtagzahl ist in diesem Zeitraum um 6% gegenüber dem langjährigen Mittel gesunken, siehe Abbildung 3-9.

Für die Bewertung eines veränderten Klimas und deren Einfluss auf den Raumwärmebedarf wurden Daten des Deutschen Wetterdienstes DWD für das Jahr 2050 verwendet. Hierfür stellt der DWD nach Klimamodellen regionalangepasste Testreferenzjahre für die Jahre zwischen 2012 bis 2050 bereit, die auf Basis übergeordneter Klimamodelle entstanden sind.

Bei Nutzung künftiger Wetterdatensätze in den Gebäudemodellen des Fraunhofer IBP konnte in Abhängigkeit des Gebäudestandards eine Reduktion von zwischen 15 und 22% berechnet werden. Im Durschnitt würde sich der Heizwärmebedarf um rund 16,2% bis zum Jahr 2050 gegenüber 2008 reduzieren.

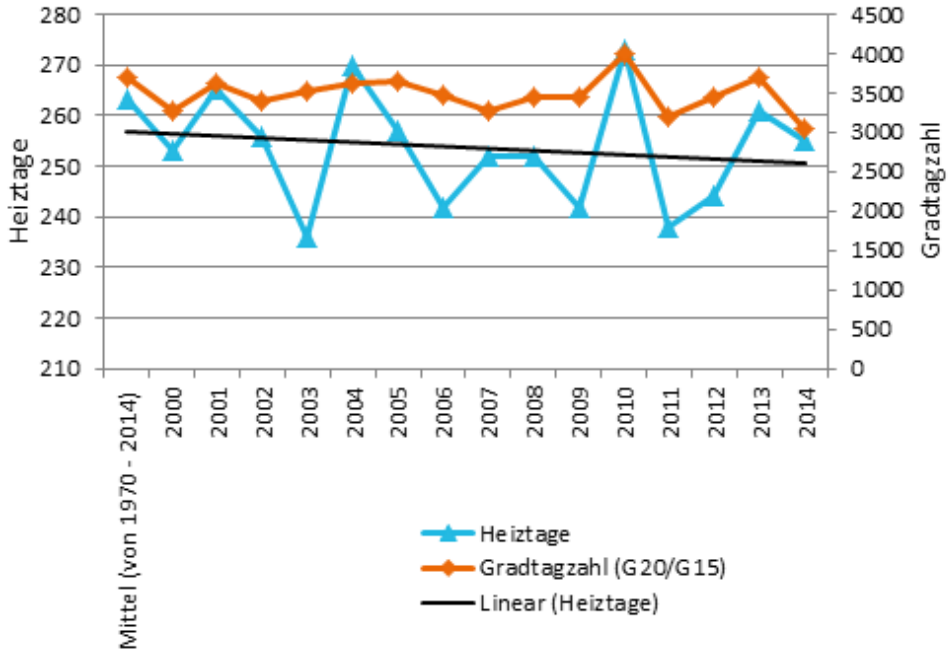


Abbildung 3-9:
Entwicklung der Heiztage und Gradtagzahl zwischen dem langjährigen Mittel und 2014

Quelle:
TRY Datensatz 2014 des DWD

In der Studie von [Olonscheck, Holsten, & Kropp, 2011] wurde bei einer Erhöhung der Außentemperatur von 2°C für Deutschland (Projektionszeitraum bis zum Jahr 2060) eine Verringerung des Heizwärmebedarfs sogar bis zu 30 % prognostiziert. Eine weitere Studie des Fraunhofer ISI untersuchte die Auswirkungen einer steigenden Außentemperatur um 2 °C bis zum Jahr 2050 auf europäischer Ebene, was zu einer Verringerung des Heizwärmebedarfs im Jahr 2050 um 18 % [Fraunhofer ISI, 2009] führen könnte.

3.3.3.4 Einfluss der energetischen Sanierung

Nach der Betrachtung des Rückbaus, des Klimawandels sowie des Einflusses der Anlagentechnik auf den Wärmebedarf bzw. Endenergiebedarf im Wärmesektor sind zwei Szenarien der energetischen Sanierung mit unterschiedlicher Güte berechnet worden. Bei beiden Sanierungstiefen wird der gesamte Gebäudebestand mit Baujahr vor 1995 betrachtet und energetisch saniert, was einer zweiprozentigen Sanierungsquote entspricht. Somit wird allein zwischen der Sanierungstiefe unterschieden.

Die energetische Sanierung bezieht sich auf den gesamten Gebäudebestand und beinhaltet die Sanierung des Daches, der Fenster und der Außenhülle, jedoch wird nicht der untere Gebäudeabschluss energetisch saniert. Tabelle 3-11 zeigt die benötigten äquivalenten Dämmstoffdicken der Außenwand, der oberen Geschossdecke bzw. Daches sowie den U-Wert der Zweifachwärmeschutzverglasung (WSV) nach dem Dämmstandard I.

Dämmstandard I	Außenwand	Oberste Geschossdecke/Dach	Fenster	Keller
Äquivalente Dämmdicke	11 cm	11 - 15 cm	2-WSV, Uw ≈ 1,4 W/(m²K)	-

Tabelle 3-11:
Äquivalente Dämmdicken für den Dämmstandard I

Mit diesen Maßnahmen und den durchgeführten Simulationen ist eine Reduktion um rund 25% des gesamten Heizwärmebedarfs umsetzbar.

Mit dem Dämmstandard II, der ebenfalls auf den gesamten Gebäudebestand bis Baujahr 1995 angewendet wird, werden Dach, Fenster, Außenhülle und der untere Gebäudeabschluss durchschnittlich nach dem Energieeffizienzstandard KfW 70 energetisch saniert. Tabelle 3-12 zeigt die benötigten äquivalenten Dämmstoffdicken der Außenwand, der oberen Geschossdecke bzw. Daches und den U-Wert der Dreifachwärmeschutzverglasung (WSV).

Dämmstandard II	Außenwand	Oberste Geschossdecke/Dach	Fenster	Keller
Äquivalente Dämmdicke	17 cm	20 - 25 cm	3-WSV, Uw ≈ 0,9 W/(m²K)	8 cm

Tabelle 3-12: Äquivalente Dämmdicken für den Dämmstandard II

Durch den Dämmstandard II würde sich der Heizwärmebedarf um durchschnittlich 42% reduzieren.

3.3.4 Entwicklung des Wärmebedarfs für Trinkwarmwasser

Die Entwicklung des Warmwasserbedarfs wird einerseits durch die Bevölkerungsentwicklung von 81,6 Mio. Einwohnern in 2010 auf 74,5 Mio. Einwohner in 2050 sowie durch die Effizienzsteigerung der Anlagentechnik beeinflusst. Der Warmwasserbedarf reduziert sich dadurch um rund 18 Prozent von 94,4 TWh/a im Jahr 2008 auf 77 TWh/a 2050. In der Studie (Prognos , 2014) wird von einem Wärmebedarf für Warmwasser von 62,5 TWh/a für 2050 ausgegangen. Im GHD Sektor lag der Warmwasserbedarf 2008 bei rund 18,2 TWh/a, und es wird angenommen, dass sich dieser sich um 20 Prozent auf 14,6 TWh/a bis 2050 reduziert.

3.3.5 Entwicklung des Raumwärmebedarfs

Werden Rückbau, der verbesserte Effizienzstandard im Neubau, eine effizientere Anlagentechnik sowie der Einfluss des Klimawandels und die energetische Sanierung nach Dämmstandard I berücksichtigt, entwickelt sich der Endenergieverbrauch von 509 TWh/a für Raumwärme wie in Abbildung 3-10 dargestellt. 2050 liegt dieser nach der energetischen Sanierung des Bestandes nach Dämmstandard I bei 245,5 TWh/a.

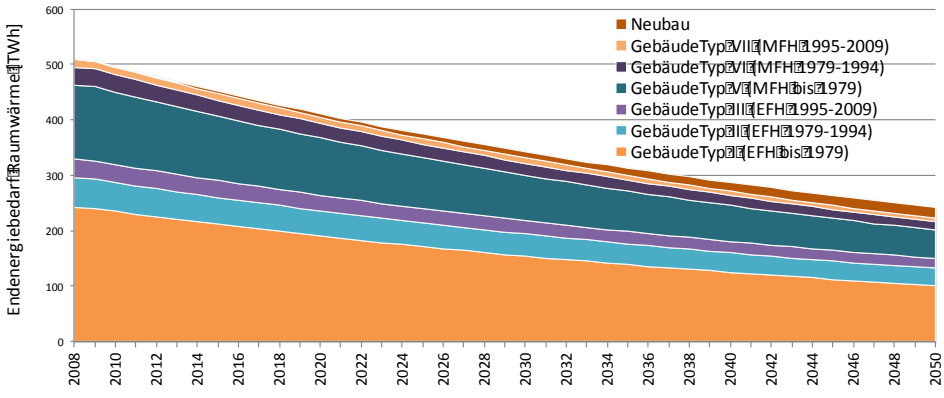


Abbildung 3-10: Endenergiebedarfsentwicklung Raumwärme nach Dämmstandard I

Der Endenergieverbrauch für Raumwärme der GHD Sektors lag 2008 bei rund 203 TWh/a, 2011 lag der Verbrauch nicht-temperaturbereinigt bei rund 164 TWh/a [AGEB 2014]. Bis 2050 reduziert sich dieser auf 146 TWh/a (temperaturbereinigt). Der Raumwärmebedarf der Industrie reduziert sich im Szenario I von 53,3 TWh/a 2008 auf 38,5 TWh/a 2050.

Im Szenario II gehen der Rückbau alter Bestandsgebäude, der effizientere Neubaustandard sowie der Klimawandel in demselben Maße wie im Szenario I ein. Anderes verringert sich nur der Heizwärmebedarf der Wohn- und Nichtwohngebäude durch die verbesserte energetische Sanierung der Gebäudehülle. Dies führt zu einer Reduktion des Wärmebedarfs der Wohngebäude von 509 TWh/a in 2008 auf 184,1 TWh/a 2050 und damit eine Gesamtreduktion um rund 64 Prozent (siehe Abbildung 3-11).

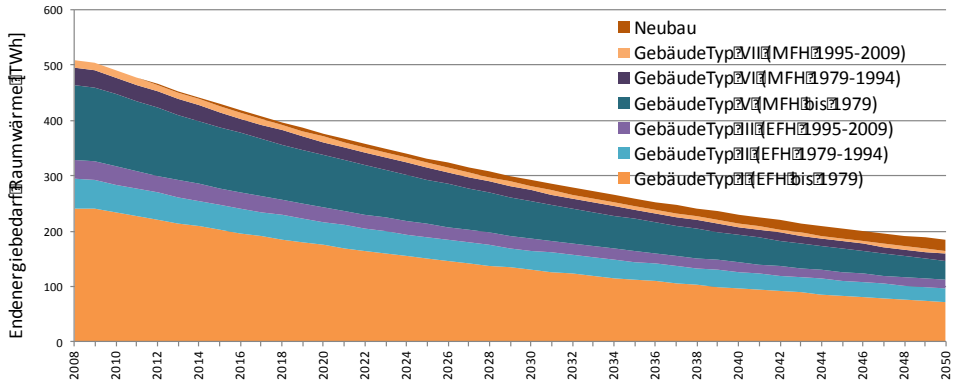


Abbildung 3-11:
Endenergiebedarfsentwicklung Raumwärme Dämmstandard II

Der Wärmebedarf der Nichtwohngebäude GHD reduziert sich im Szenario II von 203 TWh/a 2008 auf 73,4 TWh/a 2050.

Die detaillierten Ergebnisse zur Entwicklung für Deutschland wurden, unter Nutzung der historischen Daten zum jeweiligen Raumwärmebedarf vereinfacht auf einzelne Länder Europas übertragen.

3.3.6 Kostenbetrachtung der energetischen Sanierung

Bei der Kostenbetrachtung wurde unterschieden zwischen den zwei betrachteten Sanierungsstandards.

Die Kostenberechnung basiert auf den spezifischen Kosten der energiebedingten Mehrkosten pro m² Außenbauteilfläche der energetischen Sanierung für Wand, Dach, Fenster und Keller [BMVBS-Online-Publikation Nr. 07/2012 , 2012]. Nicht betrachtet wurden die sogenannten „Sowieso"-Kosten[1] bzw. die Vollkosten. Tabelle 3-13 zeigt, dass die spezifischen Mehrkosten der tieferen Sanierung der Außenwand, dem Dach und dem Keller nur geringfügig höher sind. Lediglich die spezifischen Kosten der Dreifachverglasung gegenüber der Zweifachverglasung sind um 51% höher.

	Sanierungstiefe I (-25 bis -30%)	Sanierungstiefe II (-50 bis -60%)
Außenwand (Bauteil)	42,6 €/m²	52,6 €/m²
Dach	46,3 €/m²	57,0 €/m²
Keller	-	36,5 €/m²
Fensteraustausch	33,0 €/m²	50,0 €/m²

Tabelle 3-13:
Spezifische energiebedingte Kosten der energetischen Sanierung

Quelle:
nach [BMVBS-Online-Publikation Nr. 07/2012 , 2012]

[1] Sowieso-Kosten:

Bei energetischer Sanierung des gesamten Wohngebäudebestandes der EFH I und EFH II sowie der MFH I und MFH II, welche 85 Prozent des heutigen Wohngebäudebestandes ausmachen, würden Gesamtkosten bei der Sanierungstiefe I von 185 Milliarden Euro bis zum Jahr 2050 entstehen. Bei einer tieferen energetischen Sanierung entstünden Mehrkosten von 64 Milliarden Euro und somit rund 250 Milliarden Euro bis zum Jahr 2050. Abbildung 3-12 zeigt die energiebedingten Mehrkosten der betrachteten Gebäudeklassen nach Sanierungstiefe I bzw. II.

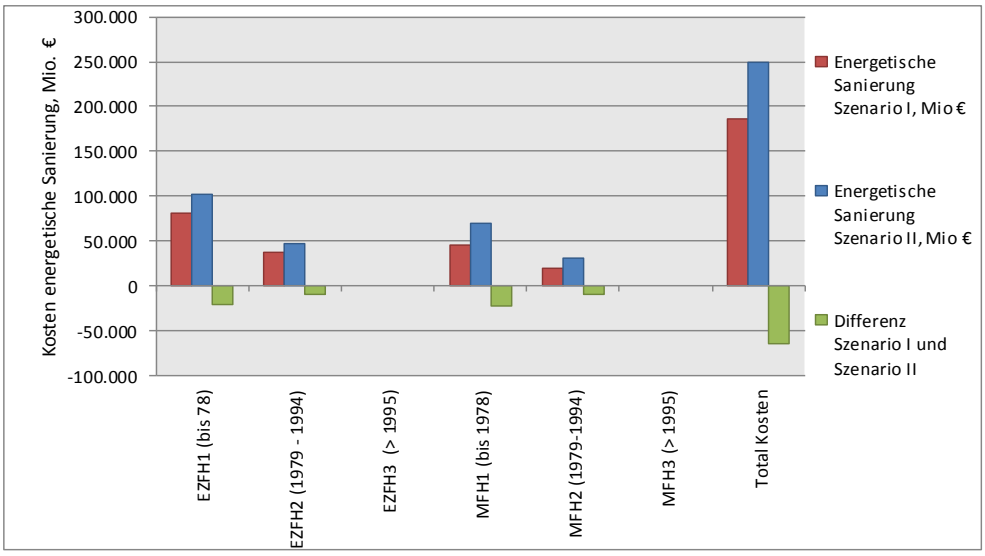


Abbildung 3-12: Kosten der energiebedingten Mehrkosten in Mio. € der zwei Dämmniveaus für Wohngebäude

Anders als bei den Wohngebäuden wurden für die Nichtwohngebäude spezifische Kosten pro Bruttogeschossfläche nach den Kostenkurven in [BBSR-Online-Publikation, Nr. 06/2014, 2014] und eigenen Berechnungen genommen. Die spezifischen energiebedingten Kosten für Nichtwohngebäude liegen im Mittel zwischen 69 €/m² und 75 €/m² Bruttogeschossfläche für die Sanierungstiefe I und zwischen 110 €/m² und 128 €/m² Bruttogeschossfläche für die Sanierungstiefe II. Wie in Abbildung 3-13 dargestellt, belaufen sich die Gesamtkosten der energetischen Sanierung bei Sanierungstiefe I auf rund 85 Milliarden Euro. Bei einer tieferen Sanierung und somit einer Reduzierung des Heizwärmebedarfs um 50 bis 60% steigen die Kosten um 54 Milliarden auf rund 140 Milliarden im Jahr 2050.

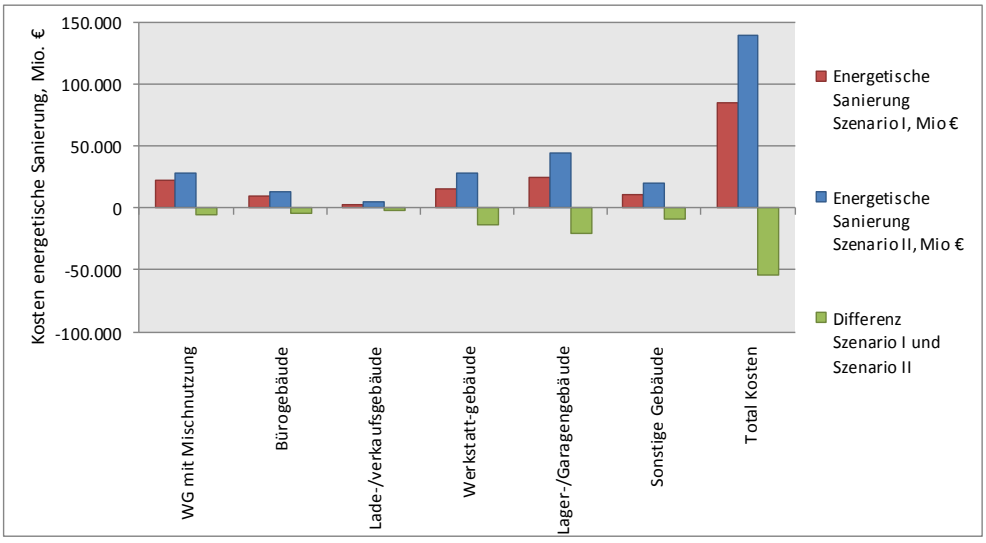


Abbildung 3-13: Kosten der energiebedingten Mehrkosten in Mio. € der zwei Dämmniveaus für Nichtwohngebäude

Wenn man Wohn- und Nichtwohngebäude zusammenbetrachtet, ergeben sich zwischen den beiden Sanierungstiefen durch die zusätzliche Dämmstärke, aber bei gleicher Sanierungsquote jährliche energiebedingte Mehrkosten von rund 7,8 Milliarden Euro. Wird ein Niedertemperaturheizsystem mit in den Vergleich einbezogen, würde dies gleichhoch wie die annuitätischen Mehrkosten ausfallen.

3.3.7 Wärmebedarfsentwicklung Industrie - 2050

Der Bedarf an Industriewärme ist stark von der wirtschaftlichen Entwicklung der einzelnen Länder abhängig. Mögliche Technologien zur Bereitstellung von Industriewärme sind stark vom benötigten Temperaturniveau abhängig. Daher wird im Rahmen der Studie eine Aufgliederung der Hochtemperaturwärmebedarfe in vier Temperaturniveaus durchgeführt. Im Rahmen des Projektes wird keine detaillierte Bottom-Up-.Analyse der einzelnen Industriezweige durchgeführt.

Die Industriewärmebedarfe für Deutschland basieren dabei auf Untersuchungen in [Nitsch et al. 2012]. Dabei werden für Deutschland Effizienzsteigerungen (inkl. Wirtschaftswachstum) bzw. eine Verbrauchsreduktion im Umfang von 30% über alle Temperaturniveaus angenommen. Dabei ist von höheren Effizienzgewinnen (bis zu 40%) im Niedrigtemperaturbereich durch eine bessere Abwärmenutzung auszugehen. Im Hochtemperaturbereich sind Effizienzmaßnahmen schwieriger umzusetzen. Im Höchsttemperaturbereich ist daher nur eine Effizienzsteigerung von 20% angenommen. Die Entwicklung des Industriewärmebedarfs in allen europäischen Ländern basierend auf Daten des IER im Rahmen des EMF28 Modellvergleich (in Hinblick auf Effizienz und wirtschaftliche Entwicklung) [Blesl 2012]. Für Deutschland ist der Prozesswärmebedarf in Abbildung 3-14 dargestellt. Eine tabellarische Darstellung des Wärmebedarfs für alle betrachteten Länder findet sich Tabelle 10-2 bis Tabelle 10-6 im Anhang.

Zusätzlich zum Wärmedarf müssen Annahmen für zusätzliche Wärmeerzeuger getroffen werden, die auf Grund von technischen Restriktionen oder, da auf Reststoffen basierend, nicht der freien Optimierung unterliegen. Beispiele dafür sind die Wärmeerzeugung aus Müll oder Biomasse, sowie prozessbedingte monovalente Gas- oder Stromanwendungen.

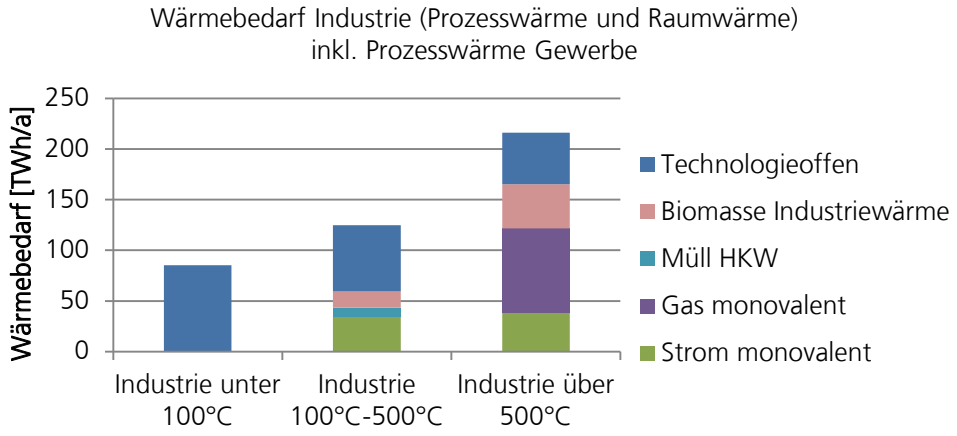


Abbildung 3-14: Industriewärme-bedarf zzgl. GHD-Prozesswärme für Deutschland 2050

3.4 Rahmenbedingungen des Verkehrssektor

Um 2050 eine CO_2-arme Energieversorgung im Verkehrssektor zu erreichen, stehen mehrere Optionen zur Verfügung:

- Flüssige fossile Kraftstoffe (Benzin, Diesel, Kerosin) können „direkt" in herkömmlichen Verbrennungsmotoren/-turbinen durch biogene Alternativen oder synthetische Kraftstoffe (PtX) auf der Basis von erneuerbarem Strom ersetzt werden
- Regenerativ erzeugter Wasserstoff kann in Brennstoffzellen und Verbrennungsmotoren/-turbinen verwendet werden
- Regenerativer Strom kann direkt per Oberleitung oder über Batterie mit Elektromotoren in Fahrzeugen zum Antrieb verwendet werden.

Die Einführung der alternativen Antriebsenergien ist dabei mit unterschiedlichen Anforderungen an die Fahrzeugtechnik, den Fahrzeugbetrieb und die Energiebereitstellung und damit unterschiedlichen Kosten verbunden. Im Rahmen dieses Projektes wurden dabei Kostenanalysen für Fahrzeuge und Infrastruktur durchgeführt. Diese sind eine wichtige Inputgröße für die Gesamtoptimierung. Die Kosten für die Energieversorgung des Verkehrs wurden anschließend im Rahmen einer Gesamtbetrachtung des Energiesystems (Erzeugung und Nutzung) modelliert.

Im Mittelpunkt dieses Kapitels stehen dabei detaillierte Betrachtungen der Effizienzentwicklung und Kosten neuer Antriebskonzepte im Straßenverkehr sowie der Kosten für die Infrastruktur, die zur Energiebereitstellung benötigt wird. Diese werden in dem nachfolgenden Unterkapitel 3.4.2 beschrieben. Mittels den dort abgeleiteten Kennzahlen und den in Kapitel 3.4.3 definierten Szenarien werden der verkehrsbedingte Energiebedarf und der mit der Einführung der neuen Technologien und Energieträger verbundenen Kosten berechnet.

Die Entwicklung der Fahrzeugflotten im Straßenverkehr wird in verschiedenen Varianten modelliert. Dabei ist die Entwicklung des Verkehrsmengengerüstes fest vorgegeben (Kapitel 3.4.1) und ist nicht Bestandteil der Gesamtsystemoptimierung. Ausgewählte Verkehrsvarianten werden, ebenso wie ausgewählte Biomassevarianten (Kapitel 3.5), für die Gesamtsystemoptimierung verwendet. Am Ende wird die hinsichtlich der Gesamtkosten optimale Variantenkombination ermittelt und für die weitere Analyse ausgewählt (Kapitel 4)

3.4.1 Verkehrsleistungsgerüst bis 2050

Die Verkehrsleistungen des Referenzszenarios aus der Studie „Energieszenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung" [Prognos, 2010] wurden allen Varianten gleichermaßen zugrunde gelegt und an einigen Stellen durch eigene Annahmen ergänzt. Dies betrifft zum einen den Verkehr mit Bussen und Straßen-, Stadt. Und U-Bahnen, deren Verkehrsleistung in der Rubrik „ÖPNV" nicht differenziert und nicht vollständig erfasst sind, zum anderen den Flugverkehr, bei dem im Referenzszenario der internationale Verkehr nur bis zur Landesgrenze (Territorialprinzip) erfasst wird.
Das Verkehrsleistungsgerüst von [Prognos, 2010] baut dabei auf folgenden zentrale sozioökonomischen Rahmenbedingungen auf:

	2020	2030	2040	2050
Bevölkerung [Mio.]	80,5	79,1	76,9	73,8
Bruttoinlandsprodukt [Mrd. €]	2.437	2.632	2.868	3.158

Tabelle 3-14: Zentrale sozioökonomische Rahmenbedingungen des Verkehrsleistungsgerüstes

3.4.1.1 Verkehrsleistung im Personenverkehr

Im Verkehrsleistungsszenario wird von einer leichten Steigerung der Verkehrsleistung bis 2030 ausgegangen, danach bleibt diese etwa konstant auf einem Niveau von 1,4

Billionen Personenkilometern. Differenziert nach Verkehrsträgern zeigt sich dabei folgendes Bild:

- Beim motorisierten Individualverkehr (MIV) findet bis 2030 bzw. 2050 kein Zuwachs mehr statt. Bis 2030 geht die Verkehrsleistung aufgrund des angenommenen Bevölkerungsrückgangs im Energiekonzept um rund 1%, bis 2050 um weitere 6% zurück.
- Beim Busverkehr wird bis 2030 noch von einem Anstieg um 21% ausgegangen. Erst danach nimmt die Verkehrsleistung wie beim MIV wieder ab. Der Schienenverkehr nimmt in beiden Perioden leicht ab.
- Im Flugverkehr werden noch deutliche Zuwächse erzielt, insbesondere getrieben durch den internationalen Verkehr.

in Mrd. Pkm	2010	2030	2050	2010-2030	2030-2050
MIV	902	891	837	-1%	-6%
BUS	83	100	95	21%	-6%
SSU-Bahnen	16	15	14	-7%	-7%
Eisenbahn Nahverkehr	48	47	44	-2%	-6%
Eisenbahn Fernverkehr	36	35	32	-3%	-9%
Luftverkehr national	10	11	12	+5%	6%
Luftverkehr international	183	309	376	+68%	+22%
Gesamt	1.279	1.408	1.410	+10%	+0%

Tabelle 3-15: Entwicklung der Personenverkehrsleistungen 2010-2050

Quellen: [Prognos, 2010]; eigene Annahmen

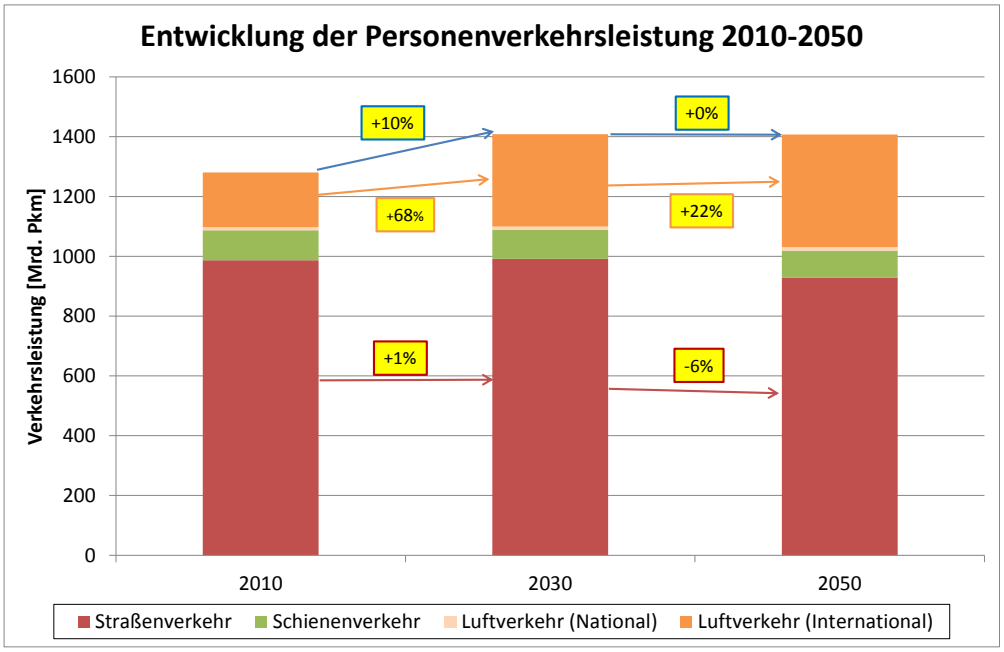


Abbildung 3-15: Entwicklung der Personenverkehrsleistung 2010-2050

Quellen: [Prognos, 2010]; eigene Annahmen

3.4.1.2 Verkehrsleistung im Güterverkehr

Der Straßengüterverkehr wächst bis 2030 deutlich um 44% gegenüber 2010 an und steigt auch danach weiter, wenn auch mit einer um gut die Hälfte reduzierten prozentualen Wachstumsrate. Etwas höher sind die relativen Zunahmen beim Eisenbahnverkehr. Die Binnenschifffahrt wächst dagegen kaum mehr, während beim Flugverkehr, der fast ausschließlich internationale Relationen bedient, noch deutliche Zuwachsraten angenommen werden.

Die Eckdaten sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

in Mrd. tkm	2010	2030	2050	2010-2030	2030-2050
Straßengüterverkehr	442	638	757	+44%	+19%
Eisenbahnverkehr	110	165	210	+50%	+27%
Binnenschifffahrt	62	71	81	+14%	+14%
Luftverkehr	11	19	26	+74%	+37%
Gesamt	625	893	1.074	+43%	+20%

Tabelle 3-16: Entwicklung der Güterverkehrsleistungen 2010-2050

Quellen: [Prognos, 2010]; eigene Annahmen

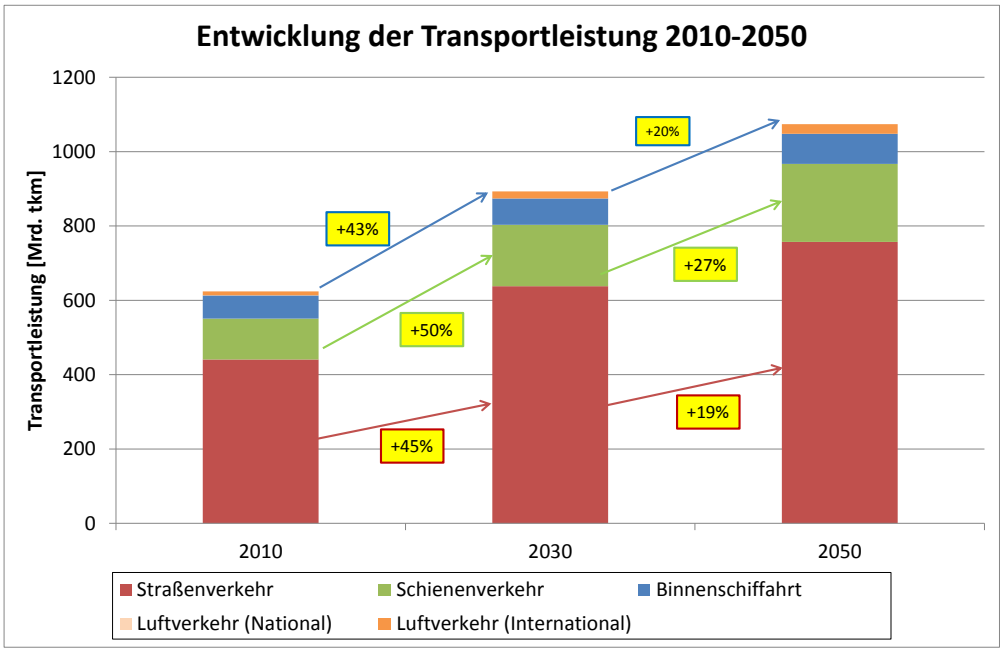


Abbildung 3-16: Entwicklung der Transportleistung 2010-2050

Quellen: [Prognos, 2010]; eigene Annahmen

3.4.1.3 Vergleich des Verkehrsleistungsgerüstes mit Verkehrsverflechtungsprognose 2030

Zur Einordnung des Verkehrsleistungsgerüstes ist nachfolgend ein Vergleich mit der, zum Zeitpunkt der für die Optimierung im Gesamtenergiesystem notwendigen Rechenläufen noch nicht veröffentlichten Verkehrsverflechtungsprognose 2030 (VP2030) [Intraplan, 2014] dargestellt.

Im Vergleich mit der zu Grunde gelegten Referenzprognose steigt die Personenverkehrsleistung bis 2030 in der VP2030 trotz einer stärkeren Abnahme der Bevölkerung sowie höheren Ölpreisen etwas stärker an. Auf eine nachträgliche Anpassung des Verkehrsleistungsgerüstes anhand der neuen Werte ist verzichtet worden, da zum einen die VP2030 keine Aussagen für den Zeitraum nach 2030 enthält und zum anderen die Abweichungen im Verkehrsmengengerüst bei einer Zielbetrachtung 2050 im Rahmen der Unsicherheiten liegen.

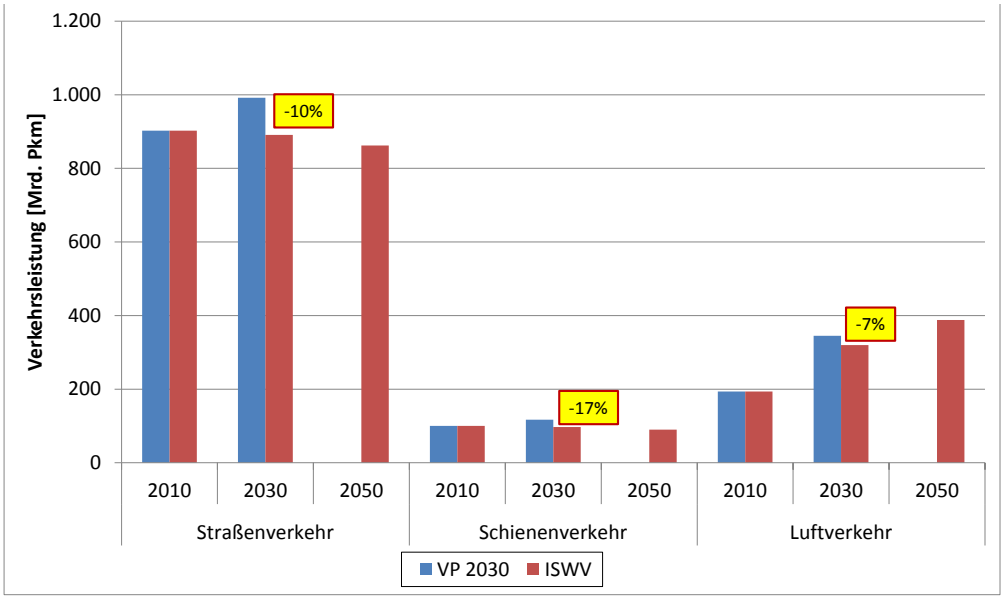


Abbildung 3-17: Vergleich des szenarioübergreifenden Verkehrsleistungsgerüsts bis 2050 mit der VP2030 - Personenverkehr

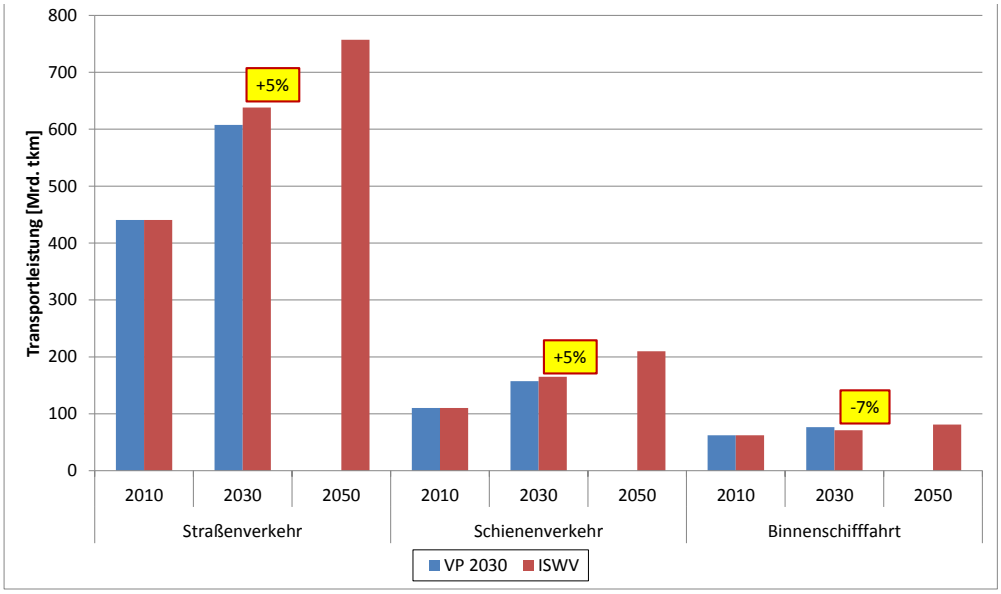


Abbildung 3-18: Vergleich des szenarioübergreifenden Verkehrsleistungsgerüsts bis 2050 mit der VP2030 - Güterverkehr

3.4.1.4 Entwicklung der Fahrleistungen im Straßenverkehr

Aus den Verkehrsleistungen wird mit TREMOD eine Fahrleistungsentwicklung ermittelt. Beim Pkw-Verkehr folgt die Fahrleistungsentwicklung weitgehend der Verkehrsleistung. Die Fahrleistung der leichten Nutzfahrzeuge steigt, dem Trend der letzten Jahre folgend, weiterhin deutlich an und liegt im Jahr 2030 um 28% über dem Wert von 2010. Bis 2050 wird ein geringer weiterer Anstieg um 4% angenommen.

Beim Güterverkehr mit schweren Nutzfahrzeugen wird die zusätzliche Verkehrsleistung überwiegend mit großen Fahrzeugen erbracht. Außerdem wird angenommen, dass die Beladung pro Fahrzeug weiterhin zunimmt. Insgesamt steigt die Fahrleistung der schweren Nutzfahrzeuge gegenüber 2010 bis 2030 um 30% und von 2030 bis 2050 nochmal um 11% an.

in Mrd. km	2010	2030	2050	2010-2030	2030-2050
PKW	595,5	588,0	551,2	-1%	-6%
MZR	15,8	16,5	16,5	+4%	0%
BUS	3,8	3,7	3,7	-1%	0%
LNF	37,6	48,2	50,0	+28%	+4%
SNF	53,9	70,0	77,7	+30%	+11%
sonstige	3,5	4,8	4,9	+39%	+0%
Gesamt	710,1	731,3	704,0	3%	-4%

Tabelle 3-17: Entwicklung der Fahrleistungen im Straßenverkehr 2010-2050

Quellen: Energiekonzept der Bundesregierung 2010; eigene Annahmen

3.4.2 Kosten und Energieverbrauch auf Fahrzeugebene

Die Berechnung der Energieverbräuche und Kosten erfolgt auf Basis einer Modellierung auf Fahrzeugebene (siehe Kapitel 2.4). In diesem Kapitel sind daher zentrale Ergebnisse der Fahrzeugbetrachtung, die als Eingangsdaten in die Berechnung der Flottenverbräuche und –kosten gehen, dargestellt.
Für die Berechnung erfolgt eine Aggregierung der Fahrzeuge nach den Merkmalen Antriebskonzept, Größenklassen und Neuzulassungsjahr. Beim Pkw werden dabei die Größenklassen klein, mittel und groß unterschieden, welche den vom KBA verwendeten Kaufsegmenten zugeordnet sind:

TREMOD-Größenklasse	KBA-Segmente
Klein	Mini, Kleinwagen
Mittel	Kompaktklasse, Mini-Vans
Groß	Mittelklasse, Sportwagen, Großraum-Vans, Obere Mittelklasse, Utilities, Sonstige

Tabelle 3-18: Segmentzuordnung der Pkw-Größenklassen

Die SNF werden für die weiteren Betrachtungen in die folgenden Gruppen eingeteilt:

- Lkw <12 t zugelassenes Gesamtgewicht (N2), z.B. Einsatz im städtischen Lieferverkehr
- Lkw >12 t zugelassenes Gesamtgewicht (N3-l), z.B. Einsatz als regionaler Verteiler
- Lastzüge/Sattelzüge (LZ/SZ, N3-s), z.B. Einsatz im Fernverkehr

Eine Erläuterung der betrachteten Fahrzeugtechnologien inklusive der auf Fahrzeugebene definierten Referenzfahrzeuge (differenziert nach Antrieb, Größenklasse, Alter) ist im Anhang zu finden *(siehe Vertiefungskapitel „Technologien im Verkehr" ab S. 199)*.

3.4.2.1 Verbrauch von Personenkraftwagen bis 2050

Die spezifischen Verbräuche für Benziner und Diesel werden für ein Referenzjahr aus TREMOD entnommen. Grundlage hierfür sind die im Handbuch für Emissionsfaktoren (HBEFA) enthaltenen Ergebnissen der von der TU Graz mit dem Modell PHEM modellierten Berechnungen des Realverbrauches. Siehe [IFEU2014] für eine detaillierte Beschreibung der Berechnung der Verbräuche der Fahrzeugflotte und der Einzelfahrzeuge in TREMOD.

Die angenommene Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs je Antriebskonzept bis 2050 entspricht der in [JEC, 2013] simulierten Wirkung von absehbar einsetzbaren Effizienz-Technologien im Pkw-Bereich auf den NEFZ-Verbrauch. Aus diesen Annahmen sind die in Abbildung 3-19 und Abbildung 3-20 dargestellten Verbräuche abgeleitet.

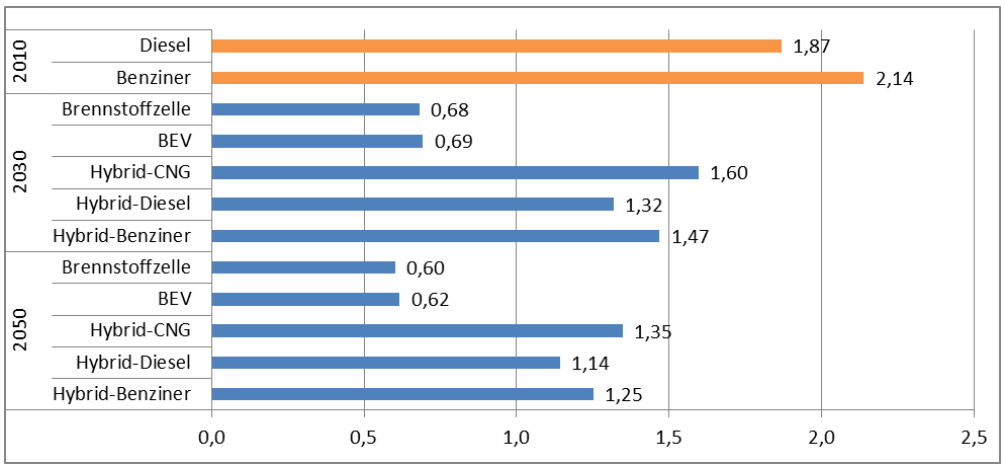


Abbildung 3-19: Spezifischer Verbrauch verschiedener Pkw-Antriebskonzepte in 2010, 2030 und 2050 [in MJ/km]

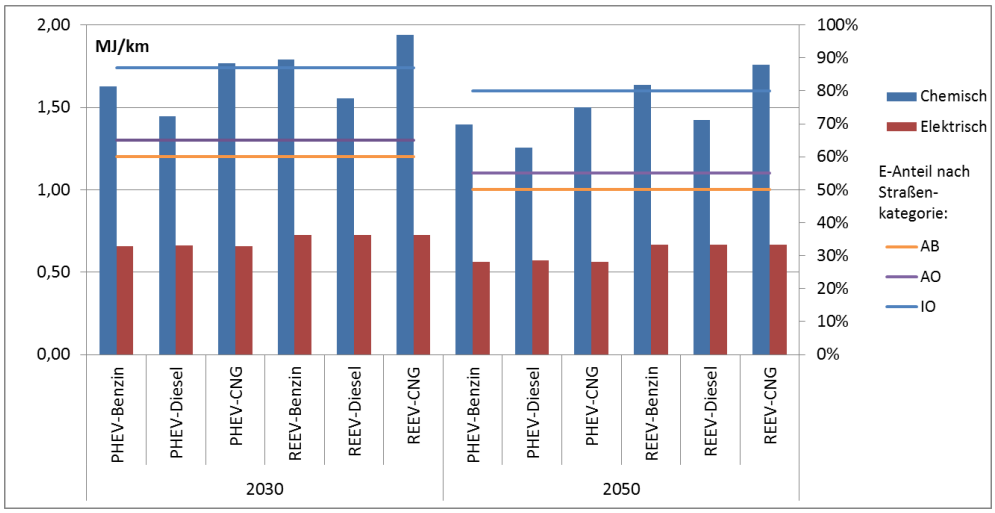


Abbildung 3-20: Spezifischer Verbrauch von PHEV und REEV in 2030 und 2050

PHEV und REEV-Fahrzeuge können sowohl im Elektro- als auch im Verbrennungsbetrieb gefahren werden. Zur Abschätzung des elektrischen Fahranteils werden Analysen von ISI-FHG verwendet [Kley, 2011], die auch im Vorhaben [IFEU, 2013b] für die Pkw unterstellt wurden.

Es wird davon ausgegangen dass der elektrische Fahranteil hoch sein muss, damit die PHEV wirtschaftlich sind. Wegen der noch hohen Anschaffungskosten zu Beginn der Markteinführung werden nur solche Nutzer ein PHEV bzw. REEV kaufen, die sehr günstige Fahrprofile und damit hohe elektrische Fahranteile realisieren können. Wenn die Anschaffungskosten später sinken, werden auch vermehrt Nutzer mit anderen Fahrprofilen dazu kommen. Es wird angenommen, dass die Nutzer während der Markthochlaufphase besonders viele Strecken im elektrischen Betrieb zurücklegen. Nach einer verstärkten Marktdurchdringung ist davon auszugehen, dass sich die mittlere Fahrzeugnutzung dem Durchschnitt annähert. Dies bedeutet also, dass Anfangs der Anteil im Elektrobetrieb höher ist als in späteren Jahren. Damit wird angenommen, dass der mittlere Anteil der Fahrleistung im Elektrobetrieb anfangs bei 80% liegt und bis 2050 später auf 60% absinkt. Für die Modellierung in TREMOD werden diese Annahmen weiter nach Straßenkategorien aufgesplittet, dabei ist der Anteil auf Innerortsstraßen am höchsten, auf Autobahnen am niedrigsten.

3.4.2.2 Verbrauch schwerer Nutzfahrzeuge bis 2050

Die Daten des heutigen Verbrauches des Antriebskonzepte Diesel entstammen HBEFA. Die in den folgenden Abbildungen dargestellte Effizienzentwicklung für SNF orientiert

sich an den in [TU Wien, 2011] und [CE Delft, 2013] ermittelten Potenzial der dort betrachteten Effizienztechnologien (siehe Anhang).

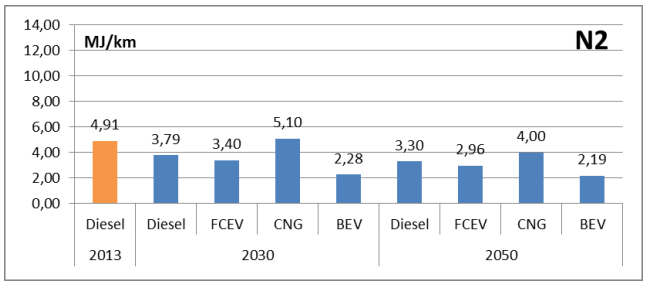


Abbildung 3-21: Spezifischer Verbrauch verschiedener Antriebskonzepte von SNF <12t (N2) in 2013, 2030 und 2050

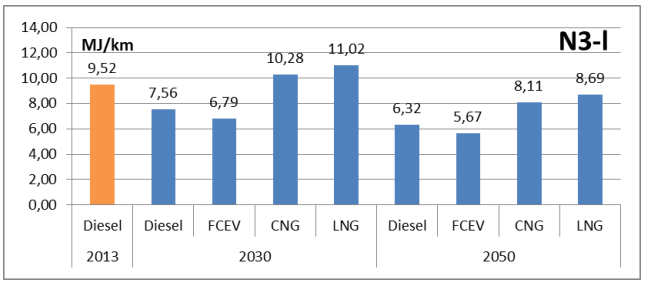


Abbildung 3-22: Spezifischer Verbrauch verschiedener Antriebskonzepte von SNF >12t (N3-l) in 2013, 2030 und 2050

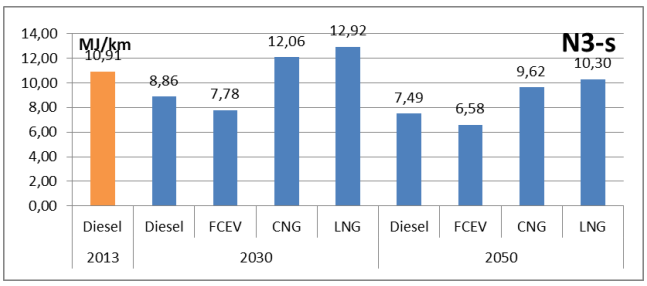


Abbildung 3-23: Spezifischer Verbrauch verschiedener Antriebskonzepte von SNF Sattel-/Lastzügen (N3-s) in 2013, 2030 und 2050

Neben den Antriebskonzepten, die einen Energieträger werden in den Szenarien auch bei den SNF Konzepte mit Elektro- und Dieselbetrieb eingesetzt. Die Entwicklung der Verbräuche dieser Antriebstechnologien ist dabei in Abbildung 3-24 dargestellt.

Für PHEV-Diesel (mit Batterie) wird angenommen, dass diese hauptsächlich als Verteiler-Lkw eingesetzt werden. Für diese Nutzung wird ein elektrisch betriebener Anteil Innerorts von 80%, Außerorts von 55% und auf der Autobahn von 50% angenommen. Der Oberleitungs-Dieselhybrid-Lkw nicht über eine große Batterie verfügt, kann er nur dort elektrisch fahren, wo eine Oberleitung installiert ist. Es wird angenommen, dass für einen wirtschaftlichen Betrieb ein sehr hoher Anteil von elektrischem Fahranteil auf Autobahnen notwendig ist. Für das Szenario wurde dieser Anteil auf 90% gesetzt (im angenommenen Ausbauzustand für 2050 von einer Elektrifizierungsquote von 80% der Autobahnkilometer ist diese Bedingung dabei für die Mehrheit der Nutzer erfüllt). Auf dem restlichen Straßennetz fährt der OH-Lkw im reinen Dieselbetrieb. Der höhere Dieselverbrauch des OH-Lkws gegenüber dem Diesel-Lkw bei den über den Straßenkategorien aggregierten Werten ergibt sich dabei aufgrund der höheren Gewichtung des Dieselverbrauchs Innerorts am gesamten Dieselverbrauch beim OH-Lkw.

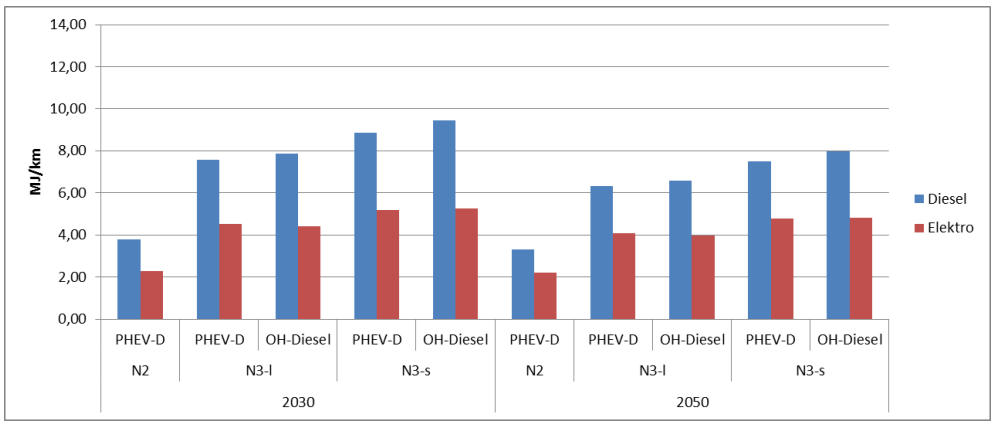


Abbildung 3-24: Spezifischer Verbrauch von PHEV und OH-Diesel Sattel-/Lastzügen (N3-s) in 2013, 2030 und 2050

3.4.2.3 Herstellungskosten für Kfz bis 2050

Die Ableitung der Herstellungskosten der Fahrzeuge basiert auf einer Abschätzung der Kosten für deren Komponenten. Dieser Ansatz erlaubt zum einen die detailliertere Zuordnung sowie Beurteilung von Kostensenkungen auf der Basis des Gesamtfahrzeuges, zum anderen gewährleistet es eine konsistente Kostenabschätzung zwischen verschiedenen Fahrzeugkonzepten bei gemeinsam genutzten Komponenten (Detailbetrachtungen siehe Anhang). Die Entwicklung der Komponentenkosten wird dabei nach dem Lernkostenansatz abgeleitet. Für die angenommenen Kostenminderungen wird dabei von einem Massenmarkt für die entsprechenden Technologien ausgegangen.

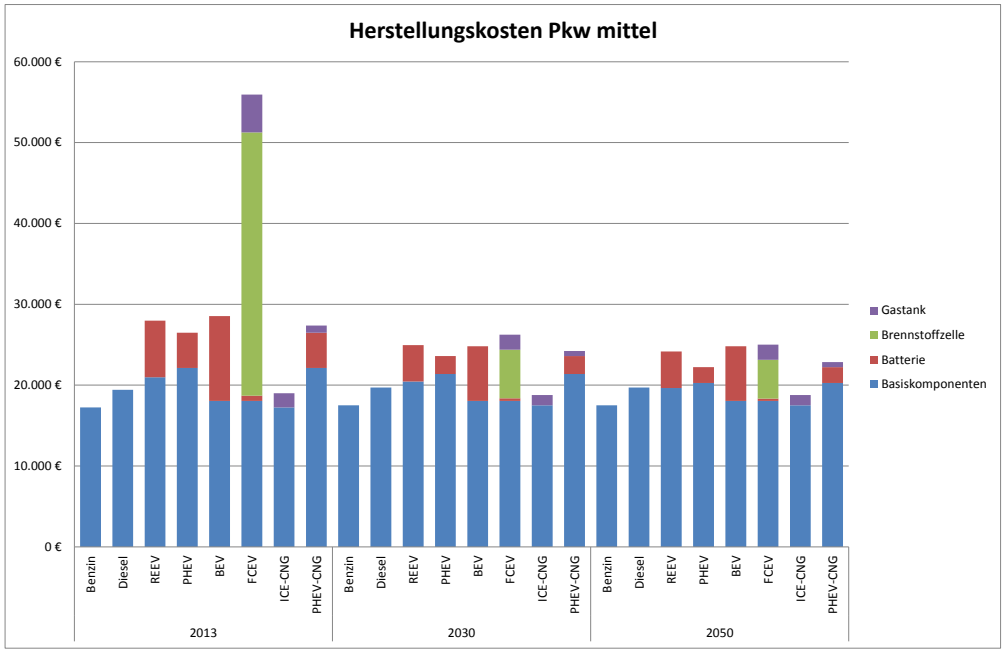


Abbildung 3-25: Nach Komponenten differenzierte Kosten für mittlere Pkw in 2013, 2030, 2050

Antriebskonzept 2050	Kosten [€2010] differenziert nach Größenklasse in 2050		
	Klein	Mittel	Groß
Benzin	11.176	17.515	31.502
Diesel	13.365	19.702	33.734
REEV	16.548	24.155	38.414
PHEV	14.874	22.222	36.224
BEV	16.915	24.804	39.321
FCEV	16.851	25.006	41.877
ICE-CNG	12.178	18.767	33.380
PHEV-CNG	15.375	22.848	37.163
PHEV-D	15.968	23.316	37.340

Tabelle 3-19: Anschaffungskosten Pkw 2050

Steigende Kosten bei Pkw mit Verbrennungsmotoren resultieren aus einer zunehmend aufwendigeren Abgasreinigung. Zusammen mit abnehmenden Kosten insbesondere für Batterien und Brennstoffzellen führt dies bis 2050 zu einer deutlichen Annäherung der Kosten zwischen konventionellen und Batterieelektrischen bzw. Brennstoffzellenfahr-zeugen.

Die Methodik bei den SNF entspricht der bei den Pkw. Eine detaillierte Darstellung der technischen Daten sowie der Komponentenzerlegung ist im Anhang gegeben.

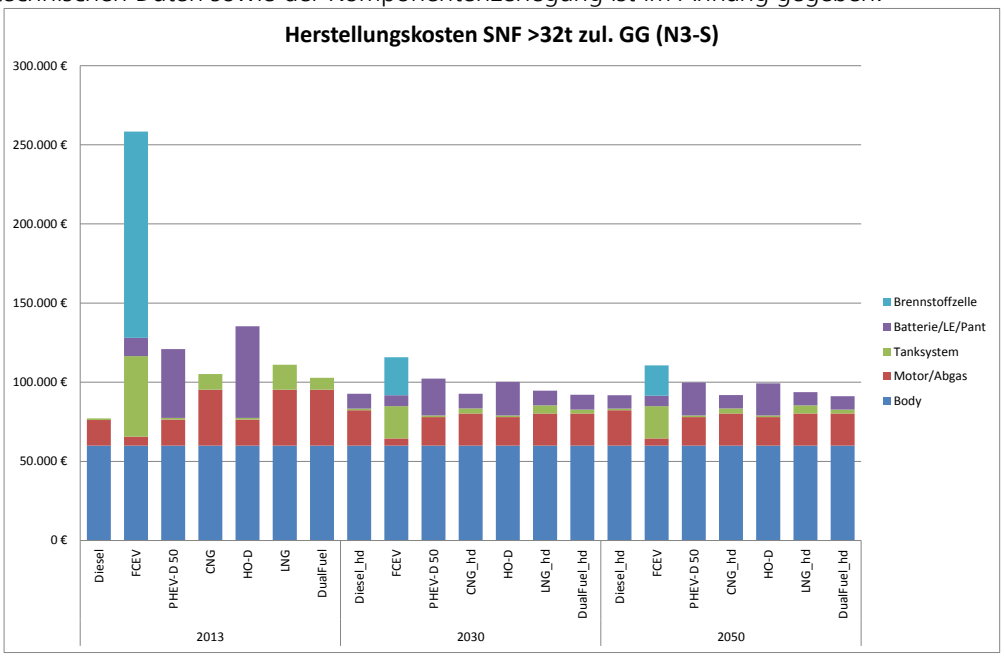


Abbildung 3-26: Nach Komponenten differenzierte Kosten für SNF mit >32 t zul. GG (N3-S)

Antriebskonzept 2050	Kosten [€2010] differenziert nach Größenklasse in 2050		
	N2	N3-l	N3-s
Diesel hybrid	52.148	86.135	91.750
FCEV	58.386	95.127	107.596
PHEV-Diesel	56.079	91.165	96.893
CNG hybrid	51.345	85.434	91.839
HO-D	-	94.248	99.317
LNG hybrid	-	86.463	93.769
Dual-Fuel hybrid	-	85.117	91.157
BEV	69.570	-	-

Tabelle 3-20: Anschaffungskosten SNF 2050

3.4.3 Ableitung der Verkehrsszenarien

Gesucht werden Verkehrsszenarien zur Erreichung des sektorübergreifenden CO_2-Minderungsziels von -80% mit den geringsten Gesamtkosten für das gesamte Energiesystem inklusive dem Transportsektor. Dazu wurde ein iteratives Vorgehen mit folgenden Schritten entwickelt und umgesetzt:

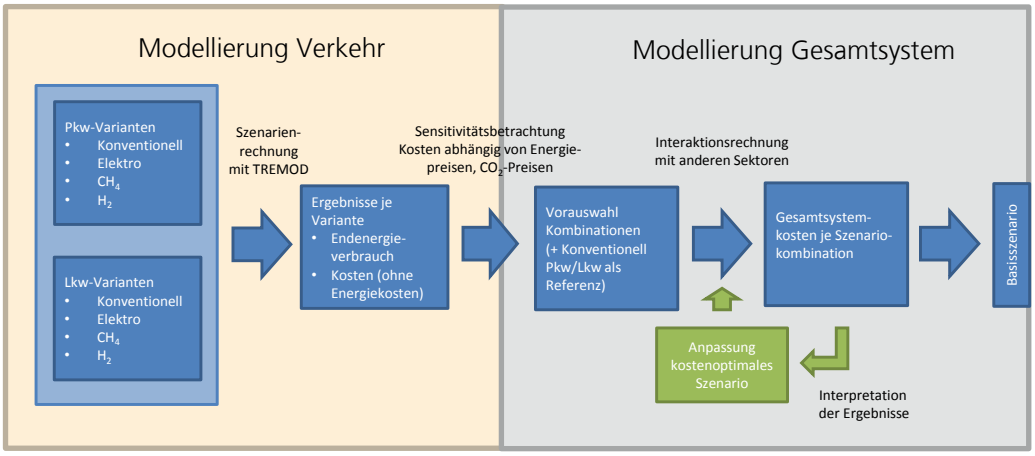


Abbildung 3-27: Ermittlung des Basisszenarios Verkehr als iterativer Prozess

Modellierung Verkehr

Suche geeigneter Verkehrsszenarien als Ausgangspunkt für die Gesamtoptimierung:

- Definition verschiedener Szenarien, die alternative technologische Entwicklungen (Konventionell, Elektro, CH_4, H_2) im Verkehrssektor für den Straßenpersonen- und den Straßengüterverkehr beschreiben.
- Szenarienrechnung in TREMOD zur Berechnung des gesamten Energiebedarfs nach Endenergieträgern im Verkehrssektor sowie der Fahrzeugs- und Infrastrukturkosten für jede Variante. Dabei ist die Bestimmung der (Primär-) Energieträgermixe je Technologie nicht Bestandteil der Szenariodefinition im Verkehrssektor sondern Gegenstand der Gesamtoptimierung des Energiesystems.

Modellierung Gesamtsystem

Suche kostenminimaler Lösungen im gesamten Energiesystem:

- Kombination verschiedener Verkehrsszenarien mit den passenden Szenarien zur Biomasseverfügbarkeit und -verwendung.

- Einschränkung der in Frage kommenden Kombinationen für die Optimierung des Gesamtsystems über eine Sensitivitätsbetrachtung der Kosten im Verkehrssektor in Abhängigkeit von Energie- und THG-Zertifikatskosten.
- Auswahl infrage kommender Kombinationen von Szenarien und Modellierung dieser mit der sektorübergreifenden Zubauoptimierung (Modellierung Gesamtsystem)
- Analyse der Ergebnisse hinsichtlich der Kosten des Gesamtsystems und Ableitung eines neuen Szenarios im Verkehr (Basisszenario), dass die bisher betrachteten technologischen Entwicklungen im Verkehrssektor neu kombiniert.
- Berechnung des Basisszenarios mit der sektorübergreifenden Zubauoptimierung.

3.4.3.1 Flottenzusammensetzung und Verkehrsleistung in den Szenariovarianten (Straßenverkehr)

Für den Straßenverkehr werden jeweils für den Pkw- und Lkw-Verkehr verschiedene Varianten entwickelt. Für die übrigen Verkehrsträger wird jeweils nur eine Referenzvariante formuliert. Die Varianten im Straßenverkehr decken die Bandbreite der aus heutiger Sicht als aussichtsreich angesehenen Technologien (Verbrennungsmotor, Elektromotor mit Batterie, Oberleitung oder Brennstoffzelle als Energiequelle, sowie Hybride) ab. Dazu werden in den Varianten jeweils unterschiedliche Anteile der Technologien an den Neuzulassungen definiert. Das Erreichen der Elektromobilitätsziele der Bundesregierung[1] beim Pkw ist dabei in allen Varianten gesetzt. Darüber hinaus wird in jeder Variante für die restliche Flotte der Schwerpunkt auf eine der möglichen Schlüsseltechnologien gelegt:

- Konventionell (flüssige Energieträger),
- Elektrifizierung,
- methanbasierte Energieträger oder
- Wasserstoff/Brennstoffzellentechnologie.

Im Folgenden sind die Verkehrsszenarien dargestellt. Auf Basis der damit errechneten Zwischenergebnisse wurde dann im zweiten Schritt eine Anpassung des Pkw-Szenarios vorgenommen, welche im Abschnitt 3.4.3.4 dargestellt ist. Ziel der Anpassung ist dabei die Ermittlung eines aus Gesamtsystemsicht optimalen Basisszenarios

Entscheidend für die zukünftige Flottenzusammensetzung und Durchdringung mit neuen Antriebskonzepten ist die Anzahl und Zusammensetzung der jährlichen Neuzulassungen.
Die Anzahl der Neuzulassungen ist dabei in den Varianten gleich angenommen:

- Pkw: bis 2030 3,2 Mio. Fahrzeuge/Jahr, danach linear abnehmend auf 2,9 Mio. Fahrzeuge pro Jahr im Jahr 2050.
- LNF: gleichbleibende Zulassungsrate von 200.000 Fahrzeugen/Jahr
- SNF: bis 2030 leicht ansteigend auf 85.ooo Fahrzeuge/Jahr, danach konstant.

Demgegenüber ist die Zusammensetzung der jährlichen Neuzulassungen zwischen den jeweils vier Pkw/LNF und SNF-Varianten entsprechend der folgenden Methodik variiert:

[1] Das Ziel ist, in Deutschland einen Bestand an Elektrofahrzeugen von einer Million in 2020 und von sechs Millionen in 2030 zu erreichen

Pkw/LNF

Die Zulassungszahlen nach Antriebskonzepten wurden in allen Varianten so angenommen, dass im Jahr 2020 eine Million Elektrofahrzeuge und im Jahr 2030 sechs Millionen Fahrzeuge im Bestand erreicht werden. Da angenommen werden kann, dass sich ein entsprechender Markthochlauf auch nach 2030 fortsetzen wird, erreichen Elektrofahrzeuge in allen Varianten 2050 einen Anteil von mindestens 2/3 an den Neuzulassungen.

Szenariovariante: Konventionell

In der Variante „Konventionell" wird ein Szenario beschrieben, in dem, abgesehen von der oben genannten Elektrifizierung des Pkw-Bestandes, keine weiteren Änderungen bei den Antriebskonzepten stattfinden. Daraus resultiert in 2050 ein Neuzulassungsanteil der BEV von 41 %. Für den weiterhin dominierenden Betrieb mit Verbrennungsmotoren werden mit Benzin und Diesel konventionelle Energieträger verwendet. Hinsichtlich der Elektrifizierung verhalten sich die LNF analog zu den Pkw, jedoch wird die aktuelle Dominanz des Diesel-Antriebes gegenüber dem Benzin-Antrieb im Szenario fortgeschrieben.

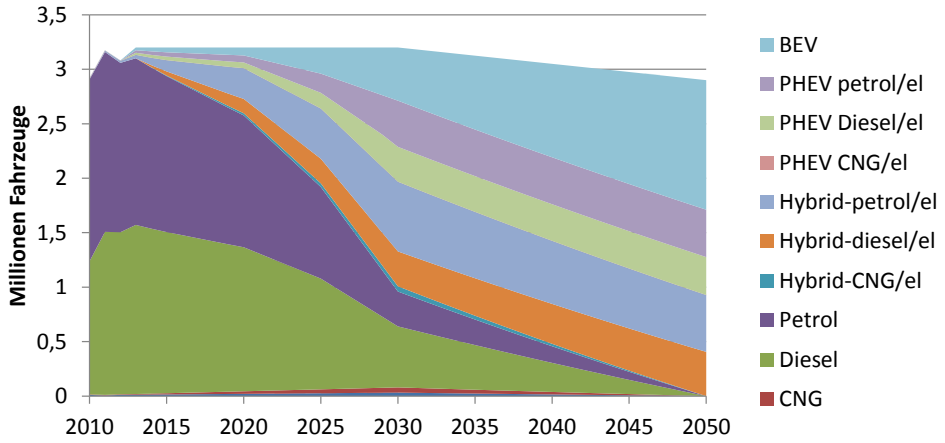


Abbildung 3-28: Neuzulassungen bei Pkw in der Szenariovariante Konventionell

Szenariovariante: Fokus Elektro

Die Variante „Fokus Elektro" beschreibt ein Szenario, in dem ein sehr hoher Anteil an Elektrofahrzeugen erreicht wird. Im Jahr 2050 werden dabei nur noch batterieelektrische oder Plug-in Hybride Fahrzeuge zugelassen. Im Bestand ist jedoch noch ein größerer Anteil an (hybridisierten) konventionellen Fahrzeugen vorhanden, für die, ebenso wie für die verbrennungsmotorischen Fahranteile der PHEV, weiterhin Benzin und Diesel benötigt werden.

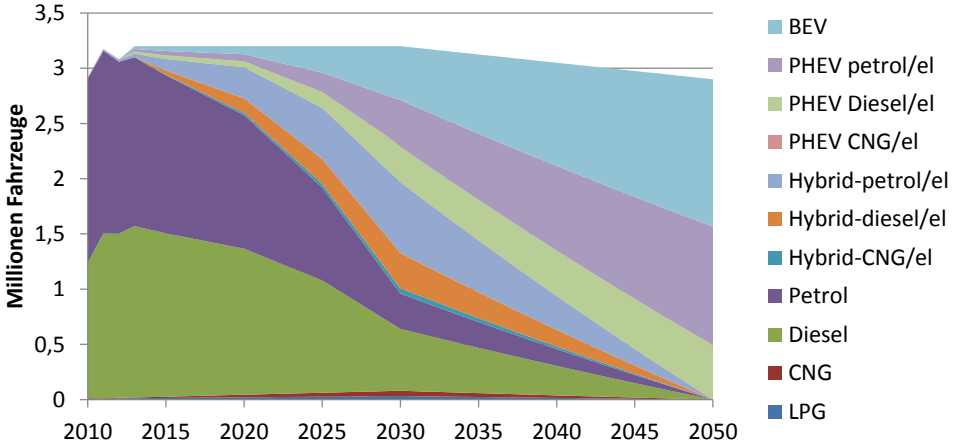


Abbildung 3-29: Neuzulassungen bei Pkw in der Szenariovariante Fokus Elektro

Szenariovariante: Elektro und H2

In der Variante „Elektro und H2" werden die in der „Konventionell"-Variante noch vorhandenen konventionelle Fahrzeuge in 2050 durch Wasserstoff/ Brennstoffzellen-Fahrzeugen aus den Neuzulassungen verdrängt. Diese erreichen dabei einen Neuzulassungsanteil von 32%.

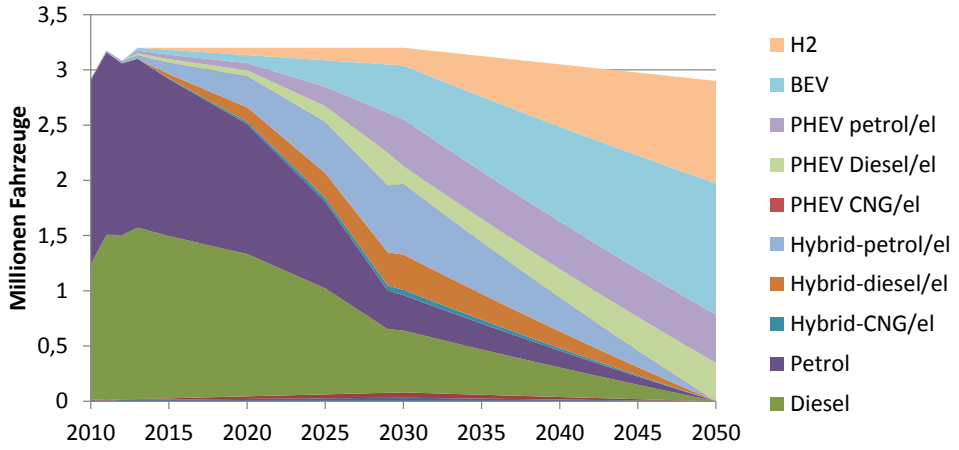


Abbildung 3-30: Neuzulassungen bei Pkw in der Szenariovariante Elektro und H2

Szenariovariante: Elektro und CH4

Hier entspricht der Anteil BEV und PHEV dem der „Konventionell"-Variante, mit dem Unterschied, dass ab 2030 zunehmend PHEV-CNG anstatt PHEV-Diesel zugelassen werden. Ebenso verdrängen langfristig (hybridisierte) CNG-Fahrzeuge Benziner und Diesel.

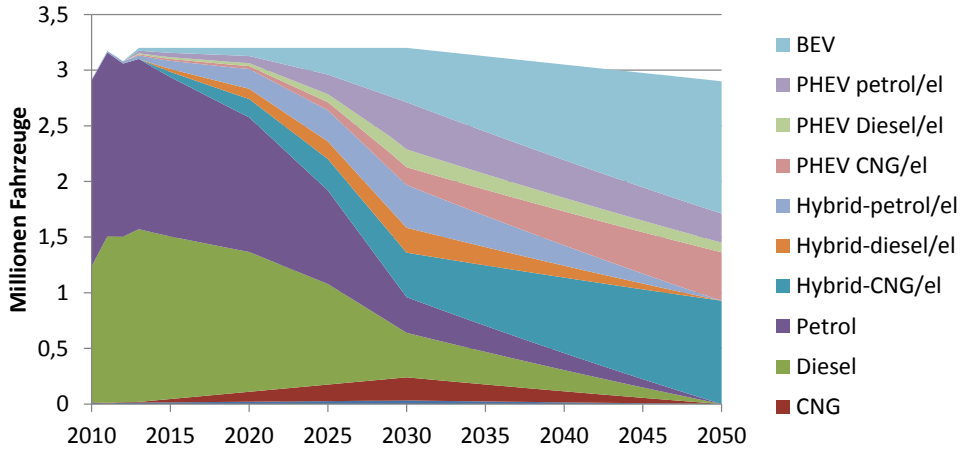


Abbildung 3-31: Neuzulassungen bei Pkw in der Szenariovariante Elektro und CH4

Unter Berücksichtigung der dargestellten Neuzulassungsanteile sowie einer Bestandsumschichtung und Gewichtung der jährlichen Fahrleistungen je Konzept mit dem entsprechenden Fahrzeugalter lassen sich mithilfe von TREMOD folgende Fahrleistungen errechnen (siehe Kapitel 2.4):

Antriebs-konzept	Energie	Konventionell	Fokus Elektro	Elektro und H2	Elektro und CH4
Benziner		23	24	22	21
Diesel		58	60	56	41
Brennstoffzelle		0	0	145	0
Hybrid CNG		5	5	5	184
Hybrid Diesel		107	38	36	24
Hybrid Benzin		82	37	35	20
LPG		3	3	3	3
CNG		5	5	5	20
BEV		174	199	169	161
PHEV CNG/el	CNG	0	0	0	23
	Elektrisch	0	0	0	35
PHEV diesel/el	Diesel	32	44	26	11
	Elektrisch	47	65	39	16
PHEV petrol/el	Benzin	25	48	24	17
	Elektrisch	38	72	37	25
davon (batterie-) elektrisch		*43%*	*56%*	*41%*	*39%*

Tabelle 3-21: Nach Antriebskonzepten und Energie differenzierte Fahrleistung der Pkw-Antriebskonzepte in den Szenariovarianten, 2050 [Mrd. Fahrzeug-km]

SNF

Bei den schweren Lkw kommen in der Effizienzvariante weiterhin nur konventionelle Dieselfahrzeuge (incl. Hybrid) auf den Markt. Bei allen anderen Varianten werden bis 2050 80% der Dieselflotte durch Elektro-, Brennstoffzellen- oder Gasfahrzeuge ersetzt.

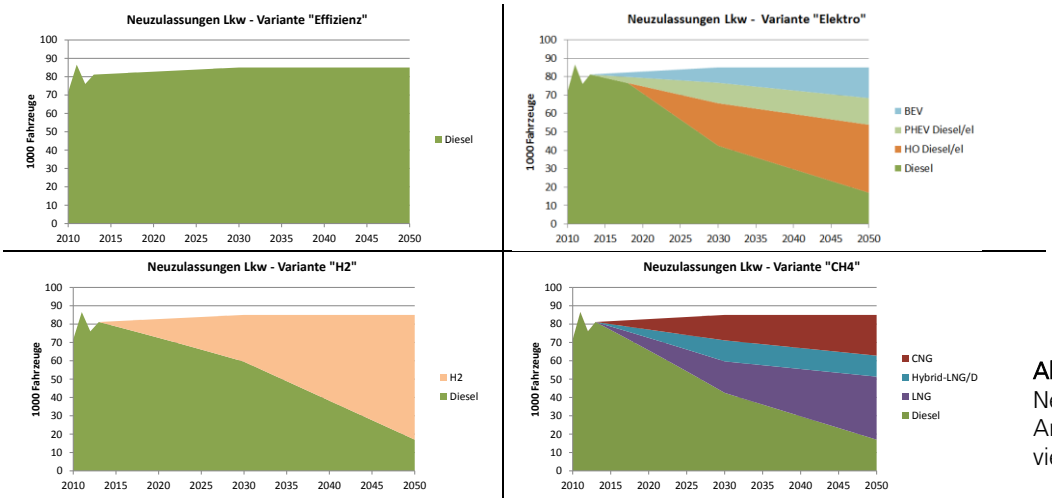


Abbildung 3-32: Neuzulassungen nach Antriebskonzepten in den vier Lkw-Varianten

Daraus ergeben sich die in Tabelle 3-22 dargestellten Verkehrsleistungen:

Antriebskonzept	Energie	Elektro	Effizienz	CH4	H2
Diesel		216	762	213	252
CNG		0	0	20	0
LNG		0	0	383	0
Hybrid LNG/ Diesel	Diesel	0	0	59	0
	LNG	0	0	88	0
BEV		10	0	0	0
Brennstoffzelle		0	0	0	509
OH-Diesel	Diesel	163	0	0	0
	Elektrisch	294	0	0	0
PHEV diesel/el	Diesel	39	0	0	0
	Elektrisch	47	0	0	0
davon elektrisch		*46%*	*0%*	*0%*	*0%*

Tabelle 3-22: Nach Antriebskonzepten und Energie differenzierte Verkehrsleistung der SNF-Antriebskonzepte in den Szenariovarianten, 2050 [Mrd. Tonnen-km]

3.4.3.2 Flottenzusammensetzung und Verkehrsleistung in den übrigen Verkehrsträgern

Außerhalb des Straßenverkehrs wird keine grundsätzliche Änderung in den Antriebskonzepten unterstellt. Daher werden im Schiffs- und Flugverkehr weiterhin Antriebsenergien überwiegend auf der Basis flüssiger Kraftstoffe benötigt.
Beim Schienenverkehr schreitet die Elektrifizierung der Strecken voran, so dass der Anteil der Verbrennertraktion weiter abnimmt. Deren Anteil an der Verkehrsleistung liegt im Jahr 2050 im Güterverkehr und im Personennahverkehr noch bei 5%, im Personenfernverkehr bei 2%. Schienen, Schiffs- und Flugverkehr werden zudem auch zukünftig immer effizienter. Die spezifischen Minderungen je Personen- bzw. Tonnenkilometer bis 2050 liegen beim Schienenverkehr zwischen 20% und 30%, bei der Binnenschifffahrt bei 30% und beim Flugverkehr bei 35%.

3.4.3.3 Ableitung der Infrastruktur in den Szenariovarianten

Zur Darstellung der Gesamtkosten der Technologie-Varianten, ist eine Bestimmung der damit verbundenen Infrastrukturkosten notwendig. Diese setzen sich aus den Kosten je Infrastrukturelement bzw. Versorgungseinrichtung (z.B. Tankstelle) und dem Bedarf für diese Elemente zusammen.
Es wird nur Infrastruktur betrachteter die in Deutschland errichtet ist, sowie nur vom Verkehrssektor genutzt wird. Es werden die annuitätischen **Kosten für Investitionen-, Wartung- und Instandhaltung** für die benötigte Versorgungsinfrastruktur abgeleitet. In der Infrastrukturkostenrechnung wird ein inflationsbereinigter Zinssatz von 5% angenommen.

Ladeinfrastruktur
Die Ladeinfrastruktur in den Varianten umfasst Ladepunkte zum Laden von Elektrofahrzeugen mit Stecker. Wesentlich für die Kosten sind dabei die absolute Anzahl von Ladepunkten, sowie deren Verteilung auf private, halböffentliche oder öffentlichen Ladepunkten.

	Ladepunkttyp		
	privat	halb-öffentlich	öffentlich
Aufteilung nach Typen [EC2013]	90%	2%	8%
Kosten je Ladepunkt in 2050 [FH ISI, 2010]	200 €	133 €	667 €

Tabelle 3-23: Kosten und Verbreitung je Ladepunkttyp

Für 2050 wird in den Szenarien von einem signifikanten Anteil an Elektroautos an den Pkw in Deutschland ausgegangen. Dabei wird angenommen, dass es Skaleneffekte hinsichtlich der Auslastung von (halb-)öffentlicher Ladeinfrastruktur ergeben, so dass ein Wert von 1,5 Ladepunkten je Elektrofahrzeug [GE Electric, n.d.] für eine flächendeckende Abdeckung ausreicht.

Oberleitungen

Es wird angenommen, dass im Jahr 2050 **80% der BAB** mit Oberleitung ausgestattet sind. Dies entspricht einer elektrifizierten Strecke von 10.400 km. Die Investitionskosten je beidseitigen Autobahnkilometer werden mit 2,5 Millionen € geschätzt (SRU, 2012, S.239).

CNG/LNG-Infrastruktur

Die Deckung des Bedarfs an Methan-Energieträgern erfolgt

- für die Nutzergruppe Pkw/LNF mit CNG-Tankstellen,
- für die SNF mit kombinierten CNG/LNG-Tankstellen

Die Kostenberechnung für die kombinierte CNG/LNG-Tankstellen erfolgt über die Addition der CNG und der LNG-Bereitstellungskosten. Die Kosten für den energieträgerabhängigen Tankstellenteil für **CNG** sind in [European Commission, 2013] mit 250.000 € festgelegt, für LNG mit 400.000 €. Sowohl CNG als auch LNG werden aus dem vorhandenen Erdgasnetz bereitgestellt, bei LNG erfolgt eine dezentrale Verflüssigung direkt an der Tankstelle.

Wasserstoff-Infrastruktur

Für die Wasserstofftankstellen wird aufbauend auf Analysen von FHISI2010 angenommen, dass bei einem Massenmarkt in 2050 die Tankstellenkosten 2,8 € pro GJ abgegebenen Wasserstoff betragen.

3.4.3.4 Ableitung des Basiszenarios

Aus der Interpretation der Ergebnisse der mit den Szenariovarianten gerechneten Optimierungen (siehe Abschnitt 0) wurden folgende Arbeitshypothesen aufgestellt, die anhand eines weiteren Modelllaufes im Gesamtsystem überprüft wurden (Gegenüberstellung der Ergebnisse der Varianten mit dem Basisszenario in Abschnitt 0):

- Elektromobilität beim Pkw senkt langfristig die Systemkosten. Daher ist für ein kostenoptimales System eine möglichst umfassende Elektrifizierung beim Pkw anzustreben.
- Die Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs bringt deutliche Kostenvorteile gegenüber den Varianten mit chemischen Energieträgern.
- Eine zusätzliche Kostenminderung des Gesamtsystems kann durch den Ersatz von flüssigkraftstoff-betriebenen Verbrennungsmotoren durch gasangetriebene Verbrennungsmotoren erfolgen.

Auf diesen Hypothesen baut das Basisszenario auf: Es setzt sich zusammen aus der Lkw –Variante „Elektro“ und einer neuen Variante für den Pkw-Verkehr mit einer gegenüber der „Fokus Elektro“-Variante noch höheren Durchdringung der Flotte mit Elektro-Pkw und einem Übergang zu mit ausschließlich CNG/elektrisch angetriebenen

PHEV-Fahrzeugen bis 2050. Dabei werden bereits ab 2040 keine reinen Verbrennerfahrzeuge (incl. Hybrid) mehr zugelassen.

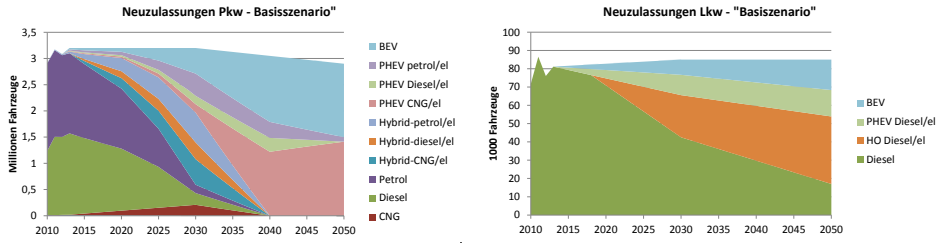


Abbildung 3-33: Neuzulassungen nach Antriebskonzepten im Basisszenario

Mittels der in Abbildung 3-33 dargestellten Neuzulassungsanteilen ergeben sich, nach Berechnung der Bestandsumschichtung und Gewichtung der jährlichen Fahrleistungen je Konzept mit dem entsprechendem Fahrzeugalter, die in Abbildung 3-34 dargestellten Fahr- bzw. Verkehrsleistungen. Bei den Pkw und LNF ergibt sich ein Anteil elektrischer Fahrleistung von 66 %, hauptsächlich durch die BEV und den elektrischen Anteil der CNG-PHEV. Bei den SNF beträgt der elektrische Anteil an der Verkehrsleistung 46 %, mit dem elektrischen Anteil des OH-Lkws als Haupttreiber.

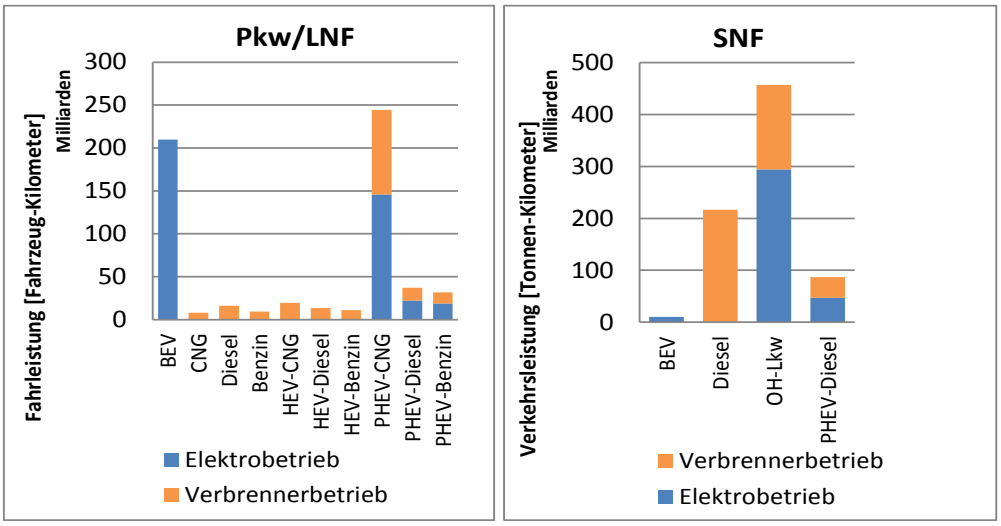


Abbildung 3-34: Fahrleistung (Pkw/LNF) bzw. Verkehrsleistung (SNF) nach Antriebskonzepten in 2050 im Basisszenario

Fahrzeug-antrieb	BEV	CNG	Diesel	Benzin	HEV-CNG	HEV-Diesel	HEV-Benzin	PHEV-CNG	PHEV-Diesel	PHEV-Benzin
Elektro-betrieb	210	0	0	0	0	0	0	146	22	19
Verbrenner-betrieb	0	8	16	10	20	13	11	99	15	13

Tabelle 3-24: Fahrleistung Pkw und LNF nach Antriebstechnologie in 2050 im Basisszenario[Mrd. Fzg-km]

Fahrzeugantrieb	BEV	Diesel	OH-Lkw	PHEV-Diesel
Elektrobetrieb	10	0	294	47
Verbrennerbetrieb	0	216	163	39

Tabelle 3-25: Verkehrsleistung SNF nach Antriebstechnologien in 2050 im Basisszenario [Mrd. t-km]

3.4.4 Endenergieverbrauch und Kosten der Verkehrsszenarien

Aufbauend auf den in den vorherigen Abschnitten dargestellten Berechnungen und Annahmen wurden Endenergieverbräuche nach Energieträger sowie wesentliche Kostenbestandteile (Kosten für Fahrzeuge und Infrastruktur) des Verkehrs bestimmt.

Energiekosten (Strom, CO_2) und THG-Emissionen der Szenariovarianten sind Ergebnis der sektorübergreifenden Optimierung und werden im Kapitel 4 dargestellt.

Endenergieverbrauch

Beim Pkw ist dabei über die Effizienzfortschritte und den Wechsel auf alternative Antriebstechnologien ein deutlicher Rückgang des Endenergieverbrauchs abgeleitet. Dies ist insbesondere bei Szenarien mit einem hohen Elektrifizierungsgrad oder bei einer hohen Durchdringung von Brennstoffzellenfahrzeugen festzustellen. Gleichzeitig werden allen Szenariovarianten noch relevante Mengen chemischer Energieträger benötigt.

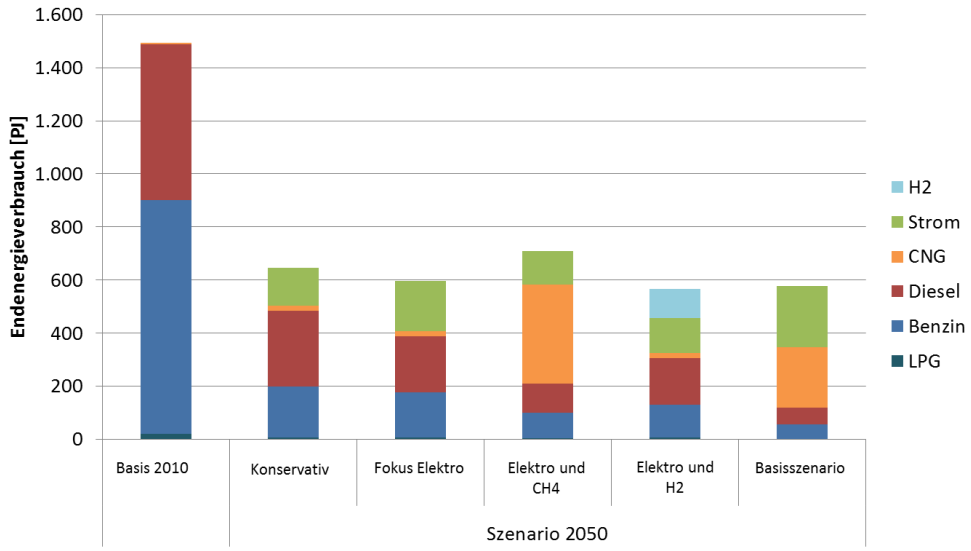


Abbildung 3-35: Endenergieverbrauch Pkw der Szenariovarianten für 2050 differenziert nach Energieträger

Effizienzfortschritte bei den SNF werden durch das sich fortsetzende Wachstum in der Transportleistung kompensiert. Dadurch gewinnt der Straßengüterverkehr beim Endenergieverbrauch im Verhältnis zum Straßenpersonenverkehr langfristig deutlich an Bedeutung.

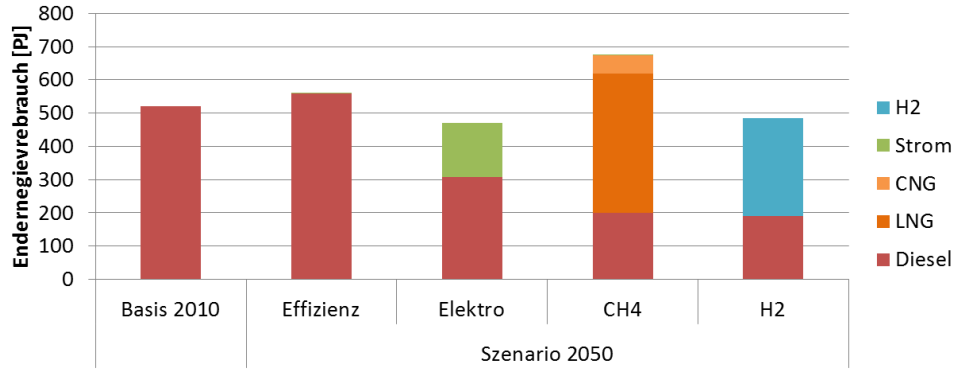


Abbildung 3-36: Endenergieverbrauch SNF der Szenariovarianten für 2050 differenziert nach Energieträger

Kosten

Aus den Neuzulassungen im Jahr 2050 sowie den Annuitäten der im Jahr 2050 errichteten Infrastruktur ergeben sich die in Abbildung 3-25 dargestellten Kosten. Bei der Kostenbetrachtung sind dabei die Pkw- und SNF-Varianten nicht mehr getrennt voneinander zu betrachten, da sich durch gemeinsam genutzte Infrastruktur entsprechende Rückkopplungen ergeben. Die Bezeichnung in der Darstellung ist dabei zuerst der Name der Pkw-Variante aufgeführt, als zweites der Name der SNF-Variante.

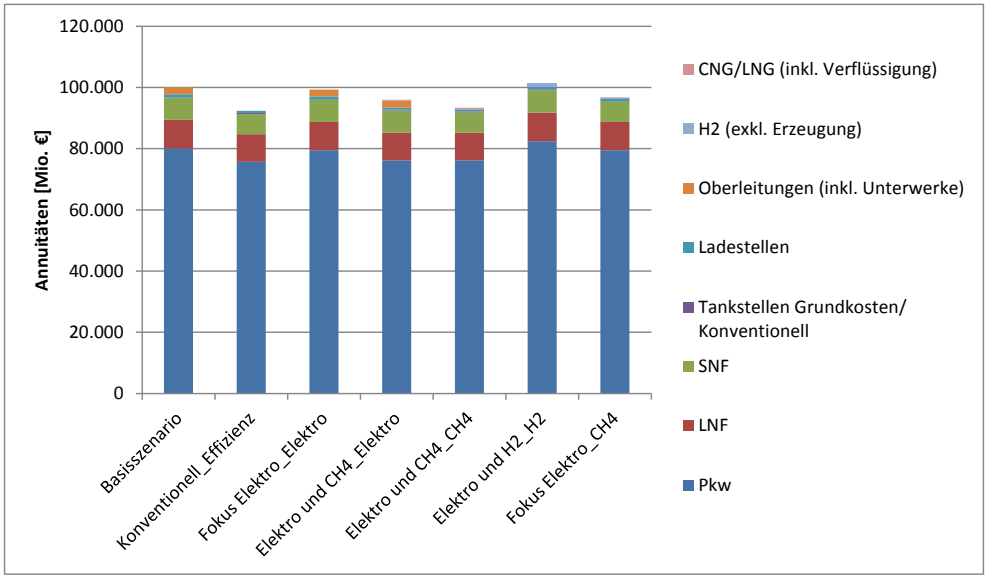


Abbildung 3-37: Fahrzeug- und Infrastrukturkosten Verkehr für 2050

Die Fahrzeugkosten, insbesondere die Pkw-Kosten, dominieren dabei in allen Szenariovarianten die betrachtete Kostenaggregierung[1]. Dabei haben Szenarien mit höherem Anteil an Elektro- und Brennstoffzellenfahrzeugen tendenziell höhere Kosten als Varianten, bei denen im größeren Umfang noch Konzepte mit Verbrennungsmotoren eingesetzt werden. Ein weiterer Unterschied bei den Gesamtkosten resultiert aus den Kostendifferenzen bei der Infrastruktur, insbesondere aus den Kosten zur Errichtung der Oberleitungsinfrastruktur für den OH-Lkw.

3.5 Rahmenbedingungen der Biomassenutzung

3.5.1 Problemstellung und Zielsetzung

Die energetische Nutzung von Biomasse ist ein stetiger Begleiter durch die Geschichte der Menschheit. Heute trägt sie in Deutschland unter den verschiedenen EE-Ressourcen mit knapp 70% den größten Teil zur Deckung des Endenergiebedarfs durch erneuerbare Energien (EE) bei [FNR 2013 nach BMU, AGEE Stat. 2013]. Aufgrund ihrer Speicherbarkeit und der Möglichkeit sie in verschiedene Energieträger mit unterschiedlichen Aggregatszuständen (fest, flüssig, gasförmig) und erwünschten Endenergieformen (Strom, Wärme, Kraftstoff) zu transferieren gibt ihr eine wichtige, wenn nicht sogar unverzichtbare Rolle im Portfolio der erneuerbaren Energietechnologien. Jedoch ist der Beitrag der Energie aus Biomasse, trotz der Vielzahl biogener Ressourcen, begrenzt.

Hierbei wird das Biomassepotenzial, das zur energetischen Nutzung zur Verfügung steht, im Wesentlichen durch die Flächenkonkurrenz zur Pflanzenproduktion für die stoffliche sowie für die Nutzung als Nahrungs- und Futtermittel begrenzt. Prinzipiell ist es jedoch auch möglich Energiepflanzen sinnvoll in landwirtschaftliche

[1] Zu beachten ist dabei, dass die hier Kosten der in Deutschland neu zugelassenen Fahrzeuge abgebildet ist, insbesondere bei den SNF aber auch ein relevanter Anteil der Fahrleistung in Deutschland von ausländischen Fahrzeugen erbracht wird. Da die Kostendifferenzen der Fahrzeuge zwischen den SNF-Szenarien im Verhältnis mit den anderen Ergebnisgrößen klein sind sowie in allen europäischen Ländern die gleichen Flotte hinsichtlich der Anteile der Antriebstechnologien angenommen ist, ist der Effekt dabei im Rahmen der Unsicherheiten zu vernachlässigen.

Marktfruchtfolgen zu integrieren um somit die Konkurrenzsituationen abzumildern und von positiven Synergieeffekten (weniger Pflanzenschutzmittel, höhere Biodiversität, etc.) zu profitieren. Vor diesem Hintergrund ist es nicht verwunderlich, dass das tatsächlich verfügbare Biomassepotenzial im Jahre X heute nur sehr schwer quantifiziert werden kann. Das zeigt auch die Analyse bereits durchgeführter Biomassestudien, die insbesondere auf die Frage der Flächenverfügbarkeit zu stark unterschiedlichen Ergebnissen kommen.

Da neben dem Flächenbedarf für die Anbaubiomasse auch das Potenzial der energetischen Nutzung von biogenen Reststoffen begrenzt ist, verlangt der Einsatz der Biomasse für energetische Zwecke einen sehr effizienten Umgang mit den entsprechenden Ressourcen. Bei Betrachtung des gesamten Energieversorgungsystems aus energiesystemtechnischer Sicht erscheint es daher sinnvoll Energie aus Biomasse langfristig für spezifische Anwendungen in den Sektoren einzusetzen, die zur Deckung der Residuallast beitragen. Wird von einer zunehmenden Elektrifizierung der Energiesektoren Strom, Wärme, Verkehr ausgegangen, dann sind dies vor allem Anwendungen, die im Betrachtungsraum bis zum Jahr 2050 voraussichtlich nicht oder nur unzureichend elektrisch versorgt werden können (z.B. Luftfahrtverkehr, Hochtemperatur Prozesswärme, etc.).

Unter Berücksichtigung der Ziele des vorliegenden Forschungsvorhabens a) Erreichung der klimapolitischen Ziele für das Jahr 2050 und b) eine kostenoptimierte Transformation des Energieversorgungssystems ergeben sich die folgenden zentralen Fragestellungen für die zukünftige energetische Biomassenutzung:

I. Welche Auswirkung hat der Grad der Erschließung von Biomasseressourcen (insbesondere Anbaubiomasse) auf die kostenoptimierte Erreichung der energiepolitischen Klimaschutzziele der Bundesregierung für das Jahr 2050?
II. Ist die Energie aus Biomasse als Substitut für fossile, chemische Energieträger aus Systemkostensicht besser als Kraftstoff (flüssig, gasförmig) oder als universell in allen Energiesektoren einsetzbarer gasförmiger Energieträger zu verwenden?

Die Bewertung dieser Fragestellung wird im Projekt dabei nur unter einer nationalen Betrachtung durchgeführt und ist in Abschnitt 4.1 dargestellt.

3.5.2 Nationale Biomassenutzungsszenarien

Biomasseszenarien für Deutschland im Jahr 2050

Um die oben genannten Fragestellungen zu beantworten, wurden drei Szenarien bzw. -varianten mit unterschiedlichen Bioenergiepotenzialen und –nutzung definiert. Diese werden im Folgenden kurz beschrieben.

Szenario 1: Reststoffszenario – geringer Bioenergieeinsatz

In Szenario 1 werden ausschließlich biogene Reststoffe energetisch genutzt. Ein Biomasseanbau auf landwirtschaftlichen Flächen findet in diesem Szenario nicht statt. Biomasseim- und –exporte werden in der Analyse nicht berücksichtigt. Damit wird durch dieses Szenario eine rechnerische Untergrenze der Bioenergienutzung für das Jahr 2050 abgebildet. Tabelle 3-26 gibt eine Übersicht über die im Jahr 2050 vorhandenen technischen Bioenergiepotenziale. Die energetische Darstellung erfolgt als Heizwert. Abhängig von der jeweiligen Biomasseressource wird davon ausgegangen, dass der energetisch genutzte Teil zwischen 50 % und 75 % des analysierten technischen Potenzials liegt. Eine Ausnahme bilden die Ressourcen Altholz und der für die energetische Verwendung zur Verfügung stehende Teil des Waldstammholzes. Für

diese Ressourcen wird eine 100%-ige Erschließung des technischen Potenzials angenommen, da der Anteil, der energetisch genutzt wird, heute schon sehr hoch ist [Mantau et al. 2010].

	technisches Potenzial [PJ/a]	davon energetisch genutzt [PJ/a]
Landwirtschaftliche und andere Reststoffe (Summe)	**246**	**133**
Gülle	88	44
Bio- und Grünabfall	27	14
Ernterückstände	10	5
Stroh	80	40
Klärgas	20	15
Klärschlamm	21	16
Deponierte Reststoffe (Deponiegas)	0	0
Forstwirtschaftliche Reststoffe (Summe)	**593**	**492**
Waldstammholz für energetische Verwendung	210	210
Waldrestholz	200	150
Altholz	80	80
Industrierestholz	58	29
Landschaftspflegematerial (-holz)	45	23
Bioenergiepotenzial aus organischen Reststoffen	**839**	**625**

Tabelle 3-26: Übersicht über das technische und davon energetisch genutzte Potenzial aus biogenen Reststoffströmen im Jahr 2050

Quelle: BMVBS 2010, Mantau 2012, Mantau et. al. 2010, Kaltschmitt 2008, Fritsche 2004, Nitsch et al. 2004, Kaltschmitt 2003

Die aus den biogenen Reststofffraktionen gewonnene Energie, insbesondere die aus Festbrennstoffen, wurde, nach Abzug der Energie aus Biomasse für private Einzelfeuerungen von 58,9 TWh/a Endenergie, primär zur Deckung des, nur teilweise durch elektrische Energie deckbaren, industriellen Prozesswärmebedarfs genutzt. Hierbei kann der Temperaturbereich für industrielle Prozesswärme von 100 – 500°C zum größten Teil durch KWK-Systeme (GuD-GD/-EK bis 300°C, GT-AK bis 500°C) in Kombination mit Power-to-Heat gedeckt werden. Im Sinne eines möglichst effizienten Gesamtsystems wurden biogene Festbrennstoffe deswegen überwiegend für Hochtemperatur-Prozesswärme > 500°C, die nicht mehr durch KWK gedeckt werden kann eingesetzt. Dabei sind durch direkte Holzverbrennung Temperaturen von bis zu 850°C möglich. Bei höheren Temperaturen muss das Holz vergast werden. Damit verbunden sind höhere Wirkungsgradverluste. Im Temperaturbereich > 500°C werden zudem erdgasbasierte Verfahren sowie Kessel-Systeme (die auf Basis von Erdgas und dem Power-to-Heat-Prinzip arbeiten) eingesetzt. Abbildung 3-14 gibt einen Überblick über die anteilig angenommene Zusammensetzung der verschiedenen Ressourcen zur Deckung des industriellen Prozesswärmebedarfs im Jahr 2050.

Szenario 2: Anbaubiomasse - Höheres energetisches Bioenergieangebot

Im Gegensatz zu dem bereits beschriebenen Szenario mit ausschließlicher Reststoffnutzung wird im Szenario 2 mit 2 Mio. Hektar ein Teil der ca. 17 Mio. Hektar landwirtschaftlich in Deutschland zur Verfügung stehenden Fläche zur Kultivierung von Energiepflanzen genutzt. Diese 2 Mio. Hektar entsprechen in etwa der aktuell genutzten Fläche zur Energiepflanzenproduktion [FNR 2013]. Dies stellt eine konservative Annahme dar, ermöglicht es aber die Frage der Biomassekonversionspfade und die Auswirkungen eines höheren Bioenergieangebots als bei ausschließlicher

Reststoffnutzung (Szenario 1) in den nachfolgenden Systemanalysen bewerten zu können.

Ein Vorteil der Bioenergie ist die Möglichkeit einen vielseitig einsetzbaren flüssigen (Biokraftstoff für den Verkehrssektor) oder gasförmigen (für verschiedenste Anwendungen in den Energiesektoren), chemischen Energieträger für die Nutzung in den Energiesektoren zu generieren. Im Szenario 2 werden daher zwei Varianten untersucht.

In der **Variante A (Kraftstoffszenario)** wird der Schwerpunkt auf die Erzeugung von flüssigen Biokraftstoffen für den Einsatz in den schwer elektrifizierbaren Verkehrsbereichen (Flug-, Schwerlastverkehr) gelegt. In der **Variante B (Gasszenario)** liegt der Schwerpunkt auf der Erzeugung eines gasförmigen Energieträgers (Bio-SNG, Biogas, Biomethan). Dieses kann vielfältig in den verschiedensten Bereichen der drei Energiesektoren eingesetzt werden. Biomasse-Im- und Exporte wurden auch in Szenario 2 nicht berücksichtigt.

Tabelle 3-27 und Tabelle 3-28 zeigen die Energieerträge aus der Anbaubiomasse entsprechend des Schwerpunktes der Nutzung. Es ist ersichtlich, dass die Bereitstellung eines gasförmigen Energieträgers, einen höheren Energiebeitrag leistet als dies bei einem Schwerpunkt auf der Biokraftstoffproduktion der Fall ist.

	[Mio. ha]	[PJ/a]
Anbaubiomasse		
Raps	1,3	66,3
KUP	0,5	40,1
Energiepflanzenanbaumix (Mais, (Acker-)gras, GPS, Futterrübe, Sonstige)	0,3	48,9
Summe	**2,0**	**155**
- flüssig		**106**
- gasförmig		**49**

Tabelle 3-27: Energiepotenzial aus der Anbaubiomasse im Kraftstoffszenario (Variante A)

	[Mio. ha]	[PJ/a]
Anbaubiomasse		
KUP	0,5	26,4
Energiepflanzenanbaumix (Mais, (Acker-)gras, GPS, Futterrübe, Sonstige)	3,1	293,4
Summe (nur gasförmig)	**2,0**	**320**

Tabelle 3-28: Energiepotenzial aus der Anbaubiomasse im Gasszenario (Variante B)

Die Zusammensetzung der Sekundärenergiemengen (Gas, Biokraftstoff) und Endenergiemengen (Wärme) aus Biomasse sind in Abbildung 3-38 dargestellt. Insgesamt sind die in dieser Studie angenommenen Bioenergiemengen in allen Szenarien geringer als in den Szenarien der Leitstudie 2011 [Nitsch et al. 2012].

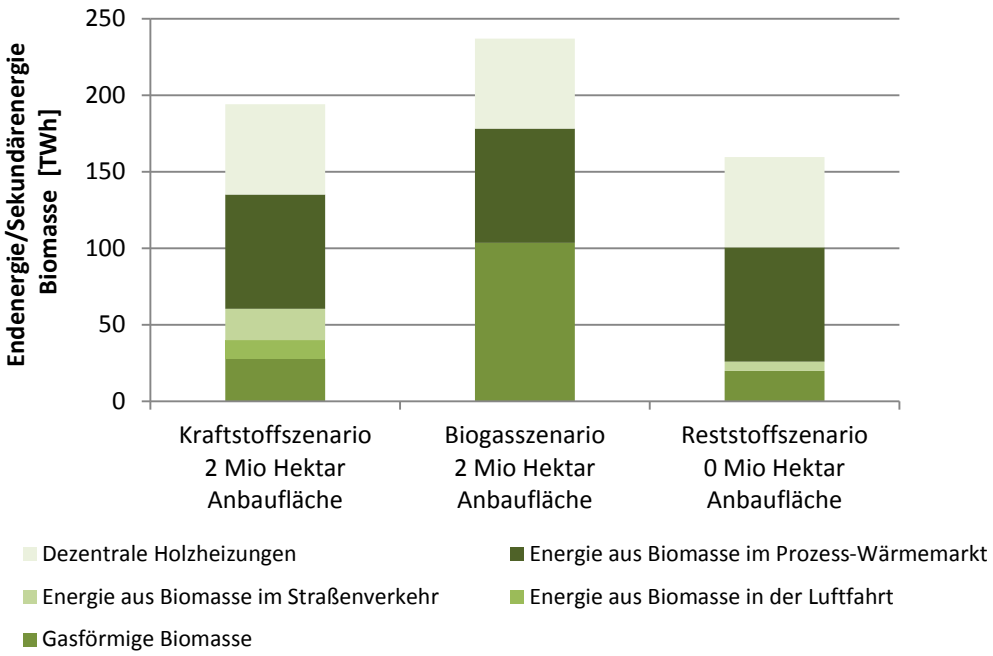


Abbildung 3-38: Bereitstellung von End-/Sekundärenergie biogenen Ursprungs in den verschiedenen Szenarien im Jahr 2050

<u>Kosten der chemischen Energieträger biogenen Ursprungs</u>

Für eine Bewertung des Nutzens einer höheren verfügbaren Biomassemenge und des Konversionspfades sind neben den Erträgen die spezifischen Kosten wichtig. Die Kostenanalyse der chemischen Energieträger biogenen Ursprungs erfolgt aus Sicht eines Investors in die Energieerzeugungsanlage. Zur Spezifikation der Biomassekonversionsanlagen wurden Modellanlagen in unterschiedlichen Größenklassen angenommen. Die Gestehungskosten in €ct/kWh (Hi) wurden nach der Annuitätenmethode nach VDI 2067 ermittelt. Diese berücksichtigen erforderliche Reinvestitionen und eine Verzinsung des für die Investition in die Energieanlage erforderlichen Eigen- und aufgenommenen Fremdkapitals. Die Tabelle 3-29 gibt einen Überblick über die Gestehungskosten der chemischen Energieträger biogenen Ursprungs, die in den nachfolgenden Berechnungen als Eingangsgröße verwendet wurden. Die Spannbreite der Kosten für einen Energieträger resultiert aus den verschiedenen angenommenen Anlagenkapazitäten, sowie der unterschiedlich verwendeten Biomasseressourcen.

Für das Reststoffszenario (Szenario 1) ergeben sich damit durchschnittliche spezifische Kosten von 6,01 ct/kWh, im Szenario 2, für das Kraftstoffszenario von 8,12 ct/kWh und für das Gasszenario von 7,82 ct/kWh.

Chemische Energieträger	€ct/kWh (Hi)
Biogas	1-7,5
Biomethan	3,5-8,8
Bio-SNG	9-10
HVO Biokerosin	
HVO/BTL Diesel	11-11,3
HVO Benzin	

Tabelle 3-29: Übersicht der Gestehungskosten für die chemischen Energieträger biogenen Ursprungs

Damit weist das Reststoffszenario das geringste Potenzial von Biomasse zu den geringsten Kosten auf. Das Kraftstoffszenario weist dagegen bei begrenzter Anbaufläche im Vergleich zum Gasszenario einen geringeren Energieertrag aus

Biomasse bei höheren spezifischen Kosten aus. Anderseits werden durch flüssige Biokraftstoffe andere fossile Primärenergieträger substituiert als bei einem gasförmig vorliegenden Energieträger. Dieser Effekt von Biomassepotenzial, -kosten und Substitutionseffekt der in den Biomasseszenarien unterschiedlich vorliegenden End- bzw. Sekundärenergieträgern biogenen Ursprungs, wird im Kapitel 4.1 durch die jeweils vermiedenen Systemkosten, die aus dem spezifischen Einsatz des Energieträgers resultiert, bewertet.

3.5.3 Annahmen für das europäische Biomassepotenzial

Um die Auswirkung eines übergeordneten europäischen THG-Ziels auf das deutsche Energiesystem zu berücksichtigen wurde das Biomassepotential auf Basis der folgenden Quellen abgeschätzt:

- Daten zu Abfallverbrennung und Klärgas [NREAP 2020]
- Abschätzung der forstlichen und landwirtschaftlichen Reststoffe gemäß eigenen Auswertungen zu Corine-Landnutzungsdaten und [Kaltschmitt et al. 2003]

Die daraus resultierenden Energiemengen biogenen Ursprungs für den Wärmesektor finden sich im Anhang in den Tabelle 10-2 bis Tabelle 10-6 für den Gas- und Verkehrssektor befinden sich diese in Tabelle 10-7. Die Potentialermittlung der energetischen Biomassenutzung im europäischen Ausland beschränkt sich auf biogene Reststoffe, da die Kultivierung von Energiepflanzen in den meisten europäischen Ländern eine untergeordnete Rolle spielt.

4 Sektorübergreifendes Zielszenario 2050

Der Lösungsraum für die Optimierung des Zielsystems im Jahr 2050 ist durch die Randbedingung des einzuhaltenden THG-Reduktionsziels determiniert. Da das Verkehrs- und Biomasseszenario nicht Bestandteil der Optimierung sind, müssen diese durch Voruntersuchungen festgelegt werden (Abschnitt 4.1.). Auf Basis des als optimal ermittelten Verkehrs- und Biomasseszenario erfolgen die weiten Simulationen und Analysen in Abschnitt 4.2 bis 4.4. Das ermittelte kostenoptimale Gesamtsystem 2050 wird dann hinsichtlich Rohstoffverfügbarkeit (Abschnitt 4.5) und Energiepolitische und rechtliche Rahmenbedingungen bewertet (Abschnitt 4.6 – 4.9).

4.1 Verkehrs- und Biomasseszenario

Optimale Biomassenutzung in Deutschland 2050

Die Auswahl der aus Systemkostensicht zu bevorzugenden energetischen Nutzung der zur Verfügung stehenden Biomasse wurde durch eine Analyse der Differenzkosten zwischen der Energiebereitstellung aus Biomasse (in den jeweiligen Szenarien, siehe Kapitel 3.5) und dem substituierten fossilen Energieträger in 2050 (siehe Tabelle 3-1) , inklusive einem variablen Aufschlag von Kosten zur CO_2-Vermeidung, berechnet. Diese sind in Abbildung 4-1 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die Vorzüglichkeit eines der beschrieben Biomassenutzungsszenarien aus Systemkostensicht stark von diesen CO_2-Vermeidungskosten abhängig ist, welche auf die Brennstoffpreise von Mineralöl und Erdgas entsprechend der spezifischen Emissionen angerechnet werden.[1]

Werden geringe CO_2-Vermeidungskosten bis 50 €/$tCO_{2_äqui}$ angenommen, ist das Szenario mit einer ausschließlichen Nutzung biogener Reststoffe kostenoptimal. Für diesen Fall ist die Bereitstellung von Bioenergie in den Szenarien mit Anbaubiomasse aus Systemkostensicht teurer als die Verwendung von fossilen Energieträgern, inkl. des Aufschlags zur CO_2-Vermeidung. Um Technologieoptionen, die die angestrebten THG-Reduktionsziele erreichbar machen, konkurrenzfähig zu halten, sind allerdings höhere CO_2-Vermeidungskosten notwendig. Dies spiegelt sich in den Ergebnissen der Systemmodellierung wieder. So liegen die CO_2-Vermeidungskosten in den Bandbreiten der betrachteten Verkehrsszenarien in Tabelle 4-1 mit einem Bereich von 162 bis 330 €/$tCO_{2_äqui}$ deutlich höher und können aus Gesamtsystemsicht vor allem über den notwendigen Ausgleich der Differenzkosten für PtX charakterisiert werden.[2] Für die Erreichung der Klimaziele stellt demzufolge Energie aus Biomasse einen kostengünstigeren chemischen erneuerbaren Energieträger als PtX dar. Aus Systemkostensicht empfiehlt es sich daher, dass Biomassepotenzial primär auszuschöpfen und erst wenn dieses ausgeschöpft ist, chemische Energieträger durch PtX-Verfahren zu produzieren.

Wie in Abbildung 4-1 ersichtlich, ist für CO_2-Vermeidungskosten von 50 bis 340 €/$tCO_{2_äqui}$ – für das unterstellte Preisniveau von Erdöl und Erdgas im Jahr 2050 - das Biokraftstoffszenario kostenoptimal. Dieses liefert in Summe zwar eine geringere Energiemenge als das Gasszenario (vgl. Abbildung 3-38). Jedoch können gegenüber

[1] im Vergleich zum bestehenden CO_2-Zertifikate-Preis für Großkraftwerke und energieintensive Industrie umfassen die hier berechneten CO_2-Vermeidungskosten die Grenzkosten für das gesamte Energieversorgungssystem, um eine zusätzliche Einheit CO_2 zu vermeiden.

[2] So ergeben sich die Differenzkosten für Power-to-Gas gegenüber fossilen Erdgas ohne CO_2-Kosten in Abhängigkeit des Strompreises und der Auslastung der Elektrolyseure

der Substitution von fossilen Kraftstoffen in Summe höhere Systemkosten eingespart werden als durch die Substitution von Erdgas. Erst ab Vermeidungskosten von 340 €/t$CO_{2_äqui}$ ist das Gasszenario durch die höhere Energiebereitstellung aus Systemkostensicht dem Biokraftstoffszenario vorzuziehen.. Da die für das Zielszenario erwarteten CO_2-Preise (Tabelle 4-1) im kostenoptimalen Bereich des Biokraftstoffszenarios liegen, wird dieses für die weiteren Untersuchungen zu Grunde gelegt.

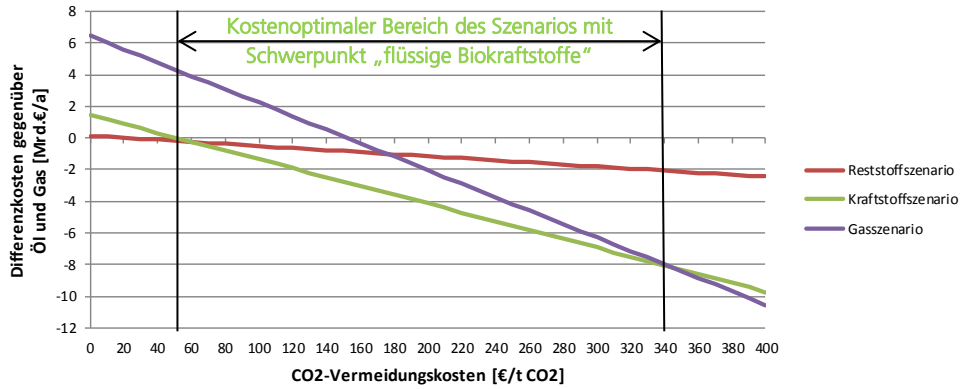


Abbildung 4-1: Grafischer Vergleich der Biomasse-Systemkosten

Darstellung der Differenzkosten zwischen Bioenergie und den fossilen Energieträgern Erdöl und Erdgas in Abhängigkeit der CO_2-Vermeidungskosten

Des Weiteren kann festgehalten werden, dass auch mit der Energie aus Anbaubiomasse Biokraftstoffe nur zu einem geringen Anteil den Kraftstoffbedarf decken können. Dies wird bei Berücksichtigung des internationalen Flugverkehrs im THG-Minderungsziel für 2050 noch verschärft. Auch eine Ausweitung des nationalen Energiepflanzenanbaus von den hier angenommenen 2 Mio. Hektar (z.B. auf 4 Mio. Hektar, wie dies unter anderem in Nitsch et al. (2004) unterstellt wird) zur Schwerpunktmäßigen Erzeugung von flüssigem Biokraftstoffen, würde die Versorgungslücke im Kraftstoffsektor nur gering abmildern. Jedoch würde dies entsprechend der für die Vermeidung von CO_2 angenommenen Kosten sich aus Systemkostensicht weiter positiv auf das Gesamtsystem auswirken.

Auf Basis der beschriebenen positiven Auswirkungen auf die Systemkosten, stellen die Energiemengen aus dem Biokraftstoffszenario die Basis für die weiteren Simulationsrechnungen dar. Dabei werden die biogenen Reststoffe überwiegend als Festbrennstoffe im Wärmesektor und zur Biogasproduktion eingesetzt, während die Anbaubiomasse zur Produktion von flüssigen Biokraftstoffen (insbesondere Biokerosin) genutzt wird.

Optimale Ausgestellung des Verkehrs 2050

Für die Auswahl des geeigneten Verkehrsszenarios (kostenoptimales Basisszenario) wurden vorab Variantenrechnungen mit der Zubauoptimierung durchgeführt, welche die Bandbreite des Lösungsraumes eingrenzen. Ergebnisse sind Strombezugskosten für die einzelnen Verbraucher, der Anteil an Biogas und den synthetisch erzeugten Gasbestandteilen im Gasnetz sowie der CO_2-Preis. Die Simulationsergebnisse wurden auf weitere Varianten in Abhängigkeit der CO_2-Intenstivät des Verkehrssektors interpoliert. Abschließend wurde auf Basis der Ergebnisse das kostenoptimale Basisszenario für den Verkehr abgeleitet (siehe Abschnitt 3.4.3.4) und das Basisszenario mittels der Zubauoptimierung mit den Verkehrsszenarien der ersten Runde verglichen. Die Kostenparameter sind in Tabelle 3-24 dargestellt.

Die Preisunterschiede im Gas-Mix und Öl-Mix zwischen den Szenarien resultieren aus verschiedenen Anteilen von Biomasse und synthetisch erzeugter Energieträger am

Gesamtverbrauch. Bei Biomasse ergeben sich die unterschiedlichen Anteile lediglich aus unterschiedlichen Gesamtverbräuchen von Gas oder Öl, da die bereitgestellte absolute Menge Biomasse jeweils in allen Szenarien gleich ist.

Der Strommixpreis der Szenarien für Pkw ergibt sich aus dem Strompreis von BEV und PHEV und deren jeweiligen Gesamtverbrauch (Durchdringung Elektromobilität). Der Strompreis je Verbraucherklasse hat sich dabei aufgrund der Dominanz der EE-Stromerzeugung als weitgehend unabhängig von den Verkehrs- und Biomasseszenarien gezeigt und wird vereinfacht konstant angenommen. Die durchschnittlichen Strompreise sind je nach Verbraucher unterschiedlich (siehe Tabelle 4-1), da je nach Flexibilität des Verbrauchers unterschiedliche Stromgrenzkostenprofile modellendogen genutzt werden. Zentralen Einfluss auf den jeweiligen Strommixpreis eines Szenarios hat die Durchdringung mit flexiblen Stromverbrauchern, die in der Optimierung spotmarktoptimiert Strom beziehen, so dass Zeitpunkte mit günstigem Stromangebot besser genutzt werden können.

Die THG-Vermeidungskosten ergeben sich aus der Simulation und steigen dann besonders an, wenn modellendogen in der Zubauoptimierung engere Emissionsreduktionsziele erreicht werden müssen. Dies ist beispielsweise dann der Fall, wenn noch ein hoher Anteil an Benzin- oder Dieselfahrzeugen im Bestand ist.

[€/MWh] (incl. CO_2-Vermeidungskosten)	Basis-szenario	Konventionell	Gas und Elektro	Gas und Elektro	Fokus Elektro	Fokus Elektro	H2 und Elektro	Pkw-Variante
		Effizienz	Gas	Elektro	Gas	Elektro	H2	Lkw-Variante
THG-Vermeidungskosten [€/$tCO_{2\ äquiv}$]	180	330	208	162	196	205	180	
Preis Biokraftstoff	89	89	89	89	89	89	89	
Preis Mineralöl	154	194	161	150	158	161	154	
Preis Öl-Mix	**149**	**189**	**150**	**139**	**149**	**157**	**150**	
Preis Biogas	71	71	71	71	71	71	71	
Preis Erdgas	91	122	97	88	95	96	91	
Preis Gas-Mix	**88**	**109**	**95**	**86**	**92**	**90**	**88**	
Strompreis H2-Erzeugung	-	-	-	-	-	-	53	
Preis H2	-	-	-	-	-	-	**85**	
Strompreis Oberleitungs-LKW	75	-	-	75	-	75	-	
Strompreis E-KFz flexibel	55	55	55	55	55	55	55	
Strompreis E-KFz unflexibel	75	75	75	75	75	75	75	
Strompreis Mix	**67**	**67**	**65**	**67**	**65**	**68**	**67**	

Tabelle 4-1: Kostenparameter Vergleich Verkehrsszenarien

In Abbildung 4-2 sind die jährlichen Kosten dargestellt, die im Verkehrssektor für 2050 anfallen. Den Sockel stellen die Anschaffungskosten aller in 2050 neuzugelassenen Fahrzeuge (die in einem eingeschwungenen System in etwa den Annuitätskosten entsprechen) sowie die annuitätischen Investitionskosten der jeweiligen Lade-/Tankinfrastruktur dar.

Ein sehr wesentlicher Kostenparameter für den Unterschied zwischen den Varianten sind die Kosten für die verbleibenden konventionellen Kraftstoffe, die in den Elektro/Verbrenner-Hybridfahrzeugen sowie in den verbleibenden konventionellen Fahrzeugen eingesetzt werden. Gerade in Szenarien in denen der Verkehrssektor nur in

geringem Maße am Erreichen der Klimaschutzziele beiträgt, ist der Reduktionsaufwand im Strom- und Wärmesektor sehr hoch. Daraus resultiert ein hoher CO_2-Preis, was die Kosten für die fossilen Kraftstoffe deutlich erhöht. Die Strombezugskosten spielen demgegenüber auf Grund der höheren Effizienz des Elektrobetriebes gegenüber dem verbrennungsmotorischen Betrieb und dem sehr hohen Anteil erneuerbarer Energien am Strommix eine untergeordnete Rolle.

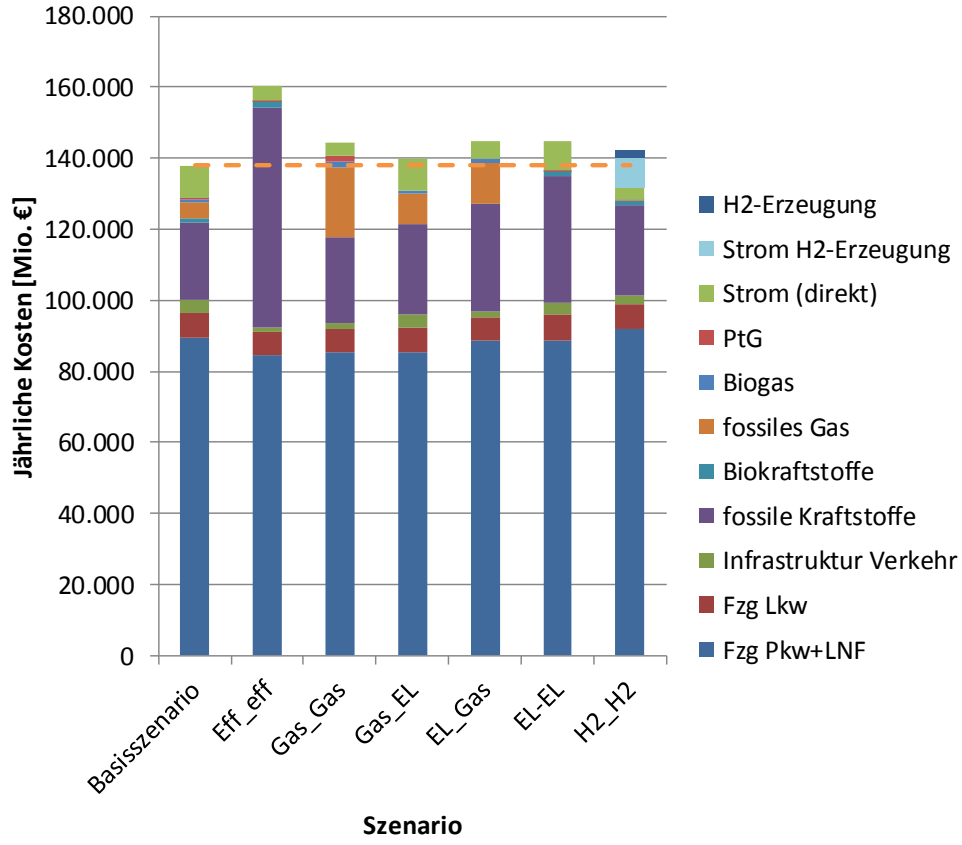


Abbildung 4-2: Kostenübersicht Verkehrssektor inkl. THG-Kosten auf alle Emissionen

Aus diesen Gründen ist für das angestrebte Zielszenario ein Verkehrsszenario mit möglichst hohen Anteilen an direkter Stromnutzung anzustreben. Das Basisszenario ist aus Gesamtsystemsicht das günstigste Szenario. Der Einsatz von Gas im Verkehrssektor ist auf Grund der Brennstoffpreisentwicklung (siehe Tabelle 3-1) aus finanziellen Gründen von Vorteil, wobei durch einen Wechsel von Diesel/Benzin zu Gas auch ein etwas geringerer THG-Ausstoß erreicht werden kann und durch die hohen THG-Vermeidungskosten der Kostenvorteil von Erdgas dabei noch verstärkt wird. Die Endenergieverbräuche in Gas-fokussierten Szenarien sind aber deutlich höher (siehe Abbildung 3-35 und Abbildung 3-36). Dabei sind neben der Entwicklung der verschiedenen Motorwirkungsgrade auch die Vorketten der Brennstoffe zu berücksichtigen. Die Erzeugung synthetischer Kraftstoffe bzw. PtG führt zu einem sehr hohen Strombedarf und damit zu sehr hohen Ausbauzahlen bei Wind- und PV-Anlagen bzw. zu einem entsprechenden Flächenbedarf. Neben dem Einsatz von möglichst hohen Anteilen direkter E-Mobilität, ist auch der Einsatz von H_2- im Pkw- und Lkw-Bereich eine relativ effiziente Alternative, die aber im Vergleich zum Basisszenario auch zu einem höheren Stromverbrauch führt.

Als Verkehrs-Basisszenario wurde somit das Szenario gewählt, dass kostenoptimal ist, u.a. weil es auf möglichst stromeffiziente Technologien setzt. Das umfasst einen hohen Anteil an BEV- und PHEV-Fahrzeugen sowie Oberleitungshybrid-Lkw im Güterverkehr. Außerdem wurden PHEV teilweise als Gasverbrenner modelliert, da der Verkehrssektor

dadurch einen größeren Anteil zum Erreichen der Klimaschutzziele beitragen kann. In Kombination mit einem Biokraftstoffszenario (inkl. Nutzung der Koppelprodukte und Reststoffe für Biogas) von 2 Mio. ha Anbaubiomasse ergibt sich ein kostenoptimales Gesamtsystem.

4.2 Optimiertes Energiesystem

Unter den zuvor getroffenen Annahmen hinsichtlich Biomasse- und Verkehrsszenario, sowie den in Kapitel 3 beschriebenen Randbedingungen für die Sektoren ergibt sich das im Folgenden beschriebene Zielszenario für das Jahr 2050. Um die Möglichkeiten des Stromimport und –exports sowie die Effekte des „Burden Sharings" bewerten zu können, wurden 21 Länder der EU gleichzeitig auf ein übergreifendes CO_2-Ziel optimiert. Der Austausch zwischen den Ländern ist durch die Kuppelstellen limitiert, die auf den Ergebnissen aus [IWES 2014] basieren (Ausbauzustand in Anlehnung an den Netzentwicklungsplan für das Jahr 2033/35 bezogen auf das Jahr 2050). Auf Basis der Daten zur Entwicklung des Verkehrsaufkommens in den jeweiligen Ländern wurde das deutsche Basisszenario zum Technologiemix im Verkehr pauschal auf alle anderen Länder übertragen. Mittels der europäischen Zubauoptimierung wurden dann unter den Vorgaben von Verkehr, Wärmebedarf, herkömmlicher Stromverbrauch, Biomasse, Wasserkraft und Speicherwasser etc. ein kostenminimales Strom-Wärme-System ermittelt, welches in Summe über Europa eine Reduktion der THG-Emissionen um 80% garantiert. Als Ergebnis sind in Abbildung 4-3 die Energiebilanzen der europäischen Länder grafisch dargestellt. Auffällig sind dabei vor allem die hohen Erzeugungsleistungen in Frankreich und Großbritannien, die zum einen aus einem hohen herkömmlichen Strombedarf resultieren, zum anderen auch durch ihre guten Windressourcen Nettostromexporteure sind und Power-to-Gas für den gemeinsamen Gasmarkt bereitstellen. Deutschland selbst wird zu einem bilanziellen Netto-Stromimport von 20 TWh/a/a. Ein Simulationsergebnis ist auch, dass im Rahmen des europäischen „Burden Sharings" Deutschland im Vergleich zu anderen Ländern bessere Rahmenbedingungen zur Verfügung hat um einen höheren Beitrag zu Klimaschutz zu leisten. Das kostenminimale THG-Reduktionsziel für Deutschland ergibt sich somit mit – 83%.

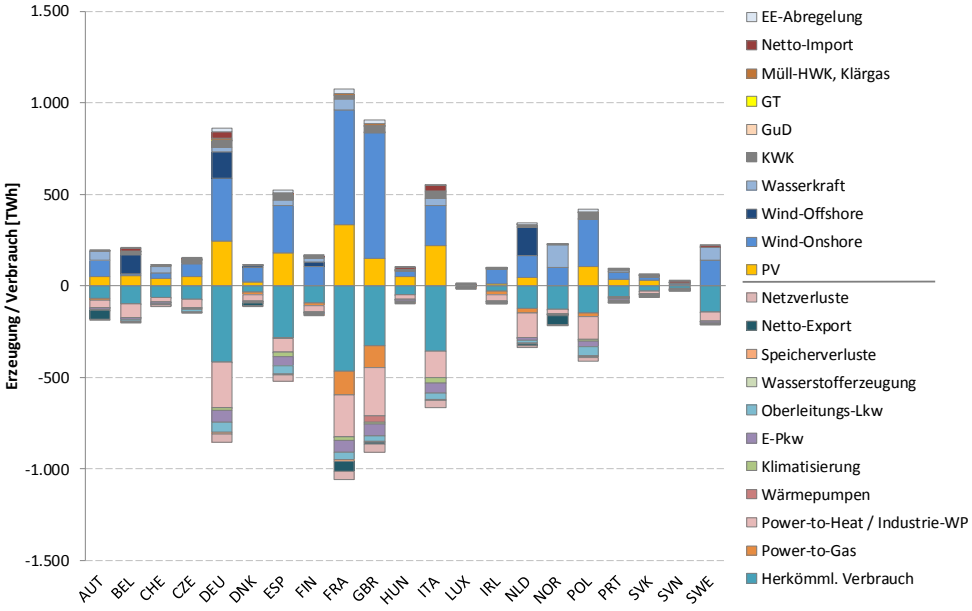


Abbildung 4-3:
Energiebilanz Europa 2050

Für die nachgelagerte detaillierte nationale Betrachtung des deutschen Bilanzraums ergibt sich aus der europäischen Rechnung ein Import/Export-Profil, das übernommen

wird. Als Ergebnis wird außerdem das CO_2-Ziel für Deutschland von -83% und die europäischen EE-Anteile am Erdgasnetz übernommen. Als Ergebnis der nachgelagerten nationalen Rechnung des Basisszenarios mit der Zubauoptimierung ergibt sich die in Abbildung 4-4 dargestellte Energiebilanz für Deutschland.

Damit ergibt sich folgender Stromverbrauch:

- **Vorgegebener herkömmlichen Stromverbrauch** von 455 TWh/a (inklusive Netzverlusten)
- **Direkter Strombedarf Mobilität** von 111 TWh/a (Basisszenario Verkehr)
- **Direkter Strombedarf für Wärmesektor** (aus Optimierungsrechnung) von 191 TWh/a
- **Herstellung Power-to-Gas** 31 TWh/a

Damit ergibt sich inklusive Speicherverlusten ein Strombedarf von 793 TWh/a.

Diesen Verbrauchern steht eine durch Wind- und PV-Anlagen dominierte Stromerzeugung gegenüber. Photovoltaik-Anlagen stellen dabei 190 TWh/a Strom bereit, während Wind-Onshore Anlagen mit 313 TWh/a und Wind-Offshore Anlagen mit 160 TWh/a zur Stromerzeugung beitragen. Zusätzliche konventionelle Stromerzeugung beläuft sich auf 87 TWh/a. Eine Übersicht der Energiemengen und Erzeugungsleistungen ist im Anhang in Tabelle 10-8 dargestellt.

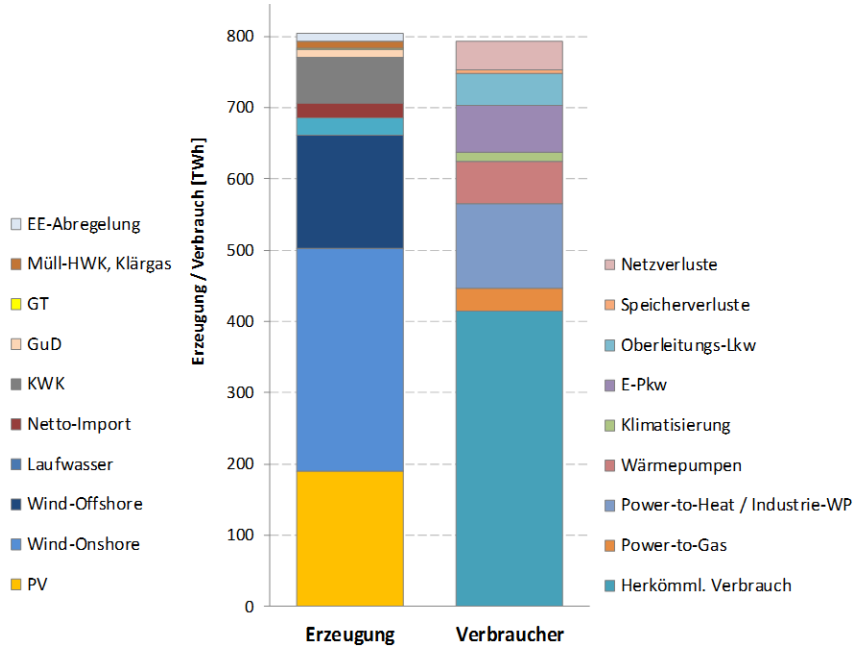


Abbildung 4-4: Energiebilanz Deutschland 2050

Den sehr hohen Erzeugungsleistungen fluktuierender erneuerbarer Energien stehen ebenso hohe Leistungen an flexiblen Verbrauchern gegenüber. Das Verhältnis ist in Abbildung 4-5 dargestellt. Speziell durch die Speichertechnologien Batterien und Power-to-Gas, die flexible E-Mobilität und durch Power-to-Heat können hohe Erzeugungsleistungen eingekoppelt werden.

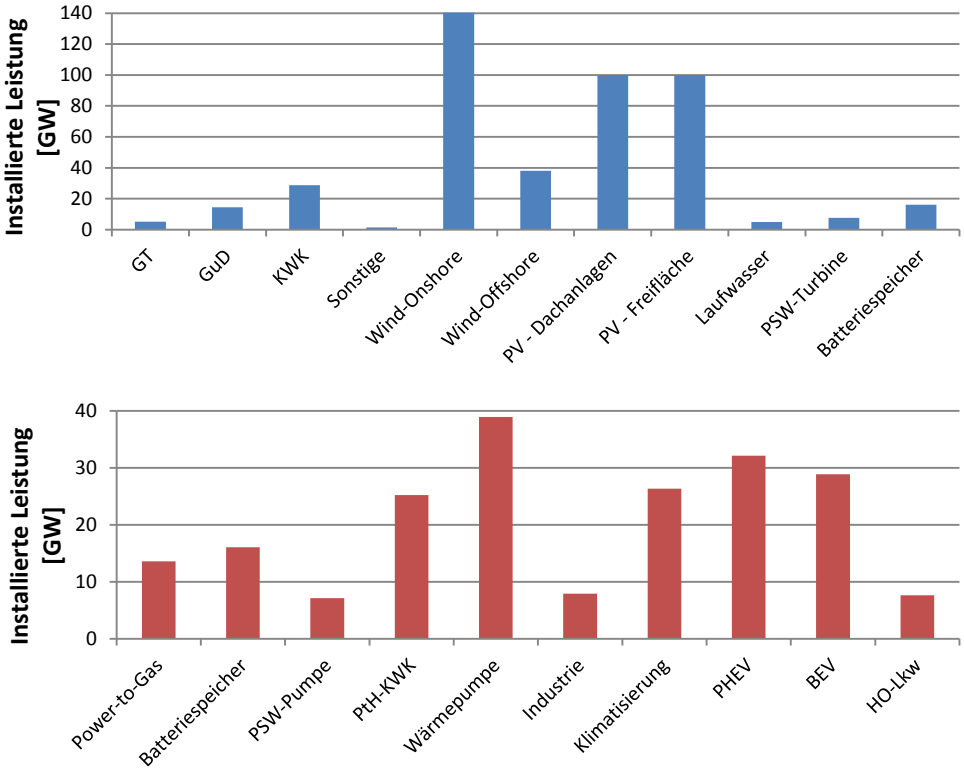


Abbildung 4-5: Erzeugungsleistung und maximale Nachfrage 2050

In Abbildung 4-6 ist beispielhaft in hoher zeitlicher Auflösung die Stromerzeugung und Nachfrage für zwei Kalenderwochen im Frühling dargestellt. Teilweise liegt die Erzeugungsleistung bei gleichzeitig hoher Wind- und PV-Einspeisung bei 200 GW, wodurch eine stark negative Residuallast entsteht. Durch Exporte, sowie den Einsatz von zusätzlichen Nachfragen wie der gesteuert beladbaren E-Mobilität, können Nachfrager die Strommengen aufnehmen.

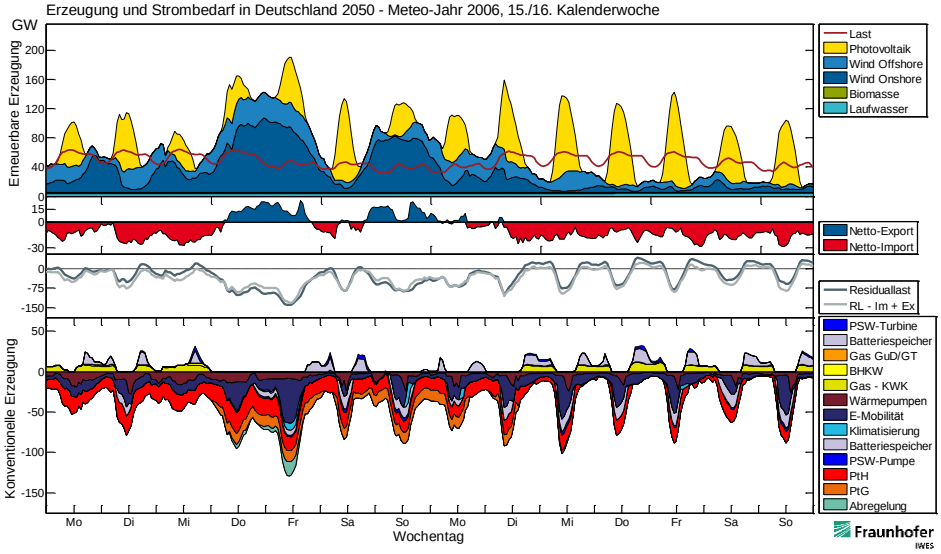


Abbildung 4-6: Angebots- und Nachfragecharakteristik 2-Beispielwochen DE 2050

Je flexibler ein Nachfrager oder eine Einspeisetechnologie reagieren kann, desto bessere Preise sieht die Technologie im Einsatzzeitraum. In Abbildung 4-7 sind die Strompreise dargestellt, die verschiedene Technologien modellendogen zahlen/erlösen

würden. Diese Strompreise sind das Ergebnis der dualen Variablen in der Simulation und beschreiben damit, welche zusätzlichen Vollkosten (Investitions- und Betriebskosten) die Erzeugung einer weiteren Einheit Strom zu diesem Zeitpunkt erzeugen würde. Flexible Erzeugungstechnologien wie Gasturbinen, aber Kondensationskraftwerke werden nur dann eingesetzt, wenn ein Mangel an Stromerzeugung herrscht und damit hohe Strompreise erlöst werden könnten. Wind und PV müssen dargebotsabhängig einspeisen und können daher einen deutlich niedrigeren Preis erlösen. Auf der Nachfrageseite sind Speichertechnologien darauf angewiesen in hohen Überschusszeiten Strom aufzunehmen, der sonst eventuell abgeregelt werden müsste und damit einen relativ geringen relativen Wert hat. Monovalente Wärmepumpen sehen einen relativ hohen Strompreis, da sie im Winter das thermische Lastprofil bedienen müssen und ihre Flexibilität eingeschränkt ist, da sie begrenzte thermische Speicher besitzen und keinen „Fuel-Switch" zu einem anderen Energieträger als Strom erlauben.

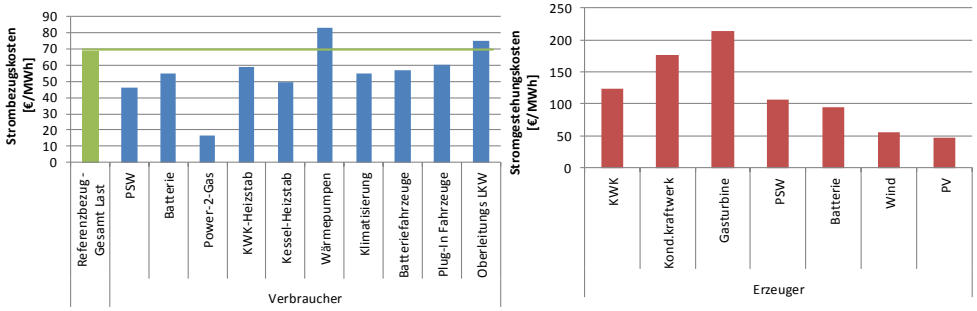


Abbildung 4-7: Stromerzeugungs- und Bezugsvollkosten 2050

Zur Erreichung des THG-Reduktionsziels unter den gegebenen Randbedingungen ist eine starke Elektrifizierung des Wärmesektors notwendig. Zum einen werden effiziente Technologien wie Wärmepumpen in sehr hoher Marktdurchdringung umgesetzt, um den bereits hohen Strombedarf nicht noch weiter durch ineffizientere Lösungen zu erhöhen, was sonst Probleme in der regenerativen Erzeugungsleistung und den dafür benötigten Flächenressourcen hervorruft. Zum anderen werden hoch flexible bivalente Systeme benötigt, um die fluktuierenden erneuerbaren in das Stromsystem mit möglichst geringem Zwischenspeicherbedarf einbinden zu können. In Abbildung 4-3 ist der optimierte Technologiemix im Wärmesektor dargestellt. Im Einfamilienhaus kommt es zu einer sehr hohen Durchdringungsrate für Wärmepumpen, wobei durch technische Restriktionen ein Teil auf Luft-Wärmepumpen entfällt. Im Bereich der Mehrfamilienhäuser werden je nach Baualtersklasse neben Wärmepumpen auch multivalente KWK-Fern- oder Nahwärmesysteme eingesetzt, die teilweise mit einer Großwärmepumpe oder Solarthermie kombiniert sind. Im Bereich der Gewerbeanwendungen werden die Wärmepumpen durch bivalente BHKW-Systeme ergänzt. Im Hochtemperatursektor wird, wo möglich, auf Effizienz gesetzt. Bei Warmwasser unter 100°C werden daher Groß-Wärmepumpen eingesetzt, bei Prozessdampf bis 500°C KWK-Systeme mit Elektrodenkessel und für Temperaturen mit über 500°C neben Gas, Biomasse vermehrt auch Strom.

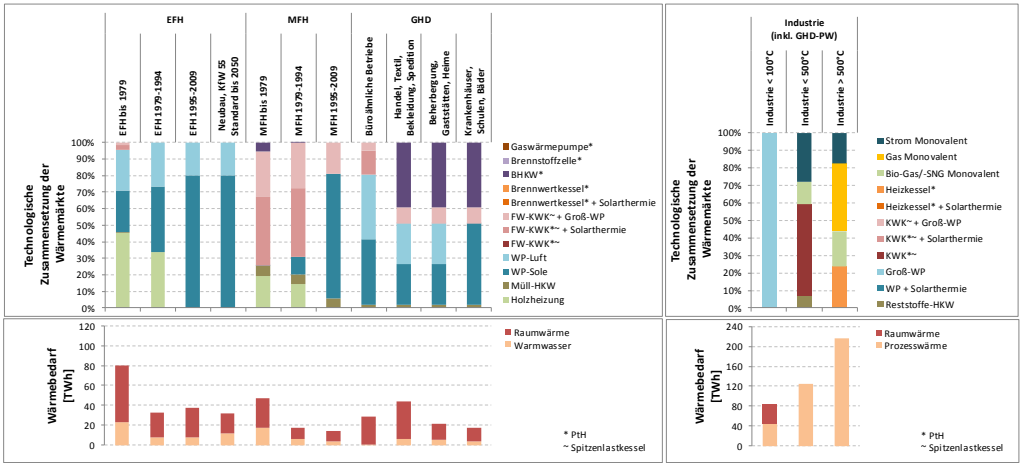


Abbildung 4-8: Technologiedurchdringung Wärmemarkt im Basisszenario 2050

Aus dem Design des Zielszenarios 2050 lassen sich einige Schlüsseltechnologien ableiten:

- Auf der Erzeugungsseite ist die Stromerzeugung durch die fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und PV dominant. Zusätzlich kommen flexible KWK-Systeme zum Einsatz. Stromspeicher und PtX-Technologien werden langfristig benötigt und nehmen bei weiter zunehmender Dekarbonisierung des Systems weiter zu.
- Im Verkehrssektor die Schlüsseltechnologien durch hoch effiziente Direktstromtechnologien dominiert. Voll- und Hybrid-elektrische Fahrzeuge ermöglichen einen effizienten und zu hohen Anteilen flexiblen Personenverkehr. Oberleitungs-Lkw sind eine Option den Güterverkehr direkt elektrisch zu versorgen.
- Auch der Wärmesektor ist von Effizienztechnologien dominiert. Technologien mit hohen Investitionskosten, aber hoher Effizienz und Flexibilität wie Wärmepumpen und bivalente KWK-Systeme setzen sich durch. Im Industriebereich kann durch Elektrodenkessel und Wärmepumpen ein höherer Stromverbrauch und damit eine direkte Substitution chemischer Energieträger erreicht werden.

Viele dieser Schlüsseltechnologien sind im heutigen Energiesystem nicht oder nur in geringem Maße vertreten und sind unter den heutigen technischen, rechtlichen und ökonomischen Randbedingungen nicht wirtschaftlich. In den Kapiteln 0 bis 7 wird daher analysiert, wie diese Technologien wettbewerbsfähig in das Energiesystem integriert werden können.

4.3 Bilanzierung Emission Flugverkehr

In den THG-Reports, basierend auf der Kyoto-Bilanzierung [NIS 2011], wird der internationale Verkehr nicht berücksichtigt. Sowohl im internationalen Flug- als auch Schiffsverkehr entstehen große Mengen von Treibhausgasemissionen, die damit in der aktuellen Bilanzierung Deutschland nicht zugeordnet werden. Es wird davon ausgegangen, dass gerade diese Emissionen zunehmen. Im Flugverkehr steigt vor allem der internationale Personenverkehr stark an, aber auch beim internationalen Güterverkehr deuten alle Prognosen auf einen Anstieg hin.

Da sowohl im Luftverkehr als auch in der Schifffahrt bisher kaum alternative Antriebstechnologien bekannt sind und eine weitere Erhöhung der Effizienz nur eingeschränkt möglich ist, ist von einer deutlichen Zunahme des Endenergiebedarfs auszugehen. Da diese Emissionen einen steigenden Einfluss auf die Klimaerwärmung haben, sollten sie auch Bestandteil von Klimaschutzstrategien werden und sind im Basisszenario grundsätzlich berücksichtigt.

Problematisch bei der Berücksichtigung von internationalem Verkehr ist aber der Allokationsmechanismus. Ein Großteil des internationalen Verkehrs wird über eine große Flug- und Seehafeninfrastruktur in wenigen Ländern abgewickelt, obwohl nur ein Bruchteil der dort gehandelten Produkte in dem Land produziert oder konsumiert werden. Eine Allokation nach Tankmenge ist daher problematisch. Möglich ist weiterhin eine Allokation anteilig nach Wirtschaftsleistung oder Einwohnerzahl. Im Rahmen des Projekts ist diese Problematik weniger kritisch, da ein gemeinsames europäisches Klimaziel erreicht werden muss.[1]

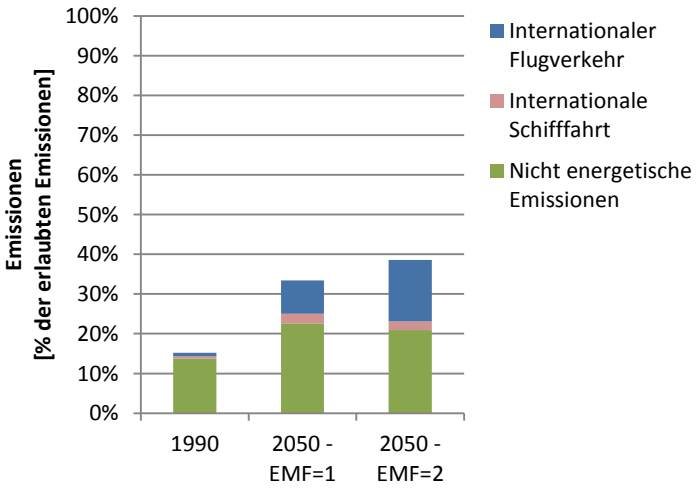


Abbildung 4-9: Darstellung Emissionsfaktor Flugverkehr

Eine besondere Rolle kommt dabei den Emissionen aus dem Flugverkehr zu. Emissionen die in einer höheren atmosphärischen Schicht emittiert werden, haben eine höhere Klimawirksamkeit als auf der Erdoberfläche. Die genaue Auswirkung dieses Effekts ist noch Teil der Forschung. In einer Studie für das Umweltbundesamt wurde von [IFEU/Öko 2012] ein Spektrum der Klimawirksamkeit von 1,2 bis 3,3 ausgewiesen. Im

[1] Dabei muss darauf hingewiesen werden, dass im internationalen Seeverkehr große Unterschiede zwischen einer europäischen Bilanzierung der Tankmenge oder alternativ einer Bilanzierung über den Anteil der europäischen Wirtschaftsleistung am Welthandel/-Transportaufkommen bestehen. Dies wurde aber im Rahmen des Projektes nicht berücksichtigt

Basisszenario wird grundsätzlich mit einer Klimawirksamkeit von 1 gerechnet (also ohne Auswirkung der Emissionen in großer Höhe), in einer Vergleichsrechnung soll aber der starke Einfluss des internationalen Flugverkehrs mit einer Klimawirksamkeit von 2 gezeigt werden.

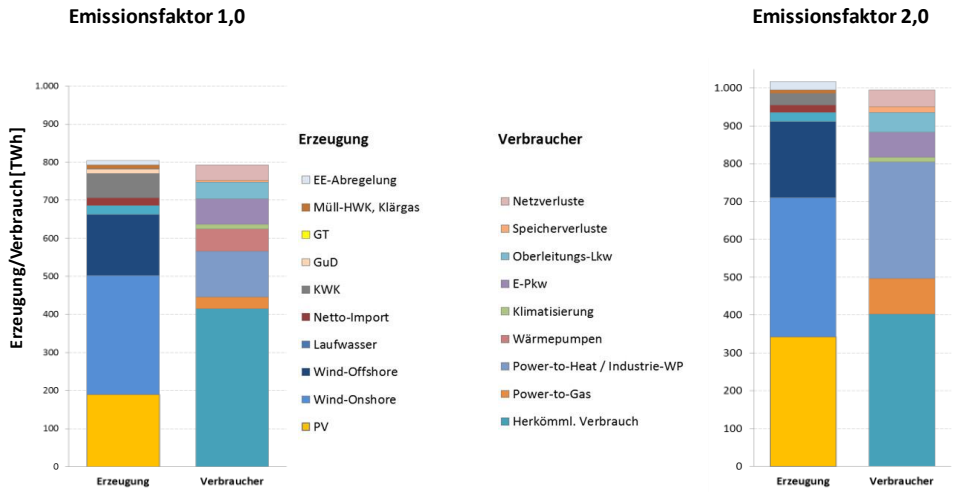


Abbildung 4-10: Vergleichsrechnung Emissionsfaktor Flugverkehr

In Abbildung 4-10 sind die Stromverbräuche für ein Variantenrechnung mit einem Emissionsfaktor von 2 der Basisrechnung gegenübergestellt. Unter sonst gleichbleibenden Randbedingungen ergibt sich ein deutlich erhöhter Strombedarf von ca. 200 TWh/a zur Erreichung der klimapolitischen Ziele. Da ein Großteil der erlaubten Emissionen im Flugverkehr emittiert werden, muss im Stromsektor noch verstärkter auf konventionelle Erzeugung verzichtet werden. Vor allem im Wärmesektor muss es zu einem noch stärkeren Einsatz von Power-to-Heat im Industriewärmebereich kommen, um den Einsatz von Gas zu vermeiden. Außerdem müssen Brennstoffe die im Wärme- und Verkehrssektor nicht zu substituieren sind, teilweise synthetisch erneuerbar bereitgestellt werden.

Damit entwickelt sich der internationale Luftverkehr zu einem entscheidenden Einflussparameter auf den zukünftigen Strombedarf. Dies unterstreicht die Notwendigkeit einer klimapolitischen Diskussion zur Erweiterung der Kyoto-Bilanzierungsgrenzen. Eine Berücksichtigung mit einem erhöhten Emissionsfaktor wäre aus wissenschaftlicher Perspektive grundsätzlich folgerichtig und die zusätzlichen Emissionen sollten in Zielszenarien zumindest transparenter ausgewiesen werden. Durch einen verstärkten Einsatz biogener Brennstoffe (unter Kyoto-Bilanzregeln) kann der Einfluss des Flugverkehrs auf den Treibhauseffekt etwas reduziert werden, allerdings besteht bei den biogenen Brennstoffen eine starke Nutzungskonkurrenz, da sie nur in begrenztem Maß zur Verfügung stehen (siehe Kapitel 3.5).

4.4 Wärmedämmniveau

Ein weiterer Faktor, der einen starken Einfluss auf das Design des zukünftigen Energiesystems hat, sind die Fortschritte, die im Bereich der Gebäudesanierung und –dämmung erreicht werden können. Das politische Ziel ist die Erhöhung der Sanierungsrate im Gebäudebestand auf 2% pro Jahr und eine Reduktion des Wärmebedarfs um 20 Prozent bis 2020 und des (fossilen) Primärenergiebedarfs um 80 Prozent bis 2050 gegenüber 2008. Dadurch soll bis 2050 ein nahezu klimaneutraler Gebäudebestand entstehen. Die heutige Sanierungsrate der Gebäudehülle liegt zwischen 0,9 – 1,3 % (Kohler, 2012). Zusätzlich zur Sanierungsrate hat die Sanierungstiefe einen Einfluss auf den künftigen Energiebedarf im Gebäudesektor.

Dieser wird im Projekt durch eine Variantenrechnung untersucht. Eine höhere Sanierungstiefe verringert zum einen den Endenergiebedarf im Haushalts- und GHD-Bereich und zum anderen ermöglicht es den Einsatz von Niedrigtemperatur-Heizsystemen wie beispielsweise Flächenheizungen und hohe Jahresarbeitszahlen von WP. Durch niedrigere Systemtemperaturen bzw. Vorlauftemperaturen von rund 40°C statt 65°C bis 70°C kann der COP sowie die JAZ der Wärmepumpe erheblich gesteigert werden (siehe Entwicklung der JAZ im Anhang).

Das maximal zulässige Potenzial der Luft-Wasser-WP bzw. der Sole-Wasser-WP in den einzelnen Gebäudeklassen wurde durch Expertenbefragungen und eigenen Einschätzungen am Fraunhofer IBP bewertet. Neben der zu schlechten Jahresarbeitszahlen durch zu hohe Systemtemperaturen im hydraulischen Verteilsystem sind die Faktoren

- geringe Bohrmöglichkeiten für Sole-Bohrungen in Mehrfamilienhäuser in dicht besiedelten Stadtgebieten,
- Akzeptanz der Aufwendungen für Bohrungen,
- Geräuschemissionen der Luft-Wasser-WP,
- denkmalgeschützte Gebäude und erhaltenswerte Fassaden im Bestand,
- geringer Einsatz von Niedertemperaturheizungen (Dämmstandard I) und vermehrter Einsatz von Niedertemperaturheizungen und Flächenheizungen (Dämmstandard II)

in die Bewertung eingegangen. Neue Technologien wie die Nutzung von Eisspeicher, senkrechte Erdkollektoren oder Hybridsysteme würden zu einem erhöhten Potenzial für elektrische Wärmepumpen führen, sind aber nicht im Rahmen der Untersuchung berücksichtig. Tabelle 4-2 zeigt die Entwicklung der JAZ der Luft- bzw. Sole-WP, die maximal zulässigen WP-Anteile am Wärmebedarf in der Baualtersklasse sowie der maximale zulässige Anteil einer Sole-Wasser-WP für die betrachteten Dämmstandards, die in das Energiesystemmodell eingehen.

Bezeichnung		EFH				MFH		
		bis 1979	**1979-1994**	**1995-2009**	**ab 2010**	**1979**	**1979-1994**	**1995-2009**
Klassifizierung	Anteil Raumwärmebedarf 2010 [%]	47%	11%	7%	< 1%	26%	6%	3%
Randbedingungen WP	max. möglicher Anteil WP am Gesamtanteil [%]	50%	80%	100%	100%	30%	60%	100%
	max. möglicher Anteil Sonden-WP am WP-Potenzial [%]	50%	50%	80%	80%	50%	50%	80%
Dämmstandard I	JAZ-Luft [-]	1,80	2,20	2,80	3,50	1,80	2,10	2,80
	JAZ-Sole [-]	2,70	3,20	3,80	4,50	2,80	3,00	3,80
Dämmstandard II	JAZ-Luft [-]	2,50	2,80	3,10	3,50	2,40	2,70	3,00
	JAZ-Sole [-]	3,20	3,50	4,30	4,70	3,00	3,20	4,30

Tabelle 4-2: Maximal zulässige Wärmepumpenanteile nach Gebäudeklasse und Dämmstandard der Wohngebäude

Neben dem Wohngebäudesektor zeigt Tabelle 4-3 den maximal zulässigen Anteil der WP am Wärmebedarf sowie die JAZ der Wärmepumpen für die vier Klassen des GHD Sektors.

Bezeichnung		GHD			
		Büro-ähnliche Betriebe	**Handel, Textil, Bekleidung, Spedition**	**Beher-bergung, Gaststätten, Heime**	**Kranken-häuser, Schulen, Bäder**
Klassifizierung	Anteil Raumwärmebedarf 2010 [%]	26%	41%	17%	16%
Randbedingungen WP	max. möglicher Anteil WP am Gesamtanteil [%]	80%	50%	50%	50%
	max. möglicher Anteil Sonden-WP am WP-Potenzial [%]	50%	50%	50%	100%
Dämmstandard I	JAZ-Luft [-]	2,8	2,8	2,2	2,2
	JAZ-Sole [-]	3,5	3,5	3,0	3
Dämmstandard II	JAZ-Luft [-]	3,5	3,5	2,8	2,5
	JAZ-Sole [-]	4,5	4,5	3,5	3,2

Tabelle 4-3: Maximal zulässige Wärmepumpenanteile nach Gebäudeklasse und Dämmstandard der Nichtwohngebäude

Durch beide Faktoren (Wärmebedarf und JAZ) kann, wie in Abbildung 4-11 für 2 Dämmniveaus dargestellt, bei einer Reduktion des Endenergiebedarfs um 112 TWh/a der Strombedarf im Energiesystem um fast 100 TWh/a reduziert werden. Diese Differenz resultiert zum einen aus dem verringerten Strombedarf in Wärmepumpen, aber auch aus dem reduzierten Bedarf von Erdgas im Haushalts- und GHD-Sektor, welcher einen erhöhten Gaseinsatz im Industriesektor ermöglicht. Bei gleichbleibenden THG-Reduktionszielen muss daher auch weniger synthetisches Erdgas bereitgestellt und weniger PtH genutzt werden.

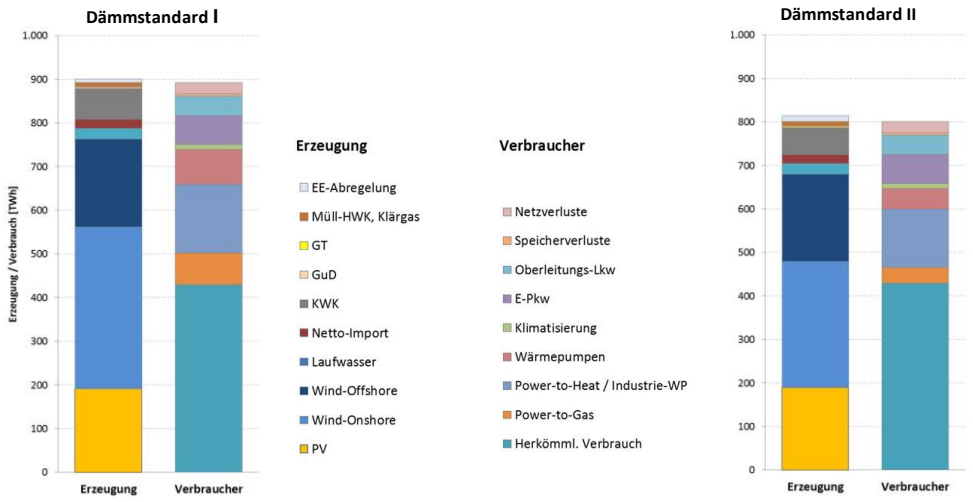


Abbildung 4-11: Vergleichsrechnung Wärmedämmniveau

4.5 Bewertung der Materialvorleistungen im Zielszenario

4.5.1 Bewertung der Materialvorleistungen im Zielszenario nach Treibhausgasemissionen

Nach bisherigen IFEU-Untersuchungen macht der Anteil der Fahrzeugherstellung an den gesamten Fahrzeugemissionen bei einem konventionellen Verbrennungs-Fahrzeug über den Lebensweg heute etwa 14 % aus. Bei batterieelektrischen Fahrzeugen liegt der Herstellungsanteil durch den größeren Material- und Energieeinsatz bereits heute bei Nutzung des durchschnittlichen deutschen Strommix mit etwa 28 % doppelt so hoch. Mit zunehmender Marktakzeptanz von Elektrofahrzeugen und der Integration von erneuerbaren Energiequellen in der Strombereitstellung wird der Anteil der Nutzungsphase an den gesamten Treibhausgasemissionen zukünftig tendenziell weiter sinken und der Anteil der Fahrzeugherstellung weiter steigen.

Den deutlichen Einsparungen an THG-Emissionen der Fahrzeugnutzung im Zielszenario stehen also Fahrzeugkonzepte gegenüber, deren Herstellung tendenziell mit höheren THG-Emissionen und auch höherem Energie- und Ressourceneinsatz verbunden sind. Zur Einordnung dieses Emissionsbeitrags werden die mit der Fahrzeugherstellung im Zielszenario verbundenen THG-Emissionen und der Energiebedarf mithilfe ökobilanzieller Werkzeugen überschlägig bilanziert. Zusätzlich erfolgt eine Bewertung des Ressourceneinsatzes mit Blick auf die Analyse kritischer Rohstoffe und eine exemplarische Auswertung des Ressourcenbedarfes im Zielszenario (Abschnitt 0). Im Verkehr wird dabei auf die energie- und materialintensiven elektrischen Fahrzeugkonzepte fokussiert.

4.5.1.1 Bilanzierung der Materialvorleistungen für Pkw

Zur umfassenden Bilanzierung der Umweltwirkungen in verschiedenen Szenarien wurde von IFEU das Ökobilanzmodell eLCAr (Electric Car LCA) aufgebaut und wird laufend detailliert und erweitert. Die Modellierung von Pkw wurde daher mit der Software UMBERTO durchgeführt, die vom Hamburger Institut für Umweltinformatik (ifu) entwickelt wird. Mit UMBERTO ist es möglich, komplexe Stoff- und Energieströme nachzuvollziehen und dabei sämtliche relevanten Parameter zu variieren. Die stoffliche Datengrundlage bildet in der Regel die Datenbank EcoInvent [Ecoinvent, 2008] die vom Swiss Center for Life Cycle Assessment betreut wird.

Da die Bandbreite der heute verfügbaren technischen Merkmale von Fahrzeugen groß ist, erfolgt die Bilanzierung von Pkw auf Basis von Beispielfahrzeugen für die jeweilige Größenklasse die über das Antriebskonzept hinaus weitgehend vergleichbar sind. Grundlage der Bilanzierung war dabei der VW Golf VI. Die bilanzierten Fahrzeuge unterscheiden sich daher im Sinne einer vergleichenden technologischen Analyse vor allem durch ihr Antriebskonzept (BEV bzw. PHEV/REEV).

Die Ableitung der Materialbilanz zukünftiger Fahrzeuge erfolgt auf Basis der heutigen Fahrzeuge unter Berücksichtigung zentraler Entwicklungen. Die technischen Entwicklungsmöglichkeiten von Fahrzeugen und insbesondere Elektrofahrzeugen sind dabei jedoch sehr vielfältig und unterliegen großen Unsicherheiten. Daher wird auf Entwicklungspfade fokussiert, die entweder aus Umwelt- oder aus Ressourcensicht relevant sind. Die für 2050 abgebildeten Fahrzeug- und Systemänderung umfassen demnach ressourcenseitig

- einen verstärkter Einsatz von Leichtbaumaterialien,
- die technische Entwicklung bei Batterien und ihren Produktionsbedingungen und
- Recycling der Zellen mit einem pyrometallurgischen Verfahren.

Insgesamt wird durch primäre und sekundäre Leichtbaumaßnahmen eine Gewichtsreduktion um 24 % unterstellt. Eine zusätzliche Gewichtsreduktion erfolgt durch die angenommene Steigerung der Energiedichte der Fahrzeugbatterien (siehe Tabelle 4-4). Diese wirkt sich direkt auf den Materialeinsatz der Batteriefertigung und das Fahrzeuggewicht aus. Zusätzlich wird berücksichtigt, dass sich auch der Energieeinsatz zur Batteriefertigung durch Lern- und Skaleneffekte verringert. Dabei wird die Entwicklung des Energieeinsatzes mit der Entwicklung der Energiedichte korreliert.

		Heute	Zukunft
LFP	Zelle	110	200
	System	70	125
NMC	Zelle	140	240
	System	85	150
NCA	Zelle	130	200
	System	80	125

Tabelle 4-4: Entwicklung der Energiedichte der betrachteten Batterien (in Wh/kg)

Quellen: IFEU auf Basis von [Burke / Zhao, 2012; Öko-Institut, 2011a; Zhou, 2013]

4.5.1.2 Bilanzierung der Materialvorleistungen für Lkw

Während beim Pkw etablierte Daten des Modells eLCAr weiterentwickelt werden konnten, ist die Verfügbarkeit ökobilanzieller Daten zum Materialeinsatz und Energiebedarf der Herstellung von Lkw stark eingeschränkt. Daher können die THG-Emissionen der Herstellung von Lkw nur überschlägig bilanziert werden. Fokussiert wurde dabei auf die zwischen den konventionellen und relevanten elektrischen Antriebskonzepten differierenden Komponenten, wie den Elektromotor und die Batterie.

Das Lkw- Ökobilanz-Modell baut im Wesentlichen auf einem Basisdatensatz für einen Diesel-Lkw aus der ecoinvent Datenbank auf („lorry 16 t RER"). Zur Differenzierung der Größenklassen wurde die Annahme getroffen, dass die relative Materialzusammensetzung der Lkw jenseits der Antriebskomponenten näherungsweise gleich bleibt. Das Leergewicht (siehe Tabelle 4-6) wird dabei zur Skalierung des Materialeinsatz angesetzt. Da hier die Antriebskonzepte im Vordergrund stehen, wird dieser vereinfachende Ansatz als zulässig angesehen. Gemäß der Berücksichtigung und Relevanz im Zielszenario wurden dabei die Fahrzeugkonfigurationen in Tabelle 4-5 untersucht.

	< 12 t (Solo-Lkw)	> 12 t (Solo-Lkw)	LZ/ SZ
Diesel	x	x	x
Plug-In Hybrid (PHEV)	x	x	
Batterielektrisches Fahrzeug (BEV)	x		
Oberleitungshybrid - Lkw (OH)		x	x

Tabelle 4-5: Untersuchte Fahrzeugkonfigurationen für Lkw

Dabei wird in allen Fahrzeugkonfigurationen (außer beim BEV) neben Strom auch weiterhin Dieselkraftstoff für den Antrieb genutzt. Näherungsweise kann hier also der bestehende Dieselantriebstrang durch einen Elektromotor mit Nebenanlagen und eine Batterie ergänzt werden. Variiert wird dabei je nach Fahrzeugkonfiguration die Leistung des Elektromotors und die Kapazität der Batterie (siehe Tabelle 4-6).

	Zul. Gesamtgewicht	Leergewicht [t]	Elektromotor [kW]	Batterie [kWh]
Diesel	< 12 t (Solo-Lkw)	4,7	-	-
PHEV-D	< 12 t (Solo-Lkw)	4,7	150	32
BEV	< 12 t (Solo-Lkw)	4,7	150	127
Diesel	> 12 t (Solo-Lkw)	11,2	-	-
PHEV-D	> 12 t (Solo-Lkw)	11,2	250	63
HO-D	> 12 t (Solo-Lkw)	11,2	250	10
Diesel	LZ/ SZ	15,1	-	-
HO-D	LZ/ SZ	15,1	300	12

Tabelle 4-6: Technische Angaben zu den Fahrzeugkonfigurationen (Lkw)

Die Bilanzierung der Batterien erfolgt mit dem Ökobilanzmodell eLCAr und berücksichtigt dabei Li-Ionen-Zellen für den Automobilbereich und die unterschiedliche Kapazität der Batterien in Lkw gemäß der Annahmen im Projekt. Die Bilanzierung des elektrischen Antriebsstrangs erfolgt auf Basis einer LCA eines Oberleitungs- und Hybrid-Lkw von Scania [Björkmann, 2013]. Für einen elektrischen Antriebsstrang mit 150 kW Elektromotor (ohne Batterie, aber mit Inverter, Converter und Gehäuse) wurde der in Tabelle 4-7 zusammengefasste Materialeinsatz berücksichtigt. Für den Antriebsstrang größerer Lkw wird der Materialeinsatz entsprechend der Motorleistung skaliert.

	150 kW Antriebstrang	ecoinvent 2.2 Prozesse
Aluminium	45,78 kg	Aluminium, production mix, cast alloy, at plant
Copper	14,54 kg	Copper, at regional storage
Carbon steel	353,32 kg	Chromium steel 18/8, at plant
Nd	0,77 kg	Neodymium oxide, at plant
Plastic	2,2 kg	Polymethyl methacrylate, sheet, at plant
Circuit board	1,8 m^2	Printed wiring board, at plant
Nylon	0,0021 kg	Nylon 6, at plant
Brass	0,007 kg	Brass, at plant
Rubber	0,04562 kg	Synthetic rubber, at plant
Iron	1,54 kg	Cast iron, at plant
Ni	0,04 kg	Nickel, 99.5%, at plant
Tin	0,04 kg	Tin, at regional storage

Tabelle 4-7: Materialmenge elektrischer Antriebsstrang ohne Batterie

Quelle: eigene Berechnungen nach [Björkmann, 2013]

Bei rein batterieelektrischen Lkw muss zusätzlich der fehlende verbrennungsmotorische Antriebsstrang berücksichtigt werden. Näherungsweise wird dafür angenommen, dass ein Lkw Verbrennungsmotor überwiegend (90%) aus Gusseisen besteht [VDI 2001] und der Motor eines Lkws mit einem Leergewicht von 4,7 Tonnen etwa 650 kg wiegt [Mercedes 2015]. Mit Hilfe dieser Daten werden die relevanten Fahrzeugkonfigurationen überschlägig bilanziert.

4.5.1.3 Betrachtung der THG-Emissionen für die Neuzulassungen 2050 im Zielszenario

In der folgenden Betrachtung werden die herstellungsbedingten Treibhausgasemissionen der im Jahr 2010 und 2050 neuzugelassenen Fahrzeuge den Emissionen aus Nutzungsphase des Bestandes für die entsprechenden Jahre gegenübergestellt. Daraus ergibt sich eine vereinfachte ökobilanzielle Betrachtung der

Lebensphasen Herstellung und Nutzung, da für 2050 bereits von einem eingeschwungenen Markt für Elektrofahrzeuge ausgegangen wird. Die Betrachtung wurde auf Basis des Zielszenarios durchgeführt.

Abbildung 4-12 zeigt die Ergebnisse für Pkw. Hier zeigt sich, dass die Emissionen der Nutzung des Pkw-Bestands im Zielszenario zwischen 2010 und 2050 um mehr als 70 % zurückgehen, während die durch die Herstellung der Neuzulassungen bedingten Emissionen um etwa 45 Prozent ansteigen, obwohl die Neuzulassungen zwischen 2010 und 2050 relativ konstant bleiben. Die höheren Lasten resultierend aus der Fahrzeugherstellung und sind vor allem den materialintensiveren Elektrofahrzeugen, aber auch dem höheren Anteil an Leichtbaumaterialien (Aluminium) geschuldet. Damit steigt die Bedeutung der Herstellungsphase stark an. Während im Jahr 2010 nur 12,8 % der gesamten Treibhausgasemissionen durch die Herstellung verursacht wurden, stammen 2050 bereits 44 % aus der Herstellung.

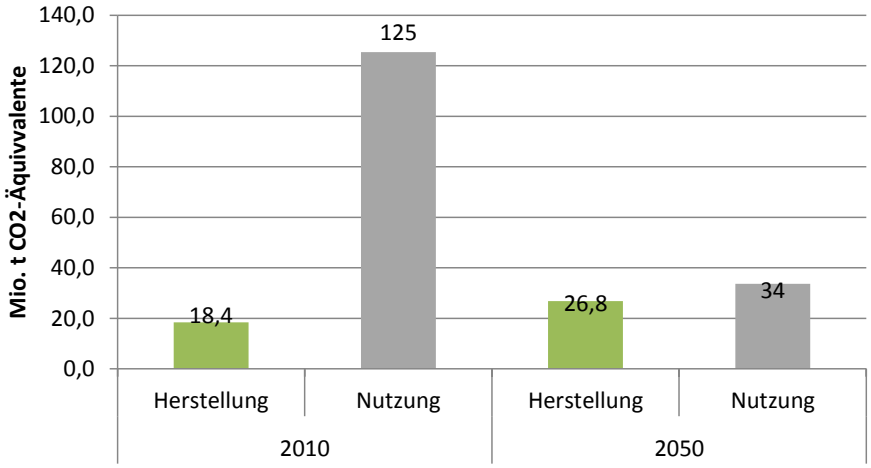


Abbildung 4-12: Treibhausgasemissionen der Pkw in der Herstellungs- und Nutzungsphase für die Jahre 2010 und 2050

Abbildung 4-13 zeigt die Ergebnisse der Treibhausgasemissionen für die Basisjahre 2010 und 2050 für schwere Nutzfahrzeuge nach gleichem Schema. Hier zeigt sich, dass die Emissionen aus der Nutzung der Lkw-Flotte um etwa 25 % zurückgehen, während die Emissionen durch die Herstellung der neuzugelassenen Lkw um etwa 46 % ansteigen. Es zeigt sich also die gleiche Entwicklungstendenz wie beim Pkw. Während im Jahr 2010 nur 4,8 % der gesamten Treibhausgasemissionen durch die Herstellung verursacht wurden, stammen 2050 bereits 8,8 % aus der Herstellung. Im Gegensatz zum Pkw werden die Gesamtemissionen des Straßengüterverkehrs jedoch auch in Zukunft stark durch die Nutzungsphase dominiert.

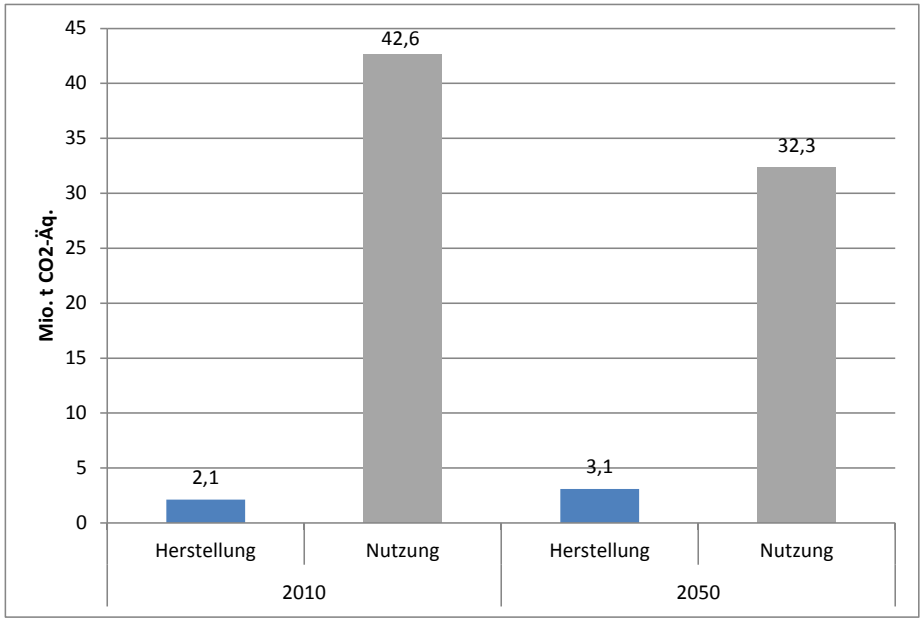


Abbildung 4-13: Treibhausgasemissionen der Lkw in der Herstellungs- und Nutzungsphase im Jahr 2050

4.5.2 Bewertung des Rohstoffeinsatzes – Fokus „kritische Rohstoffe“

Die Bundesregierung hat sich 2012 mit dem Programm Ressourceneffizienz (ProgRess)[1] zum Ziel gesetzt einen effizienteren Umgang mit Ressourcen zu verfolgen. Dem liegt die Erkenntnis zugrunde, dass die heutige globale Ressourcennutzung nicht dauerhaft fortgesetzt werden kann, „ohne die Perspektiven zukünftiger Generationen auf wirtschaftlichen Wohlstand und sozialen Zusammenhalt zu beeinträchtigen“ [Bundesregierung, 2012]. Demnach verfolgt sie mit dieser Strategie genaugenommen verschiedene Ziele:

1. Ökologische Ziele
   Schutz der Tragfähigkeit der Erde im Zusammenhang mit den Schutzzielen für die Umweltmedien und Ökosysteme
2. Ziele einer nachhaltigen Entwicklung
   Eine nachhaltige Entwicklung ist darauf bedacht, eine Handlungsgerechtigkeit bei der Erfüllung von Bedürfnissen und eines guten Lebens in der derzeitigen Generation (intragenerative Gerechtigkeit) und im Verhältnis zu zukünftigen Generationen (intergenerative Gerechtigkeit) herzustellen. Dabei ist jeweils die Tragfähigkeit der Erde zu berücksichtigen.
3. Wirtschaftspolitische Ziele
   Bezogen auf einen Wirtschaftsraum soll durch die Sicherstellung der Beschaffung von Schlüsselrohstoffen gewährleistet werden, dass Arbeitsplätze gesichert und Wohlstand erhalten werden kann.

Ein geschlossenes Bewertungsinstrumentarium für Ressourcen steht heute noch nicht zur Verfügung vielmehr gibt es verschiedene Perspektiven und Bewertungsraster. Zur Auswahl eines geeigneten Bewertungsinstrumentariums ist deshalb eine Eingrenzung der zu betrachteten Ressourcen nötig, die aus der Fragestellung der Studie hervorgeht.

[1] Programm zur nachhaltigen Nutzung und zum Schutz der natürlichen Ressourcen. Beschluss des Bundeskabinetts vom 29.2.2012.

Da die Fragestellung dieser Studie primär auf die Materialvorleistungen und die Rohstoffinanspruchnahme von verschiedenen Technologien heute und in Zukunft abzielt unterliegt dem Bewertungskonzept ein wirtschaftspolitischer Fokus in Hinblick auf die Ressource „Rohstoff". Da in der Anlagen und Fahrzeugherstellung mineralische Rohstoffe eine untergeordnete Rolle spielen, rücken hauptsächlich die metallischen und petro-chemischen Rohstoffe in den Vordergrund. Die Bewertung von anderen Ressourceninanspruchnahmen ist nicht Teil dieser Studie, weshalb in der folgenden Analyse vornehmlich von einer Rohstoffbewertung gesprochen wird.

Unter Berücksichtigung ihrer wirtschaftspolitischen Bedeutung werden entsprechende Materialien ausgewählt, die in heutigen und zukünftigen Technologiekonzepten zum Einsatz kommen. Zur Einordung der wirtschaftspolitischen Bedeutung wird das Bewertungsschema der „Kritikalität" herangezogen. Der Umfang dieser Studie lässt keine eigene Entwicklung eines spezifischen Kritikalitätskonzepts zu, weshalb auf vorhandene Konzepte zurückgegriffen wird [IZT / adelphi, 2011; Oakdene Hollins / Fraunhofer ISI, 2013]. Das Konzept der Kritikalität ist ein Ansatz zur ökonomischen und geopolitischen Bewertung der Rohstoffverfügbarkeit für einen ausgewählten Wirtschaftssektor oder ein Staatsgebiet. Die Kritikalität von Rohstoffen wird je nach Studie entweder durch die Aggregation unterschiedlicher Kriterien oder durch zweidimensionale Darstellungen abgebildet. Zu den aktuell wichtigsten Kritikalitäts-Studien für Deutschland gehören u.a. die Analyse von IZT und adelphi im Auftrag der KfW Bankengruppe [IZT / adelphi, 2011] sowie die Ergebnisse der Arbeitsgruppe im Auftrag der EU-Kommission [EU, 2010; Oakdene Hollins / Fraunhofer ISI, 2013][1]. Beide Studien verwenden die zweidimensionale Darstellung nach Versorgungsrisiko und Vulnerabilität/ökonomische Bedeutung für den Wirtschaftsraum Deutschland und die EU. Die Kriterien der Studien sind ähnlich, obwohl teilweise abweichende Indikatoren verwendet oder unterschiedliche Gewichtungen vorgenommen werden. Abbildung 4-14 stellt das Konzept der Kritikalität auf einer zweidimensionalen Ebene dar, wie es auch in den betrachteten Studien angewandt wird. Hierbei ist anzumerken, dass die Achsen in der EU-Studie entgegengesetzt angeordnet sind.

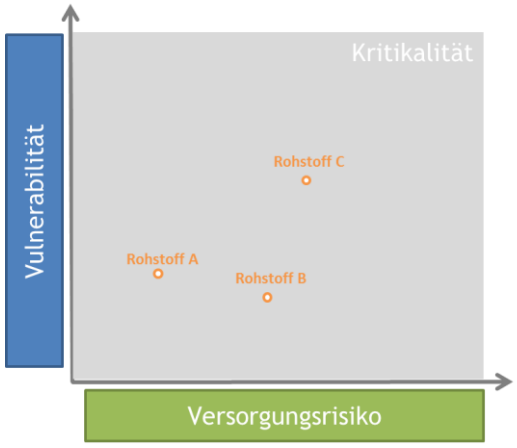


Abbildung 4-14:
Konzept Kritikalität

Die Einteilung der Rohstoffe nach ihrer Kritikalität erfolgt nach [IZT / adelphi, 2011] in sechs Felder der zweidimensionalen Kritikalitätsmatrix. Danach sind besonders kritische Rohstoffe (Kategorie VI) für Deutschland Rhenium, Germanium und Antimon. Eine

[1] Weitere relevante Studien umfassen die Analysen des IW Köln [Bardt, 2008], die mehrfach aktualisierte Studie der IW Consult im Auftrag der Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft [vbw / IW Consult, 2012] und eine Untersuchung der Deutschen Rohstoff-Agentur im Auftrag der Bundesregierung [DERA, 2012].

ähnliche Kritikalitätsanalyse wurde für den Wirtschaftsraum Europa durchgeführt [Oakdene Hollins / Fraunhofer ISI, 2013]. Hier wurde ein Feld mit hoher Kritikalität ermittelt. Als besonders kritisch wurden u.a. Seltene Erden, Platingruppenmetalle (PGM), Niob und Germanium identifiziert.

In der Forschung wird bereits diskutiert, wie sich das Konzept der Kritikalität in die Lebenszyklusanalyse integrieren lässt [Klinglmair et al., 2013; Mancini et al., 2014]. Dabei ist festzuhalten, dass durch die derzeitige Ausgestaltung der Kritikalität, z.B. unzureichende Betrachtung von biotischen Rohstoffen[1], eine vollständige und konsistente Integration noch nicht möglich ist. Eine gesonderte Untersuchung dieses Indikators innerhalb der Ressourcenbetrachtung erlaubt jedoch die Erweiterung des Analysespektrums in Bezug auf Nachhaltigkeitsaspekte.

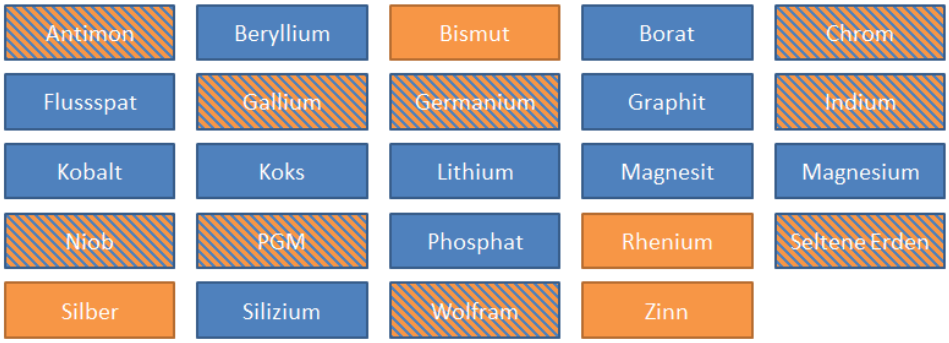


Abbildung 4-15:
Kritische Rohstoffe

Quellen: nach Oakdene Hollins / Fraunhofer ISI (blau) und IZT / adelphi (orange)

Abbildung 4-15 listet alle als kritisch eingeordneten Rohstoffe der beiden Studien auf, wobei sich die blauen Felder auf die Studie von Oakdene Hollins / Fraunhofer [2013] beziehen und die orangenen Felder auf die Studie von IZT / adelphi [2011]. Die schraffierten Felder werden von beiden Studien als kritisch identifiziert. An dieser Stelle ist anzumerken, dass die Studie von Oakdene Hollins / Fraunhofer [2013] Lithium zwar als kritisch identifiziert hat, das Material jedoch sehr nahe an der Zuordnungsgrenze liegt. Die EU hat die Studie als Grundlage für die Ausweisung ihrer kritischen Metalle herangezogen, jedoch eine Anpassung bei der Auswahl der Indikatoren für „Versorgungsrisiko" vorgenommen. Dadurch ist Lithium knapp in den Bereich der nicht kritischen Metalle gerutscht[2]. Da Lithium für Elektrofahrzeuge eine große Rolle spielt, wurde das Material entsprechend der Grundstudie in der Gruppe der kritischen Rohstoffe belassen. Es erfolgt im Anschluss eine Fallbeispielbetrachtung der Sektoren, die den Materialeinsatz für verschiedene Technologieoptionen abbildet.

4.5.2.1 Betrachtung Stromsektor

Die Umstrukturierungsprozesse der Energiewende führen dazu, dass der Kraftwerkspark zur Energieerzeugung sich in Zukunft anderes zusammensetzen wird als dies heute noch der Fall ist. An die Stelle von konventionellen Kohle- und Kernkraftwerken treten eine Vielzahl von Stromerzeugern wie Photovoltaik- (PV) und Windkraft-Anlagen (WKA). Diese Anlagen der erneuerbaren Energien sind technisch

[1] Die europäische Studie integriert zu ersten Mal die drei biotischen Rohstoffe Papierholz, Bauholz und Kautschuk.

[2] „Lithium exceeds the threshold for economic importance; however the supply risk is non-critical using the poor governance indicator, but critical using the EPI indicator. Due to inconsistencies between the environmental performance in the mining sector of relevant producing countries and the EPI indicator values, the Ad hoc Working Group on Defining Critical Raw Material s decided to use the WGI indicator for assessing the supply risk of all raw materials assessed including lithium. This is the only difference to the previous report" [EC, 2014b].

völlig anders aufgebaut und benötigen andere Materialzusammensetzungen oder auch völlig neue Materiallösungen. Neben kritischen Metallen werden für die Anlagen der erneuerbaren Energien auch die klassischen Basismetalle wie Beton, Stahl, Aluminium und Kupfer in großem Umfang eingesetzt. Der Einsatz von Metallen ist pro installierte Leistung jedoch um ein Vielfaches höher als bei konventionellen Anlagen [Vidal et al., 2013]. Der tiefgreifende Umstrukturierungsprozess in der Energiewirtschaft hat demnach großen Einfluss auf den zukünftigen Materialbedarf dieses Sektors. Zur Darstellung der zukünftigen Materialbedarfe im Energiesektor wird das Fallbeispiel der Windkraftanlagen und der PV-Anlagen ausgewählt, da im Zielszenario 2050 87 % der installierten Leistung auf Windkraftanlagen (onshore/offshore) und PV-Anlagen entfällt.

Prinzipiell haben Windkraftanlagen geringe energetische Amortisationszeiten von drei bis sieben Monaten. Danach produzieren sie über die restliche Lebensdauer ein Vielfaches ihres energetischen Herstellungsaufwandes. Demnach sind WKAs als ressourcenschonend einzuordnen, was ihren Energieproduktionsaufwand angeht. Hinzu kommt der Fakt, dass die Anlagen keine fossilen Energierohstoffe für die Stromerzeugung benötigen. Jedoch haben WKAn einen höheren Metallanteil gegenüber anderen Kraftwerken, insbesondere wenn der Turm aus Stahl gefertigt wird. Tabelle 4-8 zeigt die typische Zusammensetzung einer Onshore-WKA. Durch die größere Auslegung und die höhere Korrosionsanfälligkeit für Offshore-Anlagen ist hier von einem höheren Materialeinsatz pro MW auszugehen.

	Windrad	Fundament	Stromkabel	Transformator	Summe
Stahlkomponenten	103.58	15.06	0.14	0.32	119.24
Aluminium	1.14	-	0.96	-	3.06
Kupfer	1.62	-	0.12	0.08	1.94
Sonstige Metalle	-	-	-	-	0.00
Beton	-	300.71	-	-	300.71
Kunststoffe	7.00	0.03	0.18	0.01	7.40
Lack	0.25	-	-	-	0.26
Keramik/Glasfaser	8.00	-	-	0.01	8.01
Elektronik	0.64	-	-	-	0.64
Magnet	0.16	-	-	-	0.16
Prozesswerkstoffe	0.43	-	-	0.13	0.56
Sonstige	1.01	-	-	0.03	1.04
Summe	123.82	315.80	1.40	0.59	443.02

Tabelle 4-8: Materialzusammensetzung einer Onshore-Windkraftanlage (t/1 MW)

Quelle: Datengrundlage: Windpark mit 33 Vestas V112 [PE NWE, 2011]

Die reine Massenbetrachtung der Materialbilanz zeigt, dass WKA's wie auch andere Anlagen hauptsächlich Stahl und Beton benötigen. Bei der genaueren Betrachtung des eigentlichen Windrads kommen hier insbesondere Metalle und Glasfasern (Werkstoff der Rotorblätter) zum Einsatz. Stahl nimmt auch hier den mit Abstand größten Anteil ein. Kupfer nimmt bei dem reinen Fokus auf das Windrad schon einen höheren Anteil am Materialbedarf ein als Aluminium. Das hängt mit dem hohen Kupfereinsatz im Magneten zusammen, der Teil des Generators ist. Nach Herstellerangaben wird hier ein permanenterregter Magnet eingesetzt, der Neodym verwendet [Davidsson et al., 2012].

Vor dem Hintergrund der Kritikalitätsbewertung spielt die Verfügbarkeit von eingesetzten Massenmaterialien wie Stahl und Beton eine geringere Rolle. Kupfer wird ebenfalls nicht als kritisch eingestuft, jedoch ist auf den hohen Materialkonsum pro MW hinzuweisen. Die größte Aufmerksamkeit sollte auf die als sehr kritisch eingestuften Seltenen Erden gelegt werden.

Seltene Erden und hier vorrangig Neodym werden in getriebelosen fremderregten Generatoren mit NdFeB-Permanentmagneten (PM) eingesetzt, die teilweise auch in Elektrofahrzeugen Anwendung finden. Das derzeit dominierende Anlagenkonzept sind WKA mit Getriebe, die einen weltweiten Marktanteil von ca. 85 % haben [VDMA, 2010]. Branchenexperten gehen davon aus, dass pro MW installierter Leistung ca. 189 kg Neodym benötigt werden [Schmal, 2010]. Der Vorteil von direktgetriebenen fremderregten Generatoren mit NdFeB PM liegt in einem höheren Energieertrag, einem geringeren Wartungsaufwand und einem geringeren Gondelgewicht. Tabelle 4-9 zeigt den Effizienzgewinn von getriebelosen WKA mit PM gegenüber WKA mit Getriebe, insbesondere bei niedrigen Windgeschwindigkeiten. Der Wartungsaufwand ist für getriebelose Antriebskonzepte geringer, weil das sehr wartungs- und kostenintensive Getriebe entfällt. Das geringere Gondelgewicht spart insgesamt Material ein und reduziert den energetischen Transport- und Montageaufwand [Gandenberger et al., 2012].

	Mittlere Windgeschwindigkeit im Jahr		
	ø 5,4 m/s	ø 6,8 m/s	ø 8,2 m/s
WKA mit Getriebe und doppelt gespeistem Asynchrongenerator	100 %	100 %	100 %
Getriebelose WKA mit Permanentmagnet Generator	108,5 %	104,3 %	103 %

Tabelle 4-9: Vergleich Energieertrag WKA-Konzepte mit unterschiedlichen Generatortypen und Windgeschwindigkeiten

Quelle: [Gandenberger et al., 2012; Kurronen et al., 2010].

Neben Neodym werden zur Verbesserung der Temperaturbeständigkeit auch Praseodym und Dysprosium eingesetzt, die zwar auf der einen Seite den Einsatz von Neodym stark vermindern können, aber auf der anderen Seite ebenfalls zu der Gruppe der Seltenen Erden zählen und somit auch als kritische Rohstoffe einzustufen sind. Ausgehend von der heutigen weltweiten Verteilung von getriebelosen WKA (Szenario-25 %) und von einer Maximalabschätzung (Szenario-100 %) wird für die exemplarische Hochrechnung angenommen, dass zukünftig 25 % (100 %) der neugebauten WKA in Deutschland mit einem NdFeB PM ausgestattet werden. Danach würde für das Zielszenario im Zeitraum 2010 bis 2020 ein Bedarf von ca. 4120 t (16.478 t) Neodym für diese Anlagen anfallen. Für den Zeitraum bis 2050 wären es 12.045 t (50.177 t) Neodym. Tabelle 4-16 zeigt den jährlichen Bedarf von Neodym für Windkraftanlagen in Deutschland ausgehend von dem Zielszenario und unter der Annahme, dass 25 % der neuen Anlagen mit einem NdFeB-Permanentmagneten ausgestattet sind. 2010 wurden ca. 126 Tsd. Tonnen Erz der Seltenen Erden gefördert. Nur ein Teil davon entfällt tatsächlich auf metallisches Neodym, welches aber maßgeblich die Nachfrage und somit den Abbau von Seltenen Erden insgesamt fördert [ISI / IZT, 2009].

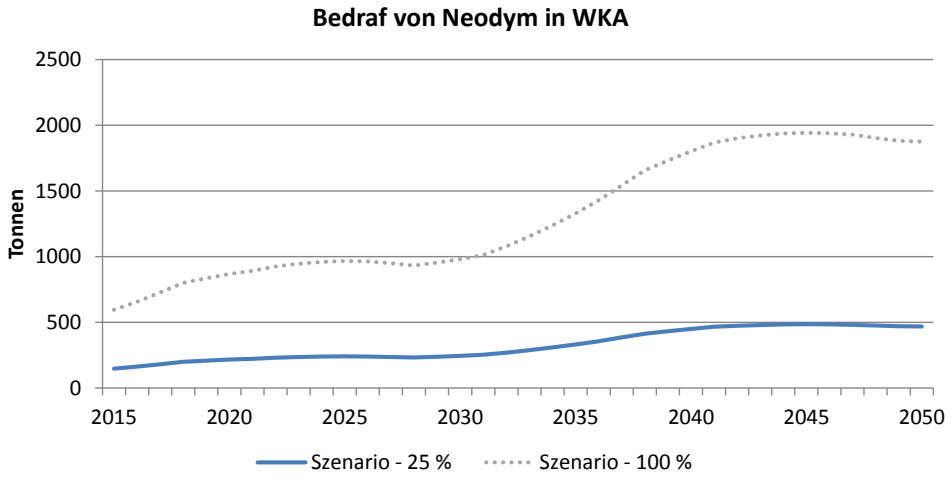


Abbildung 4-16: Hochrechnung jährlicher Bedarf von Neodym für Windkraftanlagen in Deutschland

Szenario – 25 %: 25 % (heutiger weltweiter Anteil getriebeloser WKA) der neuinstallierten Leistung (Neubau und Repowering) entfallen auf WKA mit getriebelosen fremderregten Generatoren mit NdFeB-Permanentmagneten.
Szenario – 100 %: Maximale Abschätzung. 100 % der neuinstallierten Leistung (Neubau und Repowering) entfallen auf WKA mit getriebelosen fremderregten Generatoren mit NdFeB-Permanentmagneten.
Annahme: Pro MW werden 189 kg Neodym benötigt.

Seltene Erden werden fast ausschließlich im Tagebau in chinesischen Minen abgebaut. Aufgrund der geringen Konzentrationsmenge im Erz sind mehrere Prozessschritte nötig, um Neodym aufzuschließen und von den anderen SE-Elementen zu trennen. Dabei kommt eine Reihe von umwelt- und gesundheitsgefährdenden Substanzen wie z.B. Schwefelsäure zum Einsatz [Roskill, 2011]. Die damit zusammenhängenden sozialen und umweltseitigen Auswirkungen sind genauso zu berücksichtigen, wie die hohe Konzentration der Produktion auf ein Land. Die Weiterentwicklung der Technologie zur Optimierung des Ressourcenbedarfes als auch die Anschlussfähigkeit der verwendeten Komponenten an Recyclingströme kann den Einsatz von kritischen Rohstoffen in Zukunft abmildern.

Neben WKA werden im Zielszenario auch in großem Umfang Photovoltaik-Anlagen ausgebaut um Strom aus Sonnenenergie zu produzieren (46 % der installierten Leistung 2050). Der Material- und Energieaufwand bei PV-Anlagen pro MW installierter Leistung liegt höher als bei WKA, was zu entsprechend höheren Amortisationszeiten von bis zu 3,6 Jahren führt [ISI / IZT, 2009]. Es gibt eine Reihe von unterschiedlichen Technologieoptionen für PV-Anlagen. Hierzu zählen die am weitesten verbreiteten Siliziumsolarzellen, die entweder monokristalline oder polykristalline Siliziumzellen verwenden. Der hohe Bedarf an Silizium für die Zellen ist der größte Kostentreiber für diese Technologie. In den letzten Jahren wurde eine Reihe von Technologieoptionen untersucht, die den Material- und Energieverbrauch von PV-Anlagen senken können. Dazu zählen Dünnschicht PV und Farbstoffsolarzellen mit unterschiedlichen Zellzusammensetzungen. Tabelle 4-10 zeigt eine Auswahl der eingesetzten kritischen Rohstoffe nach Anlagen-Technologie.

Siliziumsolarzellen	Dünnschichtsolarzellen	Farbstoffsolarzellen
- Silizium	- Silizium - Indium - Gallium - Germanium	- Ruthenium

Tabelle 4-10: Verteilung von kritischen Rohstoffen in Photovoltaik-Anlagen

Siliziumsolarzellen werden mittelfristig noch den Markt der PV-Anlagen beherrschen. Der Ausgangsstoff für Siliziumsolarzellen ist hochreines Siliziumdioxid welches von [Oakdene Hollins / Fraunhofer ISI, 2013] als kritisch eingestuft wird, was jedoch hauptsächlich auf den starken Anstieg der Nachfrage in der Solarbranche in den letzten Jahren zurückzuführen ist. Die Produktionsstruktur konnte hier noch nicht Schritt halten und nach Expertenaussagen kam es zu einem Versorgungsdefizit, das jedoch mittelfristig durch Produktionsausweitung ausgeglichen werden soll [EC, 2014a; ISI / IZT, 2009]. Aufgrund ihres geringen Gewicht und ihres flexibleren Einsatzes sehen Experten das größte Potenzial in Dünnschichtsolarzellen. In dieser Technologie kann der Einsatz von dem energieaufwändigen Silizium reduziert werden, jedoch werden andere Materialien benötigt, die unter Umständen als noch kritischer zu bewerten sind, wie Indium, Gallium und Germanium. Diese Zelltypen haben aber noch gegenüber den weitverbreiteten Siliziumsolarzellen Kosten- oder Wirkungsgradnachteile, sind jedoch gegenüber den Farbstoffsolarzellen bereits besser am Markt etabliert.

Der Ausbau von Erneuerbare Energien-Anlagen wird eine erhöhte Nachfrage sowohl auf kritische Schlüsselrohstoffe als auch die typischen Basismetalle erzeugen, was unter Umständen zu einer Umstrukturierung der kritischen Metalle für Deutschland und Europa führt. Es gilt also in Zukunft weiter zu beobachten, wie der Übergang hin zu erneuerbaren Energien so gestaltet werden kann, dass die Abhängigkeit von nicht-erneuerbaren Energierohstoffen auf der einen Seite aufgelöst wird, dafür aber keine neuen Abhängigkeiten von begrenzten metallischen Rohstoffen geschaffen werden. Neben verschiedenen Materialoptionen für die Technologien ist die Weiterentwicklung und Verbesserung der Recyclingfähigkeit insbesondere von kritischen Metallen in Zukunft entscheidend.

4.5.2.2 Wärmesektor

Vor dem Hintergrund der Endlichkeit von Ressourcen und das heute schon knappe Vorkommen an seltenen Erden sollten die damit verbundenen Konsequenzen für den Umbau der Energieversorgung hinsichtlich des Rohstoffeinsatzes überprüft werden.

Im Bereich der Wärmetechnologien und Wärmeinfrastruktur mit den Schlüsseltechnologien **dezentraler und zentraler Wärmepumpen**, einem **verdichteten Nah- und Fernwärmenetz** in Städten sowie sehr flexiblen KWK-Anlagen sind seltene Erden und Metalle insgesamt als unkritisch zu bewerten.

Bei der Konstruktion der Wärmepumpe wird hauptsächlich auf die Rohmaterialien Kupfer und Stahl zurückgegriffen. Tabelle 4-11 stellt die Hauptmaterialien für eine typische Luft-Wasser-WP mit einer Leistung von 8 kW dar.

Stoffeinsatz	Menge	Einheit
Stahl	95	kg
Kupfer	22	kg
Isolierstoff (z.B. Armaflex)	10	kg
PVC	1	kg
R134a	3,09	kg

Tabelle 4-11: Life-Cycle-Betrachtung einer Luft-Wasser-Wärmepumpe

Quelllen: Heck, LCI Analysis of Heat Pumps - ecoinvent report No. 6-X, 2012

Der Einsatz von seltenen Erden wie Platinum, Platin, Rhodium und Palladium erfolgt häufig bei Filtertechnologien für Verbrennungsprozesse somit u.a. bei BHKWs. Der Vergleich der weltweiten Produktion von seltenen Erden mit den Ressourceneinsatz für die Fertigung von mehreren Mio. KWK-Anlagen zeigt, dass vor dem Hintergrund der Ressourcenverfügbarkeit die Umgestaltung der Wärmeversorgungstruktur unkritisch ist. Einzig der Einsatz des seltenen Rhodiums hat mit einem Anteil von rd. 3,6 Prozent am

Gesamtfördervolumen von 2012 einen erhöhten Anteil. Weiter ist zu berücksichtigen, dass bis zum Jahr 2050 eine Weiterentwicklung der Technologien stattfinden wird, durch die der Einsatz von seltenen Erden substituiert könnte.

Stoffeinsatz	Menge	Einheit
Stahl	348	kg
Aluminium	17	kg
Kupfer	27	kg
Palladium	0,01651	kg
Platin	0,0409	kg
Rhodium	0,00836	kg
Chromstahl 18/8	356,47	kg
Zeolith	7,83	kg
Titanium-Dioxide	0,3	kg
Platinum	0,0225	kg
Alkydharz	1	kg
Glaswolle	20	kg
PVC	2	kg
ausgerolltes Stahlblech	280	kg

Tabelle 4-12: Life Cycle-Betrachtung eines Mini-BHKWs

Quelllen: (Heck, Teil XIV: Wärme-Kraft-Kopplung - exoinvent report No.6-XIV, 2007)

Der Beispielrechnung wird eine konstante Produktion bis 2050 auf dem Niveau von 2012 unterstellt. Damit sind es bis zum Jahr 2050 rund dreieinhalb Prozent des bis dahin weltweit geförderten Rhodiums, dass für den Umbau der Energieversorgung benötigt wird. Der Bedarf an Platin betrüge rund drei Prozent der weltweiten Produktion bis 2050 bei.

4.5.2.3 Verkehrssektor

Für die Betrachtung dieser Studie sind nur die Rohstoffe im Fokus, die in Fahrzeugen eingesetzt werden. Abbildung 4-17 zeigt die typische Zusammensetzung eines heutigen Pkws mit verbrennungsmotorischem Antriebsstrang und eines zukünftigen voll-elektrischen Fahrzeugs. Hier ist deutlich zu erkennen, dass in Zukunft der Anteil von Stahl deutlich zugunsten anderer Materialien sinken wird. Zum einen sind dies Leichtbaumaterialien wie Aluminium, welches nahezu vollständig Stahl in den Karosseriekomponenten ersetzt. Zum anderen kommt mit dem elektrischen Fahrzeugkonzept eine veränderte Materialzusammensetzung des Antriebsstrangs und des Energiespeichers hinzu. Dadurch steigt der Kupferanteil an und andere Batteriematerialien wie Lithium und Graphit gewinnen an Bedeutung.

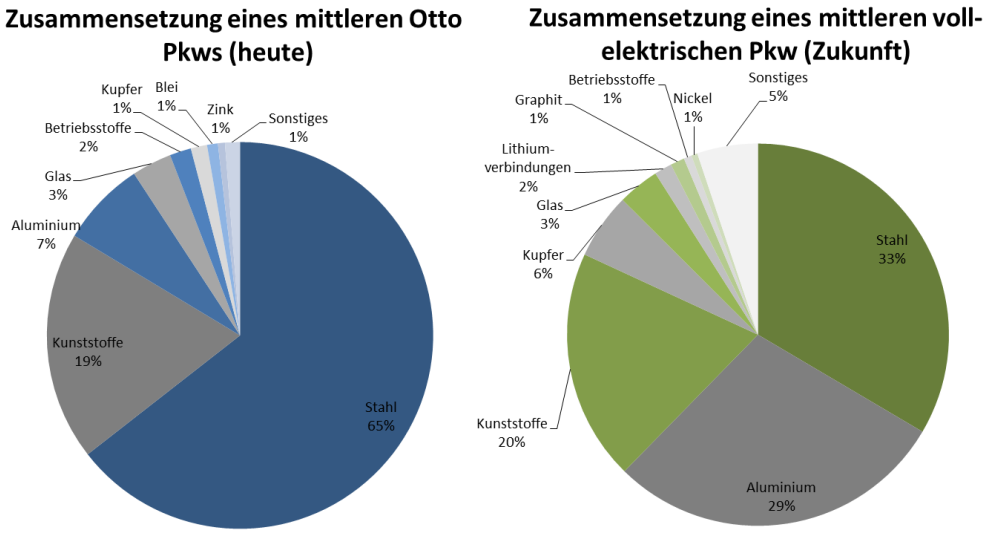


Abbildung 4-17: Zusammensetzung verschiedener Pkw-Konzepte heute und in Zukunft

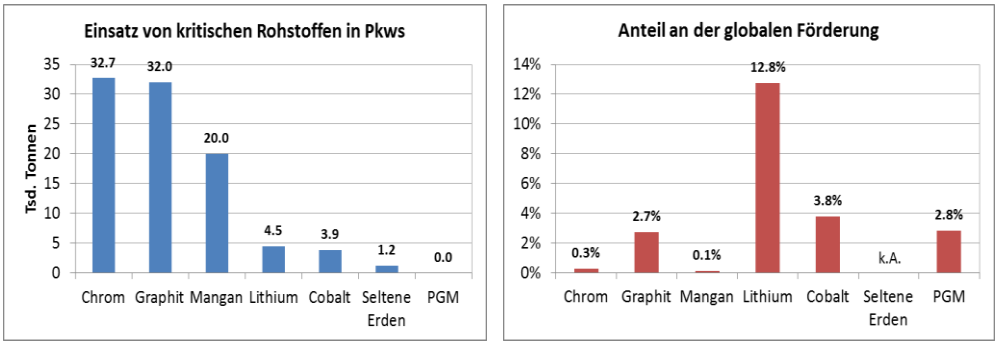
Weiterhin kommen im Vergleich zum Gesamtgewicht des Fahrzeugs verhältnismäßig geringe Mengen von Sondermetallen im Fahrzeug zum Einsatz, die aufgrund ihrer ökonomischen Relevanz und geringen jährlichen Fördermengen bei dieser Betrachtung nicht zu vernachlässigen sind. Hierzu zählen die Platingruppen-Metalle (PGM) beim konventionellen Fahrzeug und Seltene Erden, Lithium und Kobalt beim Elektrofahrzeug. Bei hybridischen Fahrzeugkonzepten (HEV, PHEV) kommt es zu einer Kombination der Materialien der beiden Fahrzeug-Konzepte und ggf. zu einem höheren Gewicht des Fahrzeugs, wegen des doppelten Antriebsstranges. Betrachtet man nun die Materialliste von zukünftigen Fahrzeugen unter dem Aspekt der Kritikalität lässt sich nach heutigem Kenntnisstand eine Verteilung von kritischen Rohstoffen nach Fahrzeugkomponenten ableiten (vgl. Tabelle 4-13).

Karosserie	Antriebsstrang	Energiespeicher	Abgasnachbehandlung
- Chrom	- Seltene Erden	- Graphit	- PGM
- Mangan		- Lithium	
		- Kobalt	

Tabelle 4-13: Verteilung von kritischen Rohstoffen auf die Fahrzeugkomponenten

Exemplarische Auswertung des Ressourcenverbrauchs von ausgewählten Materialien im Zielzenario

Die für diese Betrachtung identifizierten kritischen Metalle sollen nun für das Zielszenario für alle neuzugelassenen Pkws im Jahr 2050 hochgerechnet werden. Abbildung 4-18 zeigt den Einsatz von kritischen Rohstoffen in absoluten Mengen (linke Grafik) und die dazu ins Verhältnis gesetzt die globale Fördermenge der ausgewählten Rohstoffe mit Bezugsjahr 2012 (rechte Grafik).



* Globale Förderung bezieht sich auf das Basisjahr 2012 [USGS, 2014]
PGM: Platin-Gruppenmetalle

Abbildung 4-18: Einsatz von kritischen Rohstoffen in neuzugelassen Fahrzeugen 2050

Nach der Hochrechnung werden 2050 ca. 33 Tsd. Tonnen Chrom benötigt. Das macht bei dieser Betrachtung rein mengenmäßig den größten Anteil innerhalb der kritischen Metalle aus. Im Vergleich zur globalen Förderung fällt der Chromanteil jedoch hinter andere Metalle weit zurück (0,3 %). Es ist weiterhin zu beachten, dass es sich hier um eine exemplarische Hochrechnung handelt. Gerade bei Chrom mussten einige Annahmen für diese Darstellungsweise getroffen werden. So findet sich Chrom überwiegend als Legierungsmetall für Stahlkomponenten im Fahrzeug wieder. Zur Ableitung des tatsächlichen Chromgehalts im Fahrzeug wurden durchschnittliche Chromgehalte in verschiedenen Stählen angenommen [Ecoinvent, 2008; ISI / IZT, 2009]. Mit der zunehmenden Bedeutung von Leichtbaukomponenten in Zukunft wird der Stahlanteil im Fahrzeug sinken (vgl. Abbildung 4-17). Parallel dazu wird auch weniger Chrom zumindest für die Stahlkomponenten der Fahrzeugkarosserie benötigt.

Graphit wird in der Lithium-Ionen Batterie als Aktivmaterial der Anode eingesetzt. Dafür sind nach der Hochrechnung im Jahr 2050 ca. 32 kt Graphit nötig. Im Verhältnis zur globalen Förderung macht dieser Wert immerhin 3 % aus und kann als relevant betrachtet werden. Zukünftige Batterietechnologien können je nach Zellchemie auch auf Graphit verzichten, dieses Anodenmaterial ist jedoch heute sehr weit verbreitet. Prinzipiell besteht auch die Möglichkeit synthetisches Graphit für die Anode in Zukunft herzustellen (heute noch teurer), gesetzt den Fall, dass die Li-Ionen Technologie weiterhin eine Rolle spielt [Frauenhofer Institut, 2010; Wurm et al., 2013].

Mangan dient ebenfalls wie auch Chrom als Legierungsmetall für Stähle. Es wird aber auch in Form von Manganoxid in Li-Ion Batterien verwendet. Insgesamt werden 20 kt Mangan für die neuzugelassenen Fahrzeuge benötigt. Im Vergleich zur globalen Förderung macht das nur einen geringen Anteil aus. Manganoxid kommt in verschieden Li-Ion Zellchemien zum Einsatz, da es gute elektrochemische Eigenschaften aufweist und im Gegensatz zu Kobalt wesentlich günstiger ist [Graf, 2013]. Wie sich die Nachfrage in Zukunft für die Batterien entwickelt hängt ganz davon ab, wie lange noch Li-Ion Batterien als Energiespeicher eingesetzt werden.

Lithium wird ausschließlich in der Li-Ionen Batterie eingesetzt und ermöglicht im Vergleich zu anderen Batterietechnologien deutlich höhere Energiedichten. Mit 4,5 kt und einem Anteil von 13 % an der globalen Förderung handelt es sich hier um eine relevante Rohstoffnachfrage. Es ist zu beachten, dass die steigende Nachfrage von Lithium stark an das Aufkommen der Li-Ionen Batterietechnologie gebunden ist. Die Produktionsgrenzen sind noch nicht ausgeschöpft und die Produktionsstrukturen noch nicht an die steigende Nachfrage angepasst [Goonan, 2012; Oakdene Hollins / Fraunhofer ISI, 2013]. Etwas anders sieht es bei Kobalt aus. Heutige Kathodenmaterialien verwenden zu einem großen Teil Kobaltverbindungen. In dieser Hochrechnung würden die neuzugelassenen Fahrzeuge 2050 3,9 kt Kobalt benötigen, was 2,6 % der heutigen globalen Produktion ist. Im Gegensatz zu Lithium wird Kobalt

noch in einer Reihe von anderen Technologien eingesetzt, was den Rohstoffpreis stark hat ansteigen lassen. Schon heute bemühen sich die Materialforscher den Kobaltanteil aus Kostengründen zu reduzieren [Vuorilehto, 2013].

Seltene Erden werden in unzähligen Studien als Schlüsselmaterialien der Zukunftstechnologien genannt (u.a. [ISI / IZT, 2009; Öko-Institut / Daimler AG, 2011; Öko-Institut, 2011b]). Sie kommen insbesondere in Form von Neodym, Praseodym und Dysprosium im Elektromotor zum Einsatz. Die Nickel-Metallhydrid Batterien in heutigen Hybridfahrzeugen benötigen ebenfalls in großem Umfang Metalle der Seltene Erden [Buchert, 2010]. Diese spielen allerdings in diesem Szenario für zukünftige Fahrzeuge eine untergeordnete Rolle. 2050 werden nach der Hochrechnung 1,2 kt Seltene Erden (hauptsächlich Neodym) benötigt, diese Zahl konnte nicht ins Verhältnis der globalen Förderung gesetzt werden, da diese Zahlen nur für Oxide aller Seltenen Erden verfügbar sind [USGS, 2014]. Es ist aber davon auszugehen, dass die Nachfrage nach Seltenen Erden für Elektromotoren und andere Zukunftstechnologien weiterhin steigen wird und so die Rohstoffförderstrukturen beeinflusst werden [Öko-Institut, 2011b]. Die Platingruppenmetalle kommen hauptsächlich in der Abgasnachbehandlung zum Einsatz und spielen bei einer reinen Mengenbetrachtung eine untergeordnete Rolle. Ins Verhältnis gesetzt zur globalen Förderung rückt die Metallgruppe allerdings an zweite Stelle und verdeutlicht die wichtige Rolle von Platin und Palladium. Prinzipiell nimmt der Einsatz von Abgasfiltern mit zunehmender Elektrifizierung in Zukunft ab. Bis 2050 werden aber noch hybridische Fahrzeuge eine bedeutende Rolle spielen, die vorerst nicht auf eine Abgasnachbehandlung verzichten können. Die Menge wird wohl auch in optimierten Systemen nicht signifikant zurückgehen, da auch in Zukunft mit einer Verschärfung der Emissions-Grenzwerte zu rechnen ist. Auf der anderen Seite besteht ein hohes Recyclingpotenzial der Katalysatoren, aus denen heute schon Platin und Palladium zu ökonomisch rentablen Aufwendungen wiedergewonnen wird [Jollie, 2008].

Es gibt unterschiedliche Ansatzpunkte der Kritikalität der im Fahrzeug eingesetzten Materialien entgegenzuwirken. Da der Indikator einige Größen der Förderungsstruktur berücksichtigt, kann eine Diversifizierung der Importströme von den Materialen dazu beitragen, dass der Kritikalitätsstatus abgesenkt wird. Insbesondere aus Umweltperspektive interessanter sind die Maßnahmen bestimmte Materialien zu substituieren und Recyclingströme zu etablieren und zu schließen. Gerade im Bereich der Zukunftstechnologien, die neue Materialzusammensetzungen verwenden existieren noch keine etablierten Recyclingstrategien und der Sekundäranteil im Material ist entsprechend niedrig. Im Bereich des Li-Ion Batterie Recyclings gibt es zum Teil schon Recyclinganlagen zur Rückgewinnung von Kupfer und Kobalt [Öko-Institut, 2011a; c; Treffer, 2013]. Lithium wird hingegen noch nicht wirtschaftlich in solchen Anlagen in einer Qualität wiedergewonnen, die es erlaubt das Material direkt wieder zu verwenden. Wissenschaftliche Studien zeigen, dass die Rückgewinnung im Labormaßstab funktioniert, dies allerdings mit einem heute noch hohen Energieaufwand, der nicht im Verhältnis zu den Aufwendungen der Primärgewinnung steht [Öko-Institut, 2011a]. Ähnliches gilt für Seltene Erden, da diese Materialien im Gegensatz zu Kupferkomponenten in komplexen Verbindungen eingeschlossen sind, woraus die Einzelmaterialen nur mit hohem Aufwand zu einer entsprechenden Qualität zurückgewonnen werden können (falls überhaupt).

4.6 Status Quo - Energiepolitische und Rechtliche Rahmenbedingungen für Strom im Wärmemarkt

4.6.1 Rechtsrahmen für die Kostensituation bei Nutzung von Strom im Wärmesektor: Elektrische Wärmepumpe und Power-to-Heat

Im Wärmesektor wurde von den Projektpartnern die Umwandlung von Strom in Wärme (PtH) als Schlüsseltechnologie identifiziert. PtH bildet – im weiteren Sinne gebraucht – hierfür einen Oberbegriff[1]. Im engeren Sinne ist damit im Wesentlichen die Nutzung von großen Elektroheizkesseln gemeint. Die im Vergleich zu Elektroheizkesseln oder Nachtspeicherheizungen effizientere Technologie stellt die elektr. WP dar[2]. Drei Fallgruppen werden näher unterschieden:

1. Der zentrale Einsatz von PtH-Anlagen durch Energieversorger (EVU) in bivalenten Systemen (Einspeisung in Fernwärme- oder Industriedampfnetze).
2. Der Einsatz von PtH-Anlagen in Industrieunternehmen.
3. Der dezentrale Einsatz monovalenter WP, v.a. in Privathaushalten.

Es wird in allen drei Fallgruppen vorausgesetzt, dass der Strom von einem Dritten bezogen wird (Fremdbezug); Eigenversorgung ohne Netznutzung und Großverbrauch werden gesondert betrachtet[3]. Die Ergebnisse im Überblick:

[1] Vgl. *H.-M. Groscurth/S. Bode*, Discussion Paper Nr. 9 – "Power-to-heat" oder "Power-to-gas"?, 2013, S. 11.

[2] *V. Quaschning*, Erneuerbare Energien und Klimaschutz, 3. Aufl., S. 277.

[3] Die vorliegende rechtliche Analyse ist eine Zusammenfassung der wichtigsten Untersuchungsgegenstände. Die gesamte rechtliche Untersuchung wird noch gesondert veröffentlicht.

	Einsatz von PtH-Anlagen zentral (EVU)	Einsatz von PtH-Anlagen Industrie	Einsatz von WP dezentral
EEG-Umlage	Keine spezifischen Ausnahmen einschlägig, insbesondere keine Zwischenspeicherung i.S.v. § 60 Abs. 3 EEG 2014		
Netzentgelt	Befreiungsregelung für Stromspeicher (§ 118 Abs. 6 EnWG) greift nicht; Verringerung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV aber denkbar		Netzentgelt-reduzierung nach § 14a EnWG möglich (unterbrechbare Verbrauchs-einrichtung)
Weitere netzentgelt-bezogene Preisbestandteile	Keine spezifischen Ausnahmetatbestände Unklar, ob sich Netzentgeltprivilegierung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV hier auswirkt und die weiteren netzentgeltbezogenen Preisbestandteile anteilig sinken (BNetzA: nein)		Keine spezifischen Ausnahmetat-bestände Unklar, ob sich eine Netzentgeltprivilegierung nach § 14a EnWG hier auswirkt und die weiteren netzentgeltbezogenen Preisbestandteile anteilig sinken
Stromsteuer	Befreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG denkbar Auch Entlastung nach § 9b StromStG denkbar (Nutzung der Wärme durch UdPG)	Befreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 bzw. Nr. 3 lit. b) StromStG denkbar Erlass/Erstattung/ Vergütung nach § 9a Nr. 2 oder 3 StromStG denkbar (UdPG + bestimmtes Verfahren) Auch Entlastung nach § 9b StromStG denkbar (Nutzung der Wärme durch UdPG)	Befreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 bzw. Nr. 3 lit. b) StromStG denkbar

Tabelle 4-14: Staatlich induzierte Strompreisbestandteile für PtH und WP

4.6.1.1 EEG-Umlage

Die EEG-Umlage ist ein rein verbrauchsbezogener Strompreisbestandteil, dementsprechend ist auf Tatbestandsseite nur zu klären, ob bei der Umwandlung von

Strom in Wärme ein „Letztverbrauch" im Sinne von § 5 Nr. 24 EEG 2014[1] den Strom bezieht und verwendet, ob also durch eine natürliche oder juristische Person Strom verbraucht wird. Dies ist zu bejahen, da Strom bei der Umwandlung in Wärme mittels eines Wärmetauschers bzw. beim Antrieb einer Wärmepumpe für eine energieabhängige Funktion verwendet und hierfür „aufgezehrt" wird[2]. Eine spezifische Privilegierungsregelung für PtH-Anlagen und WP existiert nicht. Die Regelung für die Stromzwischenspeicherung in § 60 Abs. 3 EEG 2014 ist nicht anwendbar, da es bei den betrachteten Schlüsseltechnologien jedenfalls an der erforderlichen Rückverstromung fehlt. Die Umwandlung in Wärme im Elektroheizkessel bzw. der Antrieb der WP zur Erzeugung von Wärme ist endgültig[3].

4.6.1.2 Netzentgelt

Soweit PtH-Anlagen oder WP Strom unter Nutzung der Stromnetze[4] der allgemeinen Versorgung beziehen, fällt neben der EEG-Umlage auch das Netzentgelt an. Die befristete Befreiungsregelung für Anlagen zur Stromspeicherung nach § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG[5] ist nicht anwendbar, da PtH-Anlagen keine Rückverstromung durchführen, der Strom wird also nicht – wie § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG verlangt – zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist[6]. Das Rückverstromungserfordernis entfällt zwar nach § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG[7], diese Vorschrift gilt aber nach dem eindeutigen Wortlaut nur für PtG-Anlagen.

Für zentral durch ein EVU eingesetzte PtH-Anlagen oder Anlagen in der Industrie kommt jedoch eine Privilegierung durch § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV in Betracht. Diese Rechtsvorschrift privilegiert netzdienliches, atypisches Nutzungsverhalten[8] mit einer Verringerung des zu zahlenden Netzentgeltes. Entscheidend ist eine Absenkung der Last in den durch die Netzbetreiber definierten Hochlastzeitfenstern. PtH-Betreiber können so eine Reduzierung des von ihnen zu entrichtenden Netzentgelts auf (nicht weniger als) 20 Prozent des veröffentlichten Netzentgelts in dem jeweiligen Versorgungsgebiet erzielen.

Für den Betrieb unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen, die am Niederspannungsnetz angeschlossen sind, besteht nach § 14a S. 1 EnWG ebenfalls die Möglichkeit, ein reduziertes Netzentgelt zu verlangen. Diese Privilegierungsvorschrift ist

[1] Erneuerbare-Energien-Gesetz v. 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Art. 1 des Gesetzes v. 29.06.2015 (BGBl. I S. 1010) geändert worden ist

[2] Vgl.: BGH, ZNER 2010, S. 172 (S. 173); *P. Bachmann/U. M. Erling*, Pumpspeicherkraftwerke im Energiemix der Zukunft – eine rechtliche Einordnung, et 6/2012, S. 97 (97); *W. Lehnert/J. Vollprecht*, Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher, ZNER 2012, S. 356 (363); *M. von Oppen*, Stromspeicher – Rechtsrahmen und Orientierungsbedarf, ER 2014, S. 9 (11); Vgl. in Bezug auf Stromspeicher allgemein: *F. Sailer*, Die Energiespeicherung im EEG 2014, in: W. Busch/F. Kaiser (Hrsg.), Erneuerbare erfolgreich ins Netz integrieren durch Pumpspeicherung, S. 115 (121 ff.); *C. Pape* et. al, Roadmap Speicher, S. 99.

[3] *M. von Oppen*, Stromspeicher – Rechtsrahmen und Orientierungsbedarf, ER 2014, S. 9 (12).

[4] Vgl. *F. Lietz*, Die Qualifikation von Stromspeicherbetreibern als Letztverbraucher – Eine kritische Betrachtung, EWeRK 2014, S. 96 (100 ff.).

[5] Energiewirtschaftsgesetz v. 07.07.2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Art. 6 des Gesetzes v. 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist

[6] *H. Stappert/A. Vallone/F.-R. Groß*, Die Netzentgeltbefreiung für Energiespeicher nach § 118 Abs. 6 EnWG, RdE 2015, S. 62 (62).

[7] Zurückhaltend hierzu *W. Lehnert/J. Vollprecht*, Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher, ZNER 2012, S. 356 (360).

[8] Vgl. BT-Drs. 17/6072, S. 97.

insbesondere für dezentral angeschlossene WP einschlägig[1]. Der Betreiber der WP muss dem Verteilnetzbetreiber allerdings das Recht einräumen die Verbrauchseinrichtung zum Zwecke der Netzentlastung abzuschalten; zudem muss die unterbrechbare Verbrauchseinrichtung über einen separaten Zählpunkt verfügen.

4.6.1.3 Weitere netzentgeltbezogene Bestandteile

Ein Netznutzer hat nicht nur das Netzentgelt im Sinne der StromNEV – also „im engeren Sinne" – zu leisten, daneben gibt es noch diverse weitere an das Netzentgelt angelehnte Strompreisbestandteile. Hierbei handelt es sich um die KWK-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage, die AbLaV-Umlage, die StromNEV-Umlage und die Konzessionsabgabe[2].

Eigene Privilegierungstatbestände (Deckelungsregelungen) bestehen nur für Großverbraucher. Allerdings lässt sich aufgrund der Netzentgeltbezogenheit der genannten Preisbestandteile grundsätzlich vertreten, dass sich Netzentgeltfreistellungen bzw. -verringerungen nach §§ 14a, 118 Abs. 6 EnWG und § 19 Abs. 2 StromNEV auch auf die weiteren netzentgeltbezogenen Strompreisbestandteile auswirken müssen[3]. Die Bundesnetzagentur[4] ist jedoch der Ansicht, dass sich zumindest individuelle Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 Abs. 2 S. 1-4 StromNEV nur auf das Netzentgelt beziehen, soweit es sich aus Jahresleistungsentgelt und Arbeitsentgelt (§ 17 Abs. 2 StromNEV) zusammensetzt. Nicht umfasst sind *„weitere Rechnungspositionen wie die KWK-Abgabe oder die Konzessionsabgabe, da es sich insoweit um gesetzliche Umlagen handelt, die ebenso wenig Bestandteil des Netzentgelts sind, wie etwa die EEG-Umlage und die Offshore-Umlage. Gleiches gilt auch für die von den Übertragungsnetzbetreibern erhobene sog. § 19-Umlage."* Eine gerichtliche Klärung dieser Frage ist bislang nicht erfolgt.

4.6.1.4 Stromsteuer

Aufgrund der Entnahme von Strom zum Verbrauch (vgl. § 5 StromStG) entsteht bei der Umwandlung von Strom in Wärme auch die Stromsteuer. Beim Einsatz von PtH-Anlagen durch ein EVU kommt die Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG für „grünen Strom aus einer grünen Leitung" in Betracht[5]. Die Privilegierung von *„Strom, der zur Stromerzeugung entnommen wird"* (§ 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG) scheidet in allen Fällen der Umwandlung von Strom in Wärme jedoch aus. Ohnehin ist der Anwendungsbereich durch § 12 Abs. 1 Nr. 2 StromStV auf Pumpspeicher beschränkt; eine analoge Anwendung auf weitere Speichertechnologien ist wohl nicht

[1] In BT-Drs. 17/6072, S. 73 wörtlich genannt; *O. Franz/K.V. Boesche*, in: F.J. Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 1 (Halbband 1), 3. Aufl., § 14a EnWG Rn. 7.

[2] So heißt es etwa in § 9 Abs. 7 S. 1 KWKG hinsichtlich der KWK-Umlage: *„Netzbetreiber sind berechtigt, geleistete Zuschlagszahlungen, soweit sie nicht erstattet worden sind, und Ausgleichszahlungen bei der Berechnung der Netznutzungsentgelte in Ansatz zu bringen …".* Bei Offshore-Haftungsumlage, AbLaV-Umlage und StromNEV-Umlage wird (u.a.) auf § 9 KWKG – die Regelung des bundesweiten Belastungsausgleichs bei der KWK-Umlage – verwiesen, so dass diese Norm eine Art Blaupause für die Umlagensystematik insgesamt darstellt.

[3] In Bezug auf § 118 Abs. 6 EnWG ebenfalls bejahend: *H. Krebs*, Zählen sog. Umlagen zu den Entgelten für den Netzzugang?, RdE 2015, S. 336 (339, 342).

[4] BNetzA, Beschluss v. 11.12.2013, BK4-13-739, S. 49; a.A. in Bezug auf § 118 Abs. 6 EnWG *H. Heller*, Optimierung der energierechtlichen Rahmenbedingungen durch den Einsatz moderner Stromspeichertechnologie, EWeRK 2013, S. 179 f.; *H. Stappert/A. Vallone/F.-R. Groß*, Die Netzentgeltbefreiung für Energiespeicher nach § 118 Abs. 6 EnWG, RdE 2015, S. 62 (65 ff.).

[5] Hinweis: § 10 StromStG wurde nicht näher betrachtet.

möglich[1]. Im Übrigen käme allenfalls die Stromsteuerentlastung nach § 9b StromStG in Betracht. Hierzu müsste die erzeugte Wärme aber durch Unternehmen des produzierenden Gewerbes[2], zu denen auch EVU zählen, oder der Land- und Forstwirtschaft genutzt – gemeint ist: verbraucht – werden.Letzteres dürfte v.a. für PtH-Anlagen in der Industrie und von EVU gelten, so dass hier § 9b StromStG einen Anwendungsbereich findet. Daneben ist auch hier an § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG zu denken.

Auch die Regelung des § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. b) StromStG – Direktverbrauch durch Dritte bei Stromerzeugung in Kleinanlagen – könnte ggf. einschlägig sein. Schließlich ist auch § 9a Nr. 2 bzw. Nr. 3 StromStG in den Blick zu nehmen. Diese Vorschrift behandelt den Erlass, die Erstattung bzw. die Vergütung der Stromsteuer für bestimmte Prozesse und Verfahren und privilegiert Unternehmen des produzierenden Gewerbes. § 9a Nr. 2 StromStG erfasst die Stromentnahme zum *„Trocknen, Brennen, Schmelzen, Erwärmen, Warmhalten, Entspannen, Tempern oder Sintern der vorgenannten Erzeugnisse oder der zu ihrer Herstellung verwendeten Vorprodukte"*; § 9a Nr. 3 StromStG die Entnahme zum *„Schmelzen, Erwärmen, Warmhalten, Entspannen oder [zur] sonstigen Wärmebehandlung."* In beiden Vorschriften wird also der Einsatz von Strom zu bestimmten Wärmebehandlungen adressiert. Liegt eine der darüber hinaus in § 9a Nr. 2 oder 3 StromStG beschriebenen Herstellungs-, Erzeugungs- oder Bearbeitungsformen vor[3], kann eine industriell eingesetzte PtH-Anlage privilegiert sein.

Beim Einsatz dezentraler WP und Fremdbezug von Strom können sich ggf. aus § 9 Abs. 1 Nr. 1 bzw. § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. b) StromStG Privilegierungen ergeben. Am ehesten praxisrelevant dürften jedoch Eigenverbrauchskonstellationen sein.

4.6.2 Förderkulisse und sonstige Einnahmequellen für die Schlüsseltechnologien

4.6.2.1 Staatliche Förderungen

Anlagenbetreiber können für die Finanzierung der Schlüsseltechnologie WP bereits heute auf eine breite Palette von bestehenden Förderinstrumenten zurückgreifen[4]. Maßgebliches Instrument für dieses Teilsegment der Förderung erneuerbarer Energien

[1] *M. von Oppen*, Stromspeicher – Rechtsrahmen und Orientierungsbedarf, ER 2014, S. 9 (15).

[2] Das sind nach § 2 Nr. 3 StromStG Unternehmen, die dem Abschnitt C (Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden), D (Verarbeitendes Gewerbe), E (Energie- und Wasserversorgung) oder F (Baugewerbe) der Klassifikation der Wirtschaftszweige zuzuordnen sind (§ 2 Nr. 2a StromStG).

[3] § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG: Herstellung von Glas und Glaswaren, keramischen Erzeugnissen, keramischen Wand- und Bodenfliesen und -platten, Ziegeln und sonstiger Baukeramik, Zement, Kalk und gebranntem Gips, Erzeugnissen aus Beton, Zement und Gips, keramisch gebundenen Schleifkörpern, mineralischen Isoliermaterialien, Asphalt, Waren aus Graphit oder anderen Kohlenstoffen, Erzeugnissen aus Porenbetonerzeugnissen und mineralischen Düngemitteln. § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG: Metallerzeugung und -bearbeitung sowie im Rahmen der Herstellung von Metallerzeugnissen für die Herstellung von Schmiede-, Press-, Zieh- und Stanzteilen, gewalzten Ringen und pulvermetallurgischen Erzeugnissen und zur Oberflächenveredlung und Wärmebehandlung.

[4] Für den Einsatz von PtH-Anlagen existieren jedoch noch keine entsprechenden Instrumente; hier sind Förderungen noch auf den Bereich Forschung und Entwicklung beschränkt.

ist auf Bundesebene[1] das Marktanreizprogramm (MAP), das seit dem Jahr 1994 den Einsatz erneuerbarer Energien zur Wärmeversorgung von Gebäuden fördert[2].

Ausgeführt wird das MAP durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) und das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). Gefördert werden kann die Anlagentechnik und die erforderliche Infrastruktur durch nicht rückzahlbare einmalige Zuschüsse für private Hauseigentümer (im BAFA-Teil) sowie durch zinsvergünstigte Darlehen, zum Teil kombinierbar mit Tilgungszuschüssen für Unternehmen (im KfW-Teil).

Seit dem 01. April 2015 gelten für Förderungen auf Grundlage des MAP neue Richtlinien[3], die gegenüber der vorherigen Fassung im Allgemeinen wie insbesondere auch für die WP Verbesserungen enthalten und ein Fördervolumen von über 300 Mio. Euro pro Jahr aufweisen sollen[4].

Allgemeine Verbesserungen mit Bezug zu den Schlüsseltechnologien enthalten die Richtlinien dahingehend, dass nunmehr nach Ziff. III. 1) lit. D) der Richtlinien alle Unternehmen unabhängig von den Anteilsverhältnissen und Unternehmensgröße antragsberechtigt sind. Die frühere Beschränkung auf Unternehmen, an denen zu mehr als 25 Prozent Kommunen beteiligt sind und die gleichzeitig die KMU-Schwellenwerte unterschreiten[5], wurde gestrichen und dadurch der Kreis der Antragsberechtigten erweitert. Gewissermaßen als Ausgleich dafür kann für KMU ein Bonus von zusätzlichen zehn Prozent auf den Förderbetrag gewährt werden[6].

Konkret für die Schlüsseltechnologie WP wurden die Fördersätze erhöht und der Anwendungsbereich zum Teil erweitert. So werden jetzt die Errichtung von Nahwärmenetzen (Ziff. V. 4.) und auch Neubauten gefördert. Ferner werden von der KfW große Erdwärmepumpen ab einer Leistung von 100 kW erstmalig durch einen Tilgungszuschuss unterstützt. Zudem wird erstmalig ein Kombinationsbonus für Bestands- und Neubauten gewährt, wenn WP mit Solarthermie zur Versorgung des Gebäudes kombiniert oder diese an ein Wärmenetz angeschlossen werden (Ziff. IV. 3.2.2.2.). Für die Integration erneuerbarer Energien ist die Förderung der technischen Bereitschaft zum Lastmanagement im Bestand (Ziff. IV. 3.2.2.1) sowie der verbesserten Systemeffizienz (Ziff. IV. 3.3.1) in Bestands- und Neubauten erwähnenswert.

[1] Die diversen weiteren Fördermöglichkeiten auf Landes- und Kommunalebene oder von privaten Unternehmen, wie insbesondere Energieversorgern werden im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet.

[2] Und ebenso Kälteversorgung von Gebäuden, vgl. insgesamt dazu *O. Antoni*, Instrumente zur Förderung von Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien, EnWZ 2013, S. 357 (358).

[3] Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt v. 11.03.2015, abrufbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Foerderbekanntmachungen/marktanreizprogramm-erneuerbare-energien.pdf?__blob=publicationFile&v=10 (05.06.2015).

[4] *BMWi*, Marktanreizprogramm, http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Foerderung/Beratung_und_Foerderung/Marktanreizprogramm/marktanreizprogramm.html (05.06.2015).

[5] Ziff. 4.1 d) der Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt v. 20.07.2012, BAnz AT 08.08.2012 B4, abrufbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/foerderrichtlinien_zum_marktanreizprogramm.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (05.06.2015).

[6] Im KfW-Programm Erneuerbare Energien Premium, siehe Merkblatt zu KfW-Programm Erneuerbare Energien "Premium", S 10, abrufbar unter https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000002410-Merkblatt-271-281-272-282.pdf (05.06.2015).

Neben dem MAP können private Eigentümer von Wohngebäuden und Bauherren von Wohngebäuden ferner zinsvergünstigte Kredite und Tilgungszuschüsse aus den KfW-Programmen Nr. 151, 152, 153, 167 und 430 „Energieeffizient Sanieren" bzw. „Energieeffizient Bauen" für den Einbau einer WP im Rahmen der Sanierung eines Gebäudes, als energetische Einzelmaßnahme oder als Heizungstechnik im Neubau in Anspruch nehmen[1]. Diese Mittel werden im Rahmen des CO_2-Gebäudesanierungsprogramms gewährt.

Neben der Anlagentechnik können schließlich Förderungen für Wärmenetze und -speicher als ergänzende Infrastruktur abgerufen werden. Für große WP können Nahwärmenetze gefördert werden, wenn zumindest 50 Prozent der Wärme bei Bestandsbauten bzw. 60 Prozent bei Neubauten aus WP erzeugt wird oder eine WP in Kombination mit mind. 20 Prozent Solarwärme den Wärmebedarf deckt. Große Wärmespeicher sind nur förderfähig, wenn Sie überwiegend aus erneuerbaren Energien gespeist werden.

Die einzige Fördermöglichkeit für PtH-Anlagen können Infrastrukturförderungen des KWKG[2] sein, wenn die Anlagen in ein KWK-Fernwärmeversorgungssystem integriert und dafür Wärmespeicher oder -netze gebaut oder erweitert werden. Hierfür können Investitionszuschläge für den Neu- und Ausbau von Wärmespeichern gem. §§ 5b, 6b, 7b KWKG oder den Neu- und Ausbau von Wärmenetzen gem. §§ 5a, 6a, 7a KWKG in Anspruch genommen werden, sofern ein bestimmter Anteil der Wärme aus KWK-Anlagen stammt.

Der 2015 – aufgrund der im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz angekündigten Sofortmaßnahme[3] – erneut unternommene Versuch, Steuererleichterungen für energetische Gebäudesanierungen im Einkommenssteuerrecht zu normieren, wovon unter Umständen auch WP profitiert hätten, ist erneut gescheitert.

Damit ergeben sich tabellarisch zusammengefasst die nachstehenden staatlichen Fördermöglichkeiten für die Schlüsseltechnologien WP, Großwärmepumpen, Wärmenetze und -speicher sowie PtH.

[1] Einzelheiten zu den Förderkonditionen abrufbar unter https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/index-2.html (11.06.2015).

[2] Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz v. 19.03.2002 (BGBl. I S. 1092), das zuletzt durch Art. 13 des Gesetzes v. 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.

[3] Siehe *BMWi*, Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz, 12/2014, S. 2, 24, abrufbar unter http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/nationaler-aktionsplan-energieeffizienz-nape,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (05.06.2015).

Technologie/ Fördernde Institution	WP (≤ 100 kW)			WP (> 100 kW)
BAFA (MAP)	**Basisförderung**			
	Luftwärmepumpe	40 €/kW		
	Erdwärmepumpe	100 €/kW		
	Zusatzförderung			
	Lastmanagement	max. 500 €		
	Kombi-Bonus	max. 500 €		
	Optimierungsmaßnahmen	Errichtung EE-Anlage	bis zu 50 % der Basisförderung	
		bestehende, MAP geförderte Anlage	Max. 200 €	
		Qualitätscheck nach 1 Jahr	250 €	
	Innovationsförderung			
	Hohe JAZ/verbesserte Systemeffizienz	Bestand: + 50 % Basisförderung		
	Prozesswärme	Bis zu 30 % Nettoinvestitionskosten, max. 6.000 €		
KfW - Erneuerbare Energien Premium Nr. 271, 281				80 €/kW zwischen 10 – 50 TEUR/Anlage
KfW - Energieeffizient Sanieren Nr. 151, 152, 153, 167, 430	Zinsgünstiges Darlehen (Nr. 151-153, 167) 10 % der förderfähigen Investitionskosten, maximal 5.000 €/Wohneinheit (Nr. 430) Ohne Leistungsbegrenzung der WP.			

Tabelle 4-15: Zusammenfassung Fördermöglichkeiten für Schlüsseltechnologie WP

Technologie/ Fördernde Institution	Infrastruktur: Wärmenetze	Infrastruktur: Wärmespeicher
KfW - Erneuerbare Energien Premium Nr. 271, 281	60 €/m Trasse, max. 1 Mio. € bei Tiefengeothermie max. 1.5 Mio. € 1.800 €/Hausanschluss	250 €/m³ Speichervolumen Max. 30 % der Nettoinvestitionskosten Max. 1 Mio. €/Speicher
KWKG	100 €/m, max. 40 % der ansatzfähigen Investitionskosten (bis 100 mm Normdurchmesser) max. 30 % (mehr als 100 mm Normdurchmesser)	250 €/m³ Wasseräquivalent des Wärmespeichervolumens Speichern mit mehr als 50 m³ Wasseräquivalent max. 30 % der Investitionskosten Max. 5 Mio. €/Projekt

Tabelle 4-16: Zusammenfassung Fördermöglichkeiten für Schlüsseltechnologie PtH-Anlagen in Fernwärmeverbundsystemen

4.6.2.2 Sonstige Einnahmenquellen: Anbieten von Systemdienstleistungen

Neben der Inanspruchnahme staatlicher Investitionszuschüsse haben Betreiber von den hier untersuchten Stromverbrauchern zur Wärmeerzeugung die Möglichkeit im Rahmen des Lastmanagements Einnahmen im laufenden Betrieb zu generieren. So können PtH-Anlagen rechtlich zulässig Systemdienstleistungen in Form von negativer (Sekundär-)Regelenergie im Regelenergiemarkt erbringen sowie an unter § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG zu subsumierende Redispatch-Maßnahmen teilnehmen[1].

Für WP gelten grundsätzlich dieselben rechtlichen Rahmenbedingungen wie für PtH-Anlagen. D.h. auch diese könnten, vorausgesetzt sie erfüllen die rechtlichen Anforderungen, wie insbesondere die vorherige Präqualifikation und das Erreichen der Mindestangebotsmenge, Regelleistung anbieten und an Redispatch-Maßnahmen partizipieren.

4.6.3 Ordnungsrechtliche Vorgaben für die Schlüsseltechnologien und sonstige rechtliche Rahmenbedingungen

Bei den sonstigen rechtlichen Rahmenbedingungen für die Schlüsseltechnologien enthalten insbesondere die Energieeinsparverordnung in der aktuellen Fassung 2014 (EnEV 2014[2]) sowie das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG[3]) einschlägige Regelungen[4].

4.6.3.1 Anforderungen von EnEV 2014 und EEWärmeG für WP

Die EnEV 2014 enthält – für Wohngebäude (§ 3 EnEV 2014) und Nichtwohngebäude (§ 4 EnEV 2014) – ordnungsrechtliche Vorgaben für die Begrenzung des Energieverbrauchs für Beheizung, Klimatisierung, Warmwasser, Belüftung und Beleuchtung im Zusammenhang mit der Nutzung von neu errichteten Gebäuden. Maßgeblich für die Berechnung ist der jeweilige Primärenergiefaktor (f_p) des eingesetzten Energieträgers.

WP stellen eine Möglichkeit dar, die technologieoffenen Nutzungspflichten der EnEV 2014 zu erfüllen. Die von WP genutzte Umweltwärme, als die der Luft oder dem Wasser entnommene Wärme mit Ausnahme von Abwärme[5], gilt nach § 2 Nr. 6 EnEV 2014 als eine Form zulässiger erneuerbarer Energien. Da für den Betrieb der WP jedoch elektrischer Strom eingesetzt wird, ist dessen Primärenergiefaktor bei der Berechnung des Jahres-Primärenergiebedarfs zu berücksichtigen. Der Primärenergiefaktor für Strom beträgt nach Nr. 2.1.1 Satz 2 der Gesetzesanlage 1 zur EnEV 2014 in Verbindung mit der DIN V 18599-1: 2011-12 im Jahr 2015 noch ungünstige f_p 2,4. Ab dem 1. Januar 2016 ist gem. Nr. 2.1.1 Satz 6 der Gesetzesanlage 1 zur EnEV 2014 der Wert f_p 1,8 zu

[1] Vgl. im Einzelnen dazu: *Agora Energiewende*, Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien, S. 52 ff. und S. 96 ff., abrufbar unter http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Power_to_Heat/Agora_PtH_Langfassung_WEB.pdf (12.06.2015).

[2] Energieeinsparverordnung v. 24.07.2007 (BGBl. I S. 1519), die zuletzt durch Art. 1 der Verordnung v. 18.11.2013 (BGBl. I S. 3951) geändert worden ist.

[3] Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz v. 07.08.2008 (BGBl. I S. 1658), das zuletzt durch Art. 14 des Gesetzes v. 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.

[4] Ferner existieren Regelungen bspw. zur EU-Umweltkennzeichnungspflicht, die in der Langfassung behandelt werden.

[5] *J. Stock*, in W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 83. EL Januar 2015, § 2 EnEV Rn. 40a.

verwenden. Der Wert wurde daher vom Gesetzgeber verbessert; im Vergleich zu den Primärenergiefaktoren der anderen Energieträger weist Strom jedoch immer noch den höchsten Faktor auf. Durch die Absenkung des Primärenergiefaktors in der EnEV 2014 und den dadurch verringerten (rechnerischen) Primärenergiebedarf wurde der Rechtsrahmen für WP jedoch verbessert. Da der Anteil erneuerbarer Energien am Strommix steigen wird, ist zu erwarten, dass der Gesetzgeber den Primärenergiefaktor für Strom künftig weiter absenken wird.

Das EEWärmeG normiert durch ordnungsrechtliche Nutzungspflichten für Gebäudeeigentümer, einen bestimmten Anteil des Wärmeenergiebedarfs des Gebäudes durch erneuerbare Energien zu decken, vgl. § 3 Abs. 1 EEWärmeG. Diese Nutzungspflicht kann vorrangig dadurch erfüllt werden, dass die in § 5 EEWärmeG normierten Anteile erneuerbarer Energien zur Deckung des Wärme- und Kälteenergiebedarfs des Gebäudes eingesetzt werden. Auch hierfür ist der Einsatz von elektr. Umweltpumpen zur Nutzung der Umweltwärme im Sinne des § 2 Abs. 1 Nr. 2 EEWärmeG zulässig. Der Anteil am Wärmeenergiebedarf ist dafür zu mindestens 50 Prozent hieraus zu decken, § 5 Abs. 4 EEWärmeG. Als weitere technische Voraussetzungen für elektrisch betriebene WP normiert die Gesetzesanlage III zum EEWärmeG, dass die WP eine bestimme Mindestjahresarbeitszahl einhalten und zugleich über eigene Wärmemengen- und Stromzählereinrichtungen verfügen müssen[1].

4.6.3.2 Anforderungen von EnEV 2014 und EEWärmeG für PtH-Anlagen

Bei PtH-Anlagen ist für die Erfüllung der Nutzungspflichten der EnEV 2014 und des EEWärmeG zu differenzieren, ob die Anlage als Ergänzung eines Fernwärmesystems oder dezentral und unmittelbar in Gebäuden zur Wärmeversorgung eingesetzt wird.

Hinsichtlich des Jahres-Primärenergiefaktors nach der EnEV 2014 führt der Einsatz von PtH-Anlagen in Fernwärmesystemen (in Form von Elektroheizkesseln) grundsätzlich zu einer – vom Anteil der PtH-Erzeugung und dem sonstigen Brennstoffmix des Systems abhängigen – derzeit noch geringfügigen Verschlechterung des Primärenergiefaktors des Fernwärmenetzes. Maßgebliche Norm ist die – für Elektroheizkessel bestehende – Sonderregelung der Ziff. 4.5 des AGFW-Arbeitsblatts FW 309-1[2], wonach bei deren Einsatz in Wärmeversorgungssystemen, in die zudem KWK-Anlagen einspeisen, die eingesetzte Strommenge mit dem Primärenergiefaktor des Verdrängungsmixfaktors $f_{P,verdr}$ 2,8 zu bewerten ist. Dies ist der höchste Faktor aller Energieträger und stellt mithin ein rechtliches Hemmnis für den Einsatz von Elektroheizkesseln, also PtH, dar.

Bei dezentralen PtH-Anlagen in Gebäuden gelten dieselben Vorgaben wie für WP. Demnach wird der eingesetzte Strom gem. Nr. 2.1.1 Satz 2 der Gesetzesanlage 1 zur EnEV 2014 in Verbindung mit der DIN V 18599-1: 2011-12 im Jahr 2015 noch mit f_p 2,4 und ab dem 1. Januar 2016 ist gem. Nr. 2.1.1 Satz 6 der Gesetzesanlage 1 zur EnEV 2014 mit dem Wert f_p 1,8 berücksichtigt.

[1] Siehe im Einzelnen dazu: *G. Wustlich*, in: T. Müller/V. Oschmann/ders., EEWärmeG, 2010, § 5 Rn. 172 ff.

[2] *AGFW*, Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 1: Energetische Bewertung von Fernwärme - Bestimmung der spezifischen Primärenergiefaktoren für Fernwärmeversorgungssysteme -, abrufbar unter https://www.agfw.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/agfw/content/linkes_menue/erzeugung/Energetische_Bewertung/EnEV_und_Fernwaerme/FW_309_1_Arbeitsblatt_und_Geschaeftsordnung_Mai2014.pdf&t=1434209562&hash=2f832a5c34f6349fc4fec6806e5e551b8b2cb96f (12.06.2015).

Rechtliche Hemmnisse hinsichtlich der Erfüllung der Nutzungspflicht in § 3 Abs. 1 EEWärmeG durch den Einsatz von PtH in Fernwärmesystemen als Ersatzmaßnahme nach § 7 Abs. 1 Nr. 3 EEWärmeG können als eher gering bewertet werden. Entscheidend für die konkrete Bewertung sind die Anlagenkonstellation und die Anteile von erneuerbaren Energien, KWK, Abwärme und fossilen Brennstoffen an der Wärmeerzeugung für das System.

Dezentrale PtH-Anlagen stellen keine Erfüllungsoption nach dem EEWärmeG dar, da der unmittelbare Einsatz von fremdbezogenen Strom zur Wärmeversorgung weder eine Form erneuerbaren Energien des § 5 EEWärmeG noch eine Ersatzmaßnahme nach § 7 EEWärmeG ist.

4.7 Auswirkungen steigender Strombezugskosten im Wärmemarkt

Zur Beurteilung inwieweit hohe Stromkosten bzw. weiter steigende Stromkosten auf den Wärmemarkt Einfluss nehmen, wurde dies bei unterschiedlichen Gebäudetypen und eingesetzten Anlagentechnik untersucht.

4.7.1 Betrachtete Gebäude und Anlagentechnik

Die verschiedenen Haustypen unterscheiden sich dabei hinsichtlich ihres Errichtungsdatums und der sich daraus ergebenden Gebäudedämmung und der Größe des Hauses, wonach sich unter anderem auch der Stromverbrauch beispielsweise für eine Wärmepumpe oder Nachtspeicherheizung richtet. Zu den insgesamt sechs betrachteten Bestandstypen (Einfamilien- und Mehrfamilienhaus bis Errichtungszeitraum 1978 und Errichtungszeitraum zwischen 1979 bis 1994) zählen ein Neubau-Einfamilienhaus nach der Energieeinsparverordnung 2009 (EnEV 2009), sowie ein Neubau-Einfamilienhaus nach dem sogenannten KfW-55-Dämmstandard. Dem Anhang sind die spezifischen Werte der betrachteten Gebäude zu entnehmen. Die jeweiligen jährlichen Wärmelasten (sowohl Heiz- als auch Trinkwarmwasserlast) dieser Gebäudetypen wurden mit dem Simulationsprogramm ,,TRNSYS'' für ein reales Wetterjahr (Standort Würzburg) ermittelt, siehe Abbildung 4-19.

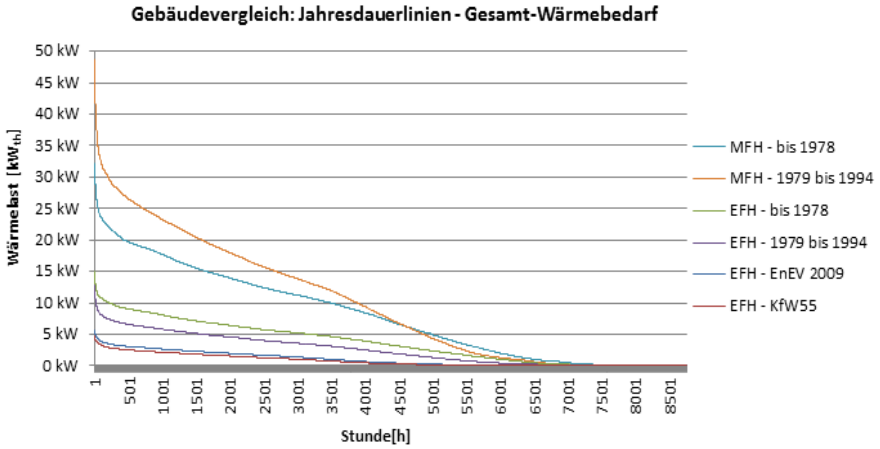


Abbildung 4-19: Jahresdauerlinien der Mehrfamilien- und Einfamilienhäuser

Quellen:
[Heidrich et al., 2014]

Aus diesen Wärmelastgängen ergeben sich entsprechend alle Auslegungen der Technologien als auch alle jährlich anfallenden Gesamt-Wärmebedarfe.

Die Auswahl der Anlagentechnologien umfasst im Rahmen dieser Arbeit insgesamt 12 Technologien und Technologie-Kombinationen für diese sechs unterschiedlichen Gebäudetypen. Insgesamt wurden dadurch 80 unterschiedliche Fälle betrachtet, zu denen 16 Rückbau-Analysen hinzukommen.

Diese 80 Fälle setzten sich aus 30 Fällen zusammen, in denen drei unterschiedlich ertragreiche PV-Anlagen (Eigenstromerzeugung ohne Lastmanagementsystem) für alle Einfamilienhäuser (vier Typen) zum Einsatz kamen. Diese PV-Anlagen versorgen verschiedene Technologiesysteme zur Deckung der Heiz- und Trinkwarmwasserlast (Luft/Wasser-Wärmepumpe (WP-Luft), Sonden/Wasser-Wärmepumpe (WP-Sonde), sowie Nachtspeicherheizung mit elektrischen Trinkwarmwasserspeicher (NSH + elektr. TWWSp) im Neubau).

Die 30 Fälle mit PV-Anlagen wurden jeweils nochmals auf den wirtschaftlichen Effekt einer Eigenstromoptimierung untersucht, woraus 30 zusätzliche Fälle resultieren. Grundsätzlich wird bei der PV-Analyse die Investitionsentscheidung der PV-Anlage und der Heizungsanlage hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems gemeinsam bewertet.

Die Technologie des Gas-Brennwertkessels (Gas-Bw) kam insgesamt sechsmal zum Einsatz (für jeden Gebäudetyp einmal). Zweimal in Kombination mit einer Solarthermie-Anlage (Neubau), viermal als Einzelsystem (Bestand). Die Wärmepumpen (WP-Luft als auch WP-Sonde) als Bestands-Einzelsystem ohne PV wurden insgesamt achtmal berechnet (je zwei für die Bestands-Häuser). Die Nachtspeicherheizung als Bestands-Einzelsystem ohne PV wurde je viermal für einen Zwei-Strom-Tarif und einen variablen Strom-Tarif (Lastmanagement zur Spotmarktoptimierung) analysiert.

Die Mini-KWK-Systeme wurden in drei verschiedenen Betriebsvarianten für zwei Mehrfamilienhaustypen betrachtet (insgesamt sechs KWK-Fälle, wobei zwei BHKW-Typen und damit vier spezifische Auslegungen in Relation zur Wärmesenke zum Tragen kommen).

Bei KWK-Systemen ist zwischen klassischen, wärmegeführten Mini-BHKW zur Eigenstromerzeugung (mit relativ geringer Stromkennzahl) und dem „Lichtblick-Konzept“ zu unterscheiden. Das klassische Lichtblick-Konzept basierte auf einem reinen spotmarktorientieren Betrieb eines BHKW mit sehr hoher elektrischer Leistung und hoher Stromkennzahl. Das neue, angepasste Lichtblick-Konzept beinhaltet dagegen eine Kombination aus Eigenstromoptimierung und spotmarktorientierem Betrieb.

Die Ertragszeitreihen der Photovoltaik-Anlagen entsprechen realen Messzeitreihen mit je drei unterschiedlichen Standorten. Diese repräsentativen Standorte stehen für unterschiedlich gut ausgerichtete und ertragreiche PV-Anlagen. Diese Bandbreite (Min-Mean-Max) der Wirtschaftlichkeit der PV ist notwendig, um die Auswirkung auf die gemeinsame Investitionsentscheidung der PV-Eigenstromanlage und der Heizungsanlage, welche lokal spezifische Restriktionen oder Vorteile hat, zu bewerten.

Wie aus Tabelle 4-17 erkennbar, wurde zu jedem Haustyp ein Referenz-Anlagensystem zur Wärmeversorgung berechnet. Im Falle der Neubauten ist dies ein System aus einem Gas-Brennwertkessel (Gas-Bw) und einer heizungsstützenden Solarthermie-Anlage. Im Falle der Bestandsbauten wurde ein einzelner Gas-Brennwertkessel mit entsprechend angepasstem Wirkungsgrad herangezogen.

Technologie	EFH, Neubau nach EnEV 2009	EFH, Neubau nach KfW 55	EFH, Bestand bis 1978	EFH, Bestand 1979 - 1994	MFH, Bestand bis 1978	MFH, Bestand 1979 - 1994
PV + Luft/Wasser-WP	3 Fälle - PV + 3 Fälle-EV-Opt	3 Fälle - PV + 3 Fälle-EV-Opt	3 Fälle - PV + 3 Fälle-EV-Opt	3 Fälle - PV + 3 Fälle-EV-Opt	-	-
PV + Sonde/ Wasser-WP	3 Fälle - PV + 3 Fälle-EV-Opt	3 Fälle - PV + 3 Fälle-EV-Opt	3 Fälle - PV + 3 Fälle-EV-Opt	3 Fälle - PV + 3 Fälle-EV-Opt	-	-
PV + NSH und elektr. TWWSp	3 Fälle - PV + 3 Fälle-EV-Opt	3 Fälle - PV + 3 Fälle-EV-Opt	-	-	-	-
Luft/ Wasser-WP	-	-	1 Fall + 1 Fall RB	1 Fall + 1 Fall RB	1 Fall + 1 Fall RB	1 Fall + 1 Fall RB
Sonde/ Wasser-WP	-	-	1 Fall + 1 Fall RB	1 Fall + 1 Fall RB	1 Fall + 1 Fall RB	1 Fall + 1 Fall RB
NSH und elektr. TWWSp	-	-	1 Fall - 2 Tarif + 1Fall-var Tarif + 1 Fall RB	1 Fall - 2 Tarif + 1Fall-var Tarif + 1 Fall RB	1 Fall - 2 Tarif + 1Fall-var Tarif + 1 Fall RB	1 Fall - 2 Tarif + 1Fall-var Tarif + 1 Fall RB
BHKW: wärmegeführtes Konzept	-	-	-	-	1 Fall - ohne DSM, mit EV	1 Fall - ohne DSM, mit EV
BHKW: Lichtblick-Konzept	-	-	-	-	1 Fall - mit DSM, ohne EV + 1 Fall - mit DSM, mit EV	1 Fall - mit DSM, ohne EV + 1 Fall - mit DSM, mit EV
Gas-Bw + Solarthermie	1 Fall	1 Fall	-	-	-	-
Gas-Bw	-	-	1 Fall + 1 Fall RB	1 Fall + 1 Fall RB	1 Fall + 1 Fall RB	1 Fall + 1 Fall RB

Tabelle 4-17: Übersicht der betrachteten Fälle

4.7.2 Betrachteter Preis und Preissteigerungen

In diesem Abschnitt werden nachfolgend alle allgemein-geltenden Kosten, Preise und Preissteigerungen bestimmt. Tabelle 4-18 stellt die Ausgangspreise und die betrachteten Preissteigerungen dar.

	Preis	Preissteigerung
Strompreis - Standardtarif für Haushalte	0,2589 €/kWh$_{el}$ [1]	Sensitiv von 0% bis 5%
Strompreis - Standardtarif für Haushalte	0,2589 €/kWh$_{el}$ [2]	Sensitiv von 0% bis 5%
Strompreis - Eintarif für Wärmepumpen	0,2132 €/ kWh$_{el}$ [3]	Sensitiv von 0% bis 5%
Strompreis - Niedertarif (22:00 bis 6:00 Uhr) für NSH	0,20 €/ kWh$_{el}$ [4]	Sensitiv von 0% bis 5%
Strompreis - Hochtarif (6:00 bis 22:00 Uhr) für NSH	0,25 €/ kWh$_{el}$ [5]	Sensitiv von 0% bis 5%
Strom - Spotmarkt - Preis	0,04227 €/ kWh$_{el}$ [6]	1,00 % [7]
Erdgaspreis	0,0647 €/kWh [8]	1,67 % /a [9]
EEG-Vergütung für PV-Anlagen	0,1507 €/ kWh$_{el}$ [10]	0,00 % /a [11]
Allgemeine Inflationsrate	-	1,779 % /a [12]

Tabelle 4-18: Übersicht der betrachtenden Preise und Preissteigerungen

Die Abschreibungsdauer ist nach VDI 2067 für den Bestand und für Neuanlagen übernommen worden. In Anlehnung an die VDI 2067 Anhang A ergibt sich auch ein Großteil der Abschreibungsdauern der unterschiedlichen Einzeltechnologien. Die Abschreibungsdauer richtet sich dabei nach der jeweiligen technischen Nutzungsdauer, die unter anderem durch die Lebensdauer beeinflusst wird. Aus dieser resultiert die spätere Gesamtabschreibungsdauer der einzelnen Technologien (siehe Anhang). Ebenso ist sie Basis für die Berechnung von Ersatz- und Restwerten.

[1] Durchschnittlicher Strompreis für Haushalte nach BDEW (2013b).
[2] Durchschnittlicher Strompreis für Haushalte nach BDEW (2013b).
[3] E.ON Heizstromtarif mit getrennter Messung, Stand: 1.1.2013 nach E.ON (2013).
[4] Eigene Annahmen in Anlehnung an eigene Recherchen.
[5] Eigene Annahmen in Anlehnung an eigene Recherchen.
[6] Strom-Quartalspreis 1. Quartal 2013 nach EEX (2013).
[7] Es wird davon ausgegangen, dass der (KWK-) Strom-Spotmarkt-Preis im Durchschnitt konstant bleibt. Diese Annahme wurde in Abstimmung mit dem IWES getroffen.
[8] Verivox Verbraucherpreisindex Gas - Durchschnittlicher Heizgaspreis 2012 nach Verivox.de (2013).
[9] Durchschnittliche Erdgaspreissteigerung bis 2020 nach Prognosen des IE Leipzig nach IE Leipzig (2012): S.36.
[10] Nach §31 Abs.1 Satz 1 und §20a EEG, Stand: Juli 2013, bis 10 kWp, auf Wohngebäuden.
[11] Nach §21 Ab. 2 EEG ist die Vergütung über die Dauer von 20 Jahren konstant.
[12] Durchschnittliche Inflation der letzten 10 Jahre in Deutschland nach Inflation.eu (2013).

Die Abschreibungsdauer der 10 Jahre alten Bestands-Anlagen orientiert sich an den Nutzungsdauern der VDI 2067. Für die neuangeschafften PV-Anlagen der Verbundsysteme für den Bestand werden in der weiteren Wirtschaftlichkeitsbetrachtung entsprechende Restwerte gebildet. Zur Veranschaulichung der Betrachtungszeiträume wird nachfolgende Abbildung angeführt.

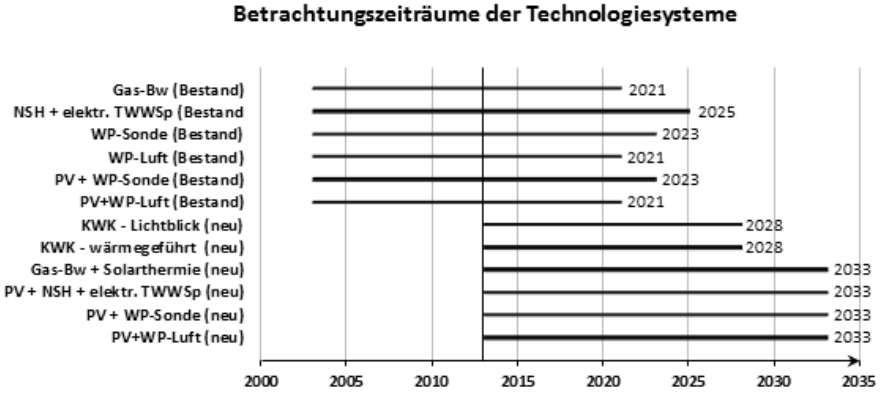


Abbildung 4-20: Betrachtungszeiträume der betrachteten Technologiesysteme

Quellen: [Heidrich et al., 2014]

Für die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführte Sensitivitätsanalyse hinsichtlich steigender Strombezugskosten spielen diese Betrachtungszeiträume eine entscheidende Rolle, da die Wirkung der jeweiligen Strompreiszeitreihen entsprechend nur bis zum Ende der spezifischen Abschreibungsdauer Wirkung entfalten.

4.7.3 Einfluss: Eigenverbrauch des selbsterzeugten PV-Strom und Lastmanagement

Zur Analyse der steigenden Strompreise auf den Wärmemarkt wurde ein Eigenverbrauchsanteil durch eine PV-Anlage erzeugten Strom unterstellt. Insgesamt wird in den Fällen von Kombinationssystemen mit Photovoltaik-Anlagen zwischen drei Unterfällen hinsichtlich des PV-Anlagen-Ertrages unterschieden.

Die Erträge der PV-Anlagen werden zwischen drei Fällen unterschieden:

- Der Best Case berechnet sich dabei über einen PV-Anlagen-Ertrag nach den Daten einer gemessenen Stromertragszeitreihe mit Standort Wolfratshausen (Bayern) und Süd-Ausrichtung.
- Der Durchschnittsfall wird über die Stromertragszeitreihe des Standortes Kiel (Schleswig-Holstein) mit Süd-Ausrichtung definiert.
- Der Worst Case wird über die Daten einer Stromertragszeitreihe des Standortes Leverkusen (Nordrhein-Westfalen) mit West-Ausrichtung bestimmt.

Im Vergleich zum Best Case wurde im Worst Case eine Ertragsverschlechterung von rund 59 % gemessen. Ausgelegt wurden die PV-Anlagen um den Wert von 30% Strom-Eigenverbrauchsquote.

Im Weiteren ist anzumerken, dass die Investitionskosten von 529,00 € des DSM-Systems in den kalkulatorischen Rechnungen der jeweiligen Fälle enthalten sind. Zur

Ermittlung der Einspareffekte einer Eigenstromverbrauchsoptimierung wurde von einer durchschnittlichen Eigenstrom-Verbrauchsanteils-Erhöhung von 15% ausgegangen[1].

Die nachfolgende Abbildung enthält die jährlichen Wärmekosten-Einsparungen (gesamt), die über eine Eigenstromverbrauchanteils-Optimierung von 15% bezogen auf die Nutzung des PV-Stroms für die Neubau-Einfamilienhäuser (EnEV 2009, KfW 55) realisiert werden können. Dazu wurde jeweils die Differenz der Wärmekosten des Systems ohne und mit DSM-Technologie berechnet. Die Bezugsgröße der eingesparten Wärmekosten wurde deshalb gewählt, da sie die jeweiligen Reduktionen der Strombezugskosten und die jeweiligen Vergütungserhöhungen mittels der Eigenstromnutzung über die entsprechenden Abschreibungsdauern in einem Wert enthält[2].

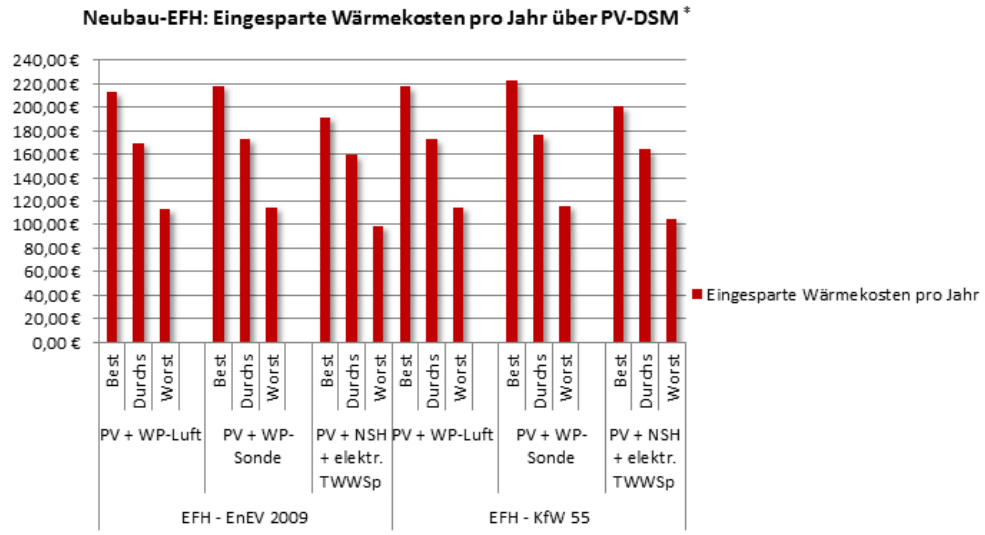


Abbildung 4-21: Eingesparte Wärmekosten pro Jahr im Neubau nach EnEV 2009 Effizienzstandard

* Die Ergebnisse beziehen sich auf ein DSM-System, welches eine 15 %-ige Steigerung des Eigenstromverbrauch-anteils der PV-Anlage bewirkt. Strompreissteigerung über die Nutzungsdauer von 20 Jahren: 3,5 % pro Jahr.

Der Abbildung 4-21 ist zu entnehmen, dass sich durch ein Lastmanagement-System wie das des ,,Sunny Home Managers'' in jedem Neubau-Fall zusätzliche Gewinne (jährlicher Durchschnitt über die Nutzungsdauer bei einer beheizten Wohnfläche von 150 m²) realisieren lassen (maximal 219 € pro Jahr im besten Fall der WP-Sonde/EnEV 2009 bzw. 223 € im besten Fall der WP-Sonde/KfW 55). Man erkennt, dass die Gewinne jedoch erwartungsgemäß vom Ertrag der jeweiligen PV-Anlage abhängig sind. Der Rückgang der Einsparung fällt bei einem Ertragsverlust der PV-Anlage von rund 59 % um durchschnittlich rund 52,5%.

Die Unterschiede zwischen den verschiedenen Systemen belegen, dass je höher der Strombedarf eines Systems - unter gleicher PV-Ertragsleistung - ausfällt, desto kleiner sind die Einsparungseffekte über Lastmanagementsysteme. Entsprechend bietet eine vergrößerte PV-Anlage[3] auch hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von Lastmanagementsystemen Vorteile. Die Unterschiede der Wärmekosten-Einsparungen durch DSM zwischen beiden Gebäudetypen nach KfW 55 und EnEV 2009 liegen

[1] Vgl. Stiebel Eltron (2014)

[2] Für detailliertere Zahlen wird auf die Tabellen der Eigenstromverbrauchs-Optimierung nach Gebäudetyp im Anhang und auf die jeweiligen Excel-Tabellen verwiesen.

[3] Wiederholend wird an dieser Stelle angemerkt, dass Berechnungen des Fraunhofer IWES die wirtschaftlichste Auslegung einer PV-Anlage bei einem Wert von 30% Eigenstromanteil belegen.

erkennbar im Bereich von nur wenigen Euro (wobei die Einsparungseffekte des KfW 55-Hauses leicht höher sind). Dies ist einerseits in den gleichen Strombedarfen des Haushaltes als auch in den vergleichsweise geringen Unterschieden der Wärmeerzeuger hinsichtlich des Stromverbrauchs begründet.

4.7.4 Ergebnisse im Neubau: EnEV 2009

Bei Betrachtung stromgeführter Heizsysteme wie Wärmepumpen unter Einfluss unterschiedlicher Strompreissteigerungen entstehen unterschiedliche spezifische Wärmegestehungskosten pro Quadratmeter beheizter Wohnfläche. Die besonders in den letzten Jahren stark angestiegenen Haushaltsstrompreise führen dabei nicht nur dazu, dass Wärmepumpen im Bestand trotz zusätzlicher finanzieller Anreize unwirtschaftlich sind, sondern auch ein Rückbau im Bestand in Betracht gezogen werden kann und wird.

Abbildung 4-22 zeigt in Abhängigkeit von der prozentualen, jährlichen Strompreissteigerung für das Einfamilienhaus mit dem Dämmstandard nach EnEV 2009 die berechneten spezifischen Wärmegestehungskosten pro beheiztem m² Wohnfläche.

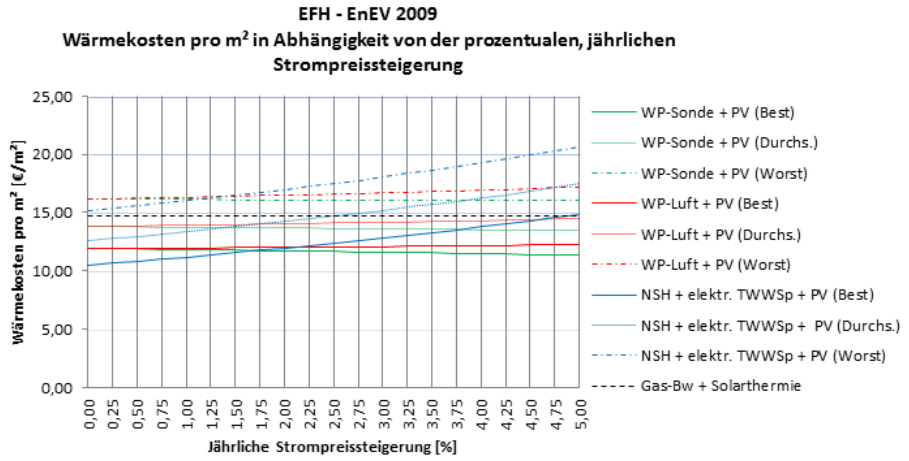


Abbildung 4-22: Jährliche Wärmekosten pro m² Wohnfläche in Abhängigkeit der Strompreissteigerung im EFH, EnEV 2009 Standard

Man erkennt, dass das System der Nachtspeicherheizung samt elektrischem Trinkwarmwasserspeicher in Kombination mit einer sehr ertragreichen PV-Anlage (Best Case) bis zu einer jährlichen Strompreissteigerung von 1,75% das wirtschaftlichste der betrachteten Wärmeversorgungssysteme darstellt. Die spezifischen, jährlichen Wärmekosten liegen dabei zwischen 10,52 €/m²a (0% Strompreissteigerung) und 14,86 €/m²a (5% Strompreissteigerung). Ab 1,75% jährlicher Strompreissteigerung erweist sich das System PV-Anlage mit einer Sonden/Wasser-Wärmepumpe (Best Case) als das wirtschaftlichste. Die spezifischen Wärmekosten liegen dabei zwischen 11,94 €/m²a (0% Strompreissteigerung) und 11,32 €/m²a (5% Strompreissteigerung); Die hohen Investitionsbeträge der WP-Sonde können folglich aufgrund der hohen Jahresarbeitszahl von 4,12 (JAZ der WP-Luft: 2,64) kompensiert werden. Die spezifischen Wärmekosten der Luft/Wasser-Wärmepumpe mit PV-Anlage (Best Case) liegen zwischen 11,91 €/m²a (0% Strompreissteigerung) und 12,26 €/m²a (5% Strompreissteigerung).

Die jährlichen Wärmekosten des Referenzsystems des Gas-Brennwertkessels mit einer heizungsstützenden Solarthermie-Anlage fallen mit rund 14,75 €/m² hoch aus, sind jedoch (abgesehen von den hinzugenommenen Strombezugskosten der Umwälzpumpe der Solarthermie-Anlage) unabhängig von Strompreissteigerungen.

Die Wirtschaftlichkeit des Systems der Nachtspeicherheizung mit elektrischem Trinkwarmwasserspeicher hingegen ist stark von der jährlichen Strompreissteigerung abhängig. Grund ist der hohe Stromverbrauch, der trotz des Einsatzes von PV-Anlagen die teilweise den Strombedarf decken, hohe jährliche Strombezugskosten verursacht. Auch wird deutlich, dass je weniger ertragreich die PV-Anlage ausfällt, desto unwirtschaftlicher wird das Gesamt-System. Im Vergleich zwischen den Systemen mit einer durchschnittlich-ertragreichen PV-Anlage besitzt das System der NSH mit elektr. TWWSp. die beste Wirtschaftlichkeit bis zu einer Strompreissteigerung von rund 1,50% (rund 1,2% im Vergleich der Worst Case-Fälle).

4.7.5 Ergebnisse im Bestandgebäude: Einfamilienhaus Baujahr vor 1978

Nachfolgend werden die Wärmekosten der 10 Jahre alten Bestands-Wärmeversorgungssysteme für das Einfamilienhaus mit dem Dämmstandard bis 1978 in Abhängigkeit von der jährlichen Strompreissteigerung erläutert. Die nachfolgende Abbildung 4-23 visualisiert die anfallenden Wärmekosten.

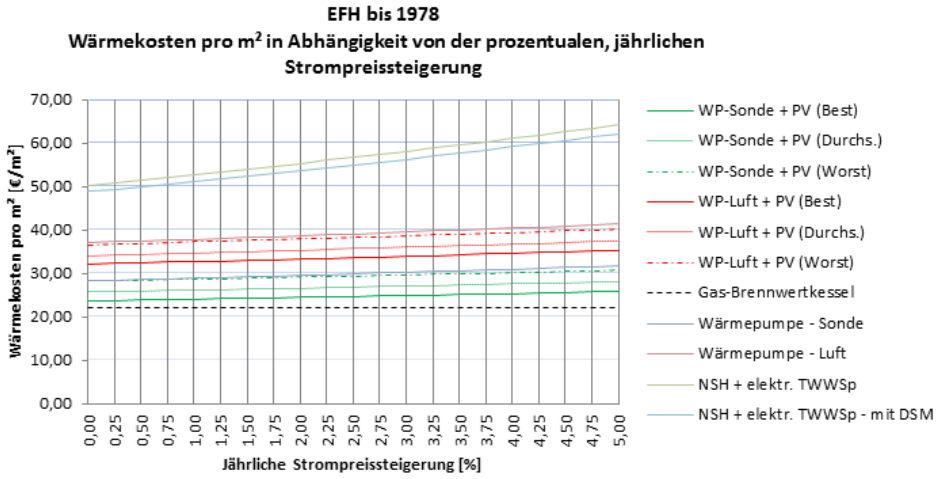


Abbildung 4-23: Jährliche Wärmekosten pro m² Wohnfläche in Abhängigkeit der Strompreissteigerung im EFH Baujahr bis 1978

Die Wärmeversorgung über einen Gas-Brennwertkessel ist unabhängig von der Strompreissteigerung am günstigsten. Dabei fallen jährliche Wärmekosten von 22,25 €/m²a bzw. 3.337 €/a an.

Das mit Abstand unwirtschaftlichste Wärmeversorgungssystem ist das der Nachtspeicherheizung mit elektrischem Trinkwarmwasserspeicher. Hohe Wärmeverbräuche aufgrund der schlechten Gebäudedämmung lassen die Strombezugskosten schnell steigen. Jährlich fallen so Wärmekosten zwischen 50,39 €/m²a bzw. 7.559 €/a (0% Strompreissteigerung) und 62,21 €/m²a bzw. 9.332 €/a (5% Strompreissteigerung) an, die auch durch ein Lastmanagementsystem mit variablem Stromtarif nur in einem unzureichendem Maße gesenkt werden können.

Da die relativ hohen Investitionskosten der Sole/Wasser-Wärmepumpe schon über 10 Jahre abgeschrieben bzw. abgezahlt worden sind, wirkt sich die vergleichsweise bessere Jahresarbeitszahl von 3,13 (JAZ der WP-Luft: 1,94) umso deutlicher auf die Wirtschaftlichkeit aus. Entsprechend ist eine Wärmeversorgung über eine Bestands-Sole/Wasser-Wärmepumpe deutlich günstiger (im Schnitt zwischen 1.250 € und 1.450 € pro Jahr günstiger) als die über eine Bestands-Luft/Wasser-Wärmepumpe.

Man erkennt weiterhin, dass sich in jedem Fall durch die Installation einer PV-Anlage die Wirtschaftlichkeit der Wärmepumpensysteme verbessert. Die Wärmekosten der Einzel-Wärmepumpensysteme liegen für den Fall der Luft/Wasser-Wärmepumpe

zwischen 37,13 €/m² bzw. 5.570 € (0% Strompreissteigerung) und 41,41 €/m² bzw. 6.212 € (5% Strompreissteigerung) und für den Fall der Sole/Wasser-Wärmepumpe zwischen 28,34 €/m² bzw. 4.251 € (0% Strompreissteigerung) und 31,79 €/m² bzw. 4.769 € (5% Strompreissteigerung).

Durch eine PV-Anlage (Best Case) können im Fall der WP-Luft Wärmekosten in Höhe von bis zu 4,93 €/m² bzw. rund 740 €/a (0% Strompreissteigerung) und von bis zu 6,06 €/m²a bzw. 909 €/a (5% Strompreissteigerung) eingespart werden. Im Fall der Sole/Wasser-WP können durch eine sehr ertragreiche PV-Anlage (Best Case) maximal 4,57 €/m²a bzw. 685 €/a (0% Strompreissteigerung) und 5,91 €/m²a bzw. 887 €/a (5% Strompreissteigerung) eingespart werden.

Da eine wirtschaftlichere Auslegung der PV-Anlagen für die Bestands-Einfamilienhäuser durch eine Anpassung auf 30% Eigenstromverbrauchsanteil möglich wäre und Bestands-Anlagen zum Einsatz kamen, ist ein Vergleich zu den Neubauten nur bedingt möglich. Dennoch lässt sich klar zeigen, dass die Wärmekosten des EFH bis 1978 um mehr als den Faktor 2 im Vergleich zu den Neubauten stark ansteigen. Dieser Anstieg wird allein durch die schlechte Dämmung verursacht. Entsprechend ist eine Verbesserung der Dämmung zu empfehlen, um Wärmekosten einsparen zu können.

4.7.6 Ergebnisse im Bestand: Mehrfamilienhaus: Baujahr 1979 bis 1994

In diesem Abschnitt werden die Wärmekosten in Abhängigkeit zum Strompreis für alle Wärmeversorgungssysteme des Mehrfamilienhauses mit dem Dämmstandard der Jahre zwischen 1979 bis 1994 und einer beheizten Wohnfläche von 670 m² erläutert. Zur Visualisierung der jährlichen Wärmekosten wird die nachfolgende Abbildung 4-24 angeführt.

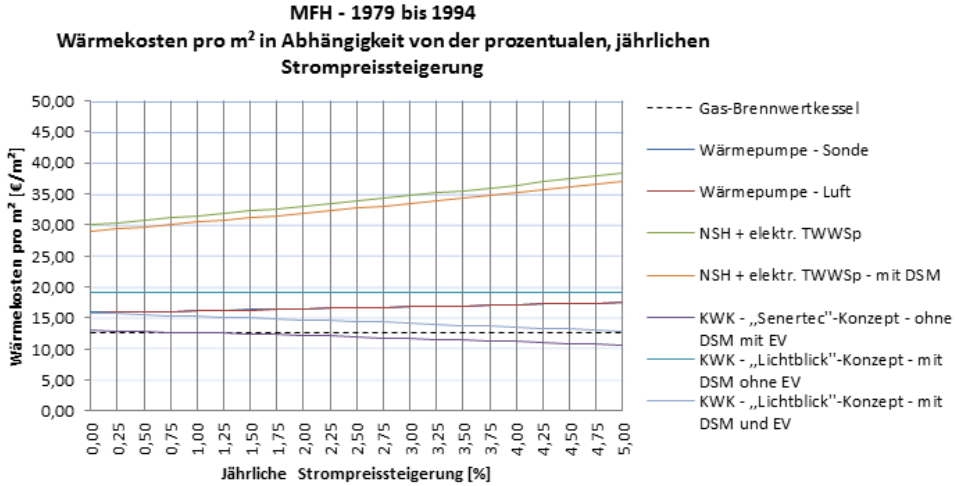


Abbildung 4-24: Jährliche Wärmekosten pro m² Wohnfläche in Abhängigkeit der Strompreissteigerung im MFH, Baujahr 1979 bis 1994

Der Abbildung ist zu entnehmen, dass der Bestands-Gas-Brennwertkessel im Vergleich zu den anderen Bestands-Wärmeversorgungstechnologien am wirtschaftlichsten ist. Dabei fallen jährliche Wärmekosten von 12,58 €/m² bzw. 8.426 €/a an. Das mit Abstand unwirtschaftlichste System ist, wie auch in den restlichen Bestands-Gebäuden, die Nachtspeicherheizung mit elektrischem Trinkwarmwasserspeicher. Die Wärmekosten liegen in diesem Fall (ohne DSM) zwischen 30,04 €/m²a bzw. 20.127 € (0% Strompreissteigerung) und 38,32 €/m²a bzw. 25.674 € (5% Strompreissteigerung). Für die Luft/Wasser-WP fallen jährliche Wärmekosten zwischen 15,83 €/m² bzw. 10.604 €/a (0% Strompreissteigerung) und 17,52 €/m² bzw. 11.739 € (5% Strompreissteigerung) an. Für die Sole/Wasser-WP liegen die Wärmekosten

zwischen 15,88 €/m² bzw. 10.637 € (0% Strompreissteigerung) und 17,52 €/m²a bzw. 11.737 €/a (5% Strompreissteigerung).

Im Vergleich der neu angeschafften KWK-Systeme, ist das Konzept mit strompreisoptimierter Steuerung ohne Eigenstromverbrauch mit 19,06 €/m²a bzw. 12.772 € an jährlichen Wärmekosten das Unwirtschaftlichste.

Die Eigenstromanteile führen bei steigenden Strompreisen zu fallenden jährlichen Wärmekosten des wärmegeführten KWK-Konzepts, welche sogar ab einer Strompreissteigerung von rund 1% pro Jahr unter denen des Bestands-Gas-Brennwert-Kessels liegen (die Wärmekosten eines neuen Gas-Brennwertkessels sind leicht niedriger). Dabei liegen die jährlichen Wärmekosten des wärmegeführten Konzepts zwischen 13,03 €/m²a bzw. 8.729 € (0% Strompreissteigerung) und 10,65 €/m²a bzw. 7.139 € (5% Strompreissteigerung). Die jährlichen Wärmekosten des Konzeptes mit strompreisoptimierter Steuerung und Eigenstromverbrauchs-Optimierung (neues Lichtblick-Konzept) liegen hingegen zwischen 15,77 €/m²a bzw. 10.568 €/a (0% Strompreissteigerung) und 12,84 €/m²a bzw. 8.604 €/a (5% Strompreissteigerung).

4.8 Status Quo - Energiepolitische und Rechtliche Rahmenbedingungen für Strom im Verkehrssektor

4.8.1 Rechtsrahmen für die Kostensituation bei Nutzung von Strom im Verkehrssektor: Elektro-PKW, OH-Lkw und PtG

Im Verkehrssektor erachten die Projektpartner E-Kfz und OH-Lkw als Schlüsseltechnologien. Betrachtet werden nur E-Kfz mit Stromzufuhr von außen (reine batterieelektrische Fahrzeuge, Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge und Range Extender). Zudem wird bei der Prüfung davon ausgegangen, dass keine Rückspeisung des Stroms aus dem Kfz/Lkw in das Stromnetz erfolgt. Wo die Aufladung erfolgt (zuhause, auf dem Firmengelände, an öffentlichen Ladestationen), spielt für die Stromkostensituation grundsätzlich keine Rolle. Eigenversorgung ohne Netznutzung und Großverbrauch werden gesondert betrachtet. Spezielle Regelungen, die für stromintensive OH-Lkw relevant sein können, werden jedoch bereits hier dargestellt.

Eine detaillierte Prüfung der Stromkostensituation von OH-Lkw erfordert genauere Kenntnis der angedachten Regelungen. Vorläufig können nur einige wenige allgemeine Anmerkungen gemacht werden. Im Falle des Ausbaus eines OH-Systems in Deutschland ist zudem damit zu rechnen, dass im Sinne einer „lex Oberleitung" eigene Ausnahmetatbestände bei verschiedenen Strompreisbestandteilen geschaffen werden.
Die Ergebnisse im Überblick:

	E-Kfz	OH-Lkw
EEG-Umlage	Keine spezifischen Ausnahmen einschlägig, insbesondere keine Zwischenspeicherung i.S.v. § 60 Abs. 3 EEG 2014	Keine spezifischen Ausnahmen einschlägig, insbesondere keine Zwischenspeicherung i.S.v. § 60 Abs. 3 EEG 2014 Ist § 65 EEG 2014 (Besondere Ausgleichsregelung für stromintensive Schienenbahnen) analog anwendbar? (offen)
Netzentgelt	Befreiungsregelung für Stromspeicher (§ 118 Abs. 6 EnWG) greift nicht; Netzentgeltreduzierung nach § 14a (S. 2) EnWG aber in der Regel schon (unterbrechbare Verbrauchseinrichtung)	Nähere Prüfung hängt davon ab, wie das Oberleitungs-Netz rechtlich einzuordnen ist; jedenfalls gilt, dass bei unmittelbarer oder mittelbarer Einbindung in das Netz der allgemeinen Versorgung (auch) Netzentgelte i.S.d. StromNEV anfallen; keiner der derzeit vorhandenen Ausnahmetatbestände würde im Übrigen greifen
Weitere netzentgeltbezogene Preisbestandteile	Keine spezifischen Ausnahmetatbestände Unklar, ob sich eine Netzentgeltreduzierung nach § 14a (S. 2) EnWG hier auswirkt und die weiteren netzentgeltbezogenen Preisbestandteile anteilig sinken	Nähere Prüfung hängt davon, wie das Oberleitungs-Netz rechtlich einzuordnen ist; jedenfalls gilt, dass bei Einbindung in das Netz der allgemeinen Versorgung neben dem Netzentgelt (auch) die weiteren netzentgeltbezogenen Preisbestandeile anfallen Da bereits keine Netzentgeltreduzierung in Betracht kommt (vgl.o.), ist von vornherein auch keine anteilige Auswirkung auf die weiteren netzentgeltbezogenen Preisbestandteile zu prüfen Bezüglich KWK-Umlage: Ist § 9 Abs. 7 S. 5 KWKG (spezielle Deckelung für stromintensive Unternehmen des schienengebundenen Verkehrs) analog

Tabelle 4-19: Staatlich induzierte Strompreisbestandteile für E-Kfz und OH-Lkw

		anwendbar? (offen); wenn ja, kommen auch bei Offshore-Haftungsumlage und StromNEV-Umlage entsprechende Deckelungen in Betracht
Stromsteuer	Befreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 bzw. Nr. 3 lit. b) StromStG zumindest denkbar	Befreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 zumindest denkbar Ist Ermäßigung nach § 9 Abs. 2 StromStG (Verkehr mit Oberleitungsomnibussen) analog anwendbar? (offen)

4.8.1.1 EEG-Umlage

Für die EEG-Umlage kommt es weder auf die Form des E-Kfz (BEV, REEV, PHEV) noch den Ort der Aufladung an – entscheidend ist nur, dass das Aufladen des Akkus im E-Kfz einen Letztverbrauch darstellt (§ 5 Nr. 24 EEG 2014), denn die Speicherung im Akku des Elektromobils führt zu einem Verbrauch des entnommenen Stromes. Der BGH hat im Zusammenhang mit der Letztverbrauchereigenschaft von Stromspeichern (in Bezug auf die Netzentgeltpflicht) folgenden Satz geprägt: *„Entscheidend ist allein, dass der entnommene Strom für eine bestimmte energieabhängige Funktion verwendet und hierfür aufgezehrt wird."*[1] Es kommen auch keine Ausnahmevorschriften in Betracht. Zwar gilt für die Stromzwischenspeicherung § 60 Abs. 3 S. 1 EEG 2014, die Anwendung dieser Norm erfordert jedoch, dass dem Stromspeicher *„Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz entnommen wird."* Dem Akku wird jedoch Energie zum Antrieb des Fahrzeugs entnommen. Zwar kann man E-Kfz auch zum Lastmanagement einsetzen und Strom aus dem Akku in das Stromnetz rückspeisen. Dann fehlt es aber immer noch an der Einhaltung des Ausschließlichkeitserfordernisses, also daran, dass der Strom „ausschließlich" zur Wiedereinspeisung verwendet wird[2]. Dies würde nur ein Kfz erfüllen, das niemals zum (elektrischen) Fahren eingesetzt wird – was wohl eher eine hypothetische Konstruktion darstellt.

Auch für den Stromverbrauch in OH-Lkw dürfte die EEG-Umlage anfallen. Die Privilegierungsnorm für Stromzwischenspeicherung (§ 60 Abs. 3 EEG 2014) kommt hier von vornherein nicht in Betracht, da der Strom in der betrachteten Ausgestaltungsvariante nicht im Lkw gespeichert wird, sondern „in Echtzeit" aus der

[1] BGH, ZNER 2010, S. 172 (173); vgl. hierzu *P. Bachmann/U. M. Erling*, Pumpspeicherkraftwerke im Energiemix der Zukunft – eine rechtliche Einordnung, et 6/2012, S. 97 (97); *W. Lehnert/J. Vollprecht*, Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher, ZNER 2012, S. 356 (363); *M. von Oppen*, Stromspeicher – Rechtsrahmen und Orientierungsbedarf, ER 2014, S. 9 (11).

[2] *M. Altrock*, in: ders./V. Oschmann /C. Theobald (Hrsg.), EEG, 4. Aufl., § 37 Rn. 57; *M. von Oppen*, Stromspeicher – Rechtsrahmen und Orientierungsbedarf, ER 2014, S. 9 (11); *P. Salje*, EEG 2014, 7. Aufl., § 60 Rn. 59, beschäftigt sich zwar mit der Bedeutung des Speicherprivilegs für E-Kfz, geht jedoch nicht auf das Ausschließlichkeitserfordernis ein.

Oberleitung entnommen und verbraucht wird. Damit mangelt es an einer Vorhaltung des Stromes zur späteren Nutzung (was regelmäßig im Wege der Umwandlung in eine andere Energieform erfolgt)[1]. Prüfenswert erscheint jedoch, ob § 65 EEG 2014, die Besondere Ausgleichsregelung für Schienenbahnen (bzw. die Unternehmen, die solche betreiben) mit einem Stromverbrauch von mindestens 2 GWh für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr, analog auf OH-Lkw anwendbar ist. Die analoge Anwendung einer Rechtsvorschrift erfordert eine planwidrige Regelungslücke einerseits und eine vergleichbare Interessenlage andererseits[2]. OH-Lkw fahren nicht auf Schienen, sind also nicht spurgebunden, so dass sie dem Wortlaut nach nicht unter § 65 EEG 2014 subsumiert werden können[3]. Schienenbahnen werden aus verkehrspolitischen und umweltpolitischen Gründen privilegiert, da sie *„Aufgaben der Daseinsvorsorge auf besonders umweltfreundliche Art und Weise wahrnehmen und auf den Bezug von Elektrizität angewiesen sind."*[4] In den Erwägungen des Gesetzgebers zum EEG 2014 wird der Erhalt der intermodalen Wettbewerbsfähigkeit von Schienenbahnen – also gegenüber Flugzeug, Schiff und Lkw – betont[5]. Ob diese Privilegierungsargumentation auf OH-Lkw übertragen werden kann und insoweit von einer vergleichbaren Interessenlage auszugehen ist, ist derzeit noch offen, erscheint aber angesichts des Charakters der Besonderen Ausgleisregelung als Ausnahmetatbestand, die tendenziell eng auszulegen sind, eher zu verneinen.

4.8.1.2 Netzentgelt

Die Netzentgeltpflicht bei der Nutzung von E-Kfz hängt davon, ob beim Strombezug Netze der allgemeinen Versorgung genutzt werden. Die befristete Netzentgeltbefreiung für die Stromzwischenspeicherung in § 118 Abs. 6 EnWG ist nicht anwendbar, da nach Satz 3 der Vorschrift eine zeitlich verzögerte Rückspeisung in dasselbe Netz erforderlich ist. Ohnehin soll § 118 Abs. 6 EnWG nach dem Willen des Gesetzgebers nur für ortsfeste Speicheranlagen, aber nicht für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen im Sinne von § 14a EnWG gelten – nach Satz 2 dieser Norm sind Elektromobile aber gerade hierzu zu zählen[6]. Die einzig in Frage kommende Privilegierungsnorm für E-Kfz ist demnach § 14a EnWG, wonach Netzbetreiber den Betreibern von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung als Gegenleistung für die Steuerung (im Sinne von: zeitweiser Abschaltung) dieser Einrichtung zum Zwecke der Netzentlastung ein reduziertes Netzentgelt anzubieten haben. Hierzu muss die zu begünstigende Verbrauchseinrichtung über einen eigenen Zählpunkt verfügen. Eine gesetzgeberische Beschränkung auf bestimmte E-Kfz wurde nicht getroffen, erforderlich ist nur, dass das Fahrzeug die Fähigkeit zur externen Beladung mit Elektrizität aufweisen muss[7].

[1] *A. Schäfermeier*, in: J. Reshöft/ders. (Hrsg.), EEG, 4. Aufl., § 37 Rn. 41.

[2] Vgl. *H.D. Jarass*, in: ders./B. Pieroth, GG, 13. Aufl., Einl. Rn. 8.

[3] Vgl. BT-Drs. 15/2864, S. 52; vgl. auch: *T. Müller*, in: M. Altrock/V. Oschmann /C. Theobald (Hrsg.), EEG, 4. Aufl., § 43 Rn. 7 f.; *H. Posser/S. Altenschmidt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 42 Rn. 11; *P. Salje*, EEG 2014, 7. Aufl., § 63 Rn. 18, plädiert für die Einbeziehung von Oberleitungsbussen in § 65 EEG 2014 aufgrund der Vergleichbarkeit der Sachverhalte.

[4] BT-Drs. 15/2864, S. 50; BT-Drs. 16/8148, S. 66.

[5] BT-Drs. 18/1449, S. 37.

[6] BT-Drs. 17/6072, S. 97; *H. Krebs*, Netzentgelte für Elektrizitätsspeicher, RdE 2012, S. 19 (20); *W. Lehnert/J. Vollprecht*, Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher, ZNER 2012, S. 356 (360); *O. Franz/K.V. Boesche*, in: F.J. Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 1, 3. Aufl., § 14a EnWG Rn. 19.

[7] *O. Franz/K.V. Boesche*, in: F.J. Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 1, 3. Aufl., § 14a EnWG Rn. 18.

Die Netzentgeltpflicht bei der Nutzung von OH-Lkw hängt im Grundsatz davon ab, welche Finanzierungs- und Betreiberstruktur für die Errichtung und den Betrieb des Oberleitungsnetzes gewählt wird. Soweit das Oberleitungsnetz mit dem Netz der allgemeinen Versorgung unmittelbar oder mittelbar verbunden ist und hieraus Strom bezieht, erfolgt eine Nutzung desselben, so dass – unabhängig aller weiteren rechtlichen Fragestellungen – Netzentgelte anfallen. Das Speicherprivileg nach § 118 Abs. 6 EnWG kann nicht fruchtbar gemacht werden, da keine Stromvorhaltung im Lkw erfolgt, sondern der Strom „in Echtzeit" aus der Oberleitung entnommen und zum Antrieb eingesetzt wird; überdies würde wie bei den E-Kfz das Rückverstromungserfordernis nicht erfüllt sein. Die Großverbrauchsregelung des § 19 Abs. 2 S. 2-4 StromNEV, die für eine intensive Netznutzung mit einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden und einen Stromverbrauch von mehr als zehn GWh gilt, ist aufgrund des Netzdienlichkeitserfordernisses in § 19 Abs. 2 S. 4 StromNEV (physikalischer Pfad) nicht auf den Stromverbrauch durch HO-Lkw zugeschnitten.

4.8.1.3 Weitere netzentgeltbezogene Bestandteile

Mit dem Netzentgelt fallen auch die weiteren netzentgeltbezogenen Bestandteile – wie etwa die KWK-Umlage – an. Ob sich eine Netzentgeltprivilegierung (etwa eine Reduzierung nach § 14a S. 2 EnWG) auch auf die weiteren Bestandteile auswirkt, ist ungeklärt. Die Bundesnetzagentur verneint dies zumindest in Bezug auf § 19 Abs. 2 StromNEV[1] . Eigene Ausnahmevorschriften bestehen nur für Großverbraucher. Oberleitungs-LKW könnten bei der KWK-Umlage von der Deckelungsregelung in § 9 Abs. 7 S. 5 KWKG profitieren, die für stromintensive Unternehmen des schienengebundenen Verkehrs sowie Eisenbahninfrastrukturunternehmen gilt[2]. OH-Lkw sind spurgeführt, aber nicht spurgebunden, so dass eine unmittelbare Anwendung von § 9 Abs. 7 S. 5 KWKG ausscheidet. Ebenso wie bei § 65 EEG 2014 (Besondere Ausgleichsregelung für Schienenbahnen) ist jedoch zu prüfen, ob eine analoge Anwendung auf OH-Lkw möglich ist. Die Privilegierung von Unternehmen des schienengebundenen Verkehrs sowie von Eisenbahninfrastrukturunternehmen soll nach dem Willen des Gesetzgebers sicherstellen, *„dass der besonders umweltfreundliche, aber stromintensive Verkehrsträger Bahn durch das Gesetz nicht unbillig belastet wird."*[3] Ob diese Privilegierungsargumentation auf OH-Lkw übertragen werden sollte, ist eine zunächst politisch zu entscheidende Frage. Wird eine Analogie bejaht, dürfte sich dies auch auf die Deckelungsregelungen bei Offshore-Haftungsumlage und StromNEV-Umlage auswirken (§§ 17f Abs. 5 S. 2, 3 EnWG, 19 Abs. 2 S. 15 Hs. 2 StromNEV).

4.8.1.4 Stromsteuer[4]

Das Laden des Akkus eines E-Kfz führt zum Entstehen der Stromsteuer. Liegt keine Eigenverbrauchskonstellation vor, ist eine Befreiung von der Stromsteuer nur nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG (grüner Strom aus grüner Leitung) oder § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. b) StromStG (Direktverbrauch durch Dritte) denkbar. Da die Speicherung in einem Akku erfolgt, kommen die beiden auf die Stromspeicherung bezogenen

[1] BNetzA, Beschluss vom 11.12.2013, BK4-13-739, S. 49.

[2] *A. Topp*, in: F.J. Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 2, 3. Aufl., § 9 KWKG Rn. 53, vertritt, dass es sich dabei um eine Rechtsgrundvoraussetzung handelt, also die Voraussetzungen von § 9 Abs. 7 S. 2 und 3 KWKG vorliegen müssen.

[3] BT-Drs. 14/8059, S. 15.

[4] Hinweis: § 10 StromStG wurde nicht weiter betrachtet.

Privilegierungsvorschriften in § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG (betrifft nur Pumpspeicher) und § 9a Nr. 1 StromStG (PtG) nicht in Betracht. Auch § 9b StromStG dürfte in der Regel nicht für E-Kfz einschlägig sein, da keine Stromentnahme für „betriebliche Zwecke" erfolgt.

Bei Errichtung eines Oberleitungssystems für Lkw entsteht die Stromsteuer entweder mit Entnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung in die Oberleitung[1] oder bei Entnahme aus der Oberleitung, wenn diese Teil des Netzes der allgemeinen Versorgung wird. Denkbar ist, dass die Stromsteuerprivilegierung aus § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG nutzbar gemacht werden kann, dazu müsste die Oberleitung ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energien gespeist werden. Daneben ist noch auf § 9 Abs. 2 StromStG hinzuweisen, wonach die Stromentnahme im Verkehr mit Oberleitungsbussen oder für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr einem ermäßigten Stromsteuersatz unterliegt. Da nur Oberleitungsbusse, aber keine OH-Lkw genannt werden, ist die Vorschrift nicht direkt anwendbar. Ebenso wie bei § 65 EEG 2014 (Besondere Ausgleichsregelung für Schienenbahnen) und § 9 Abs. 7 S. 5 KWKG (Deckelung der KWK-Umlage bei Unternehmen des schienengebundenen Verkehrs) ist jedoch zu prüfen, ob eine analoge Anwendung der Norm auf OH-Lkw möglich ist. § 9 Abs. 2 StromStG bezweckt eine Förderung des (stromgebundenen) öffentlichen Nahverkehrs im Vergleich zum Individualverkehr[2]. Ob diese Privilegierungsargumentation also auf HO-Lkw übertragen werden sollte, und insoweit von einer vergleichbaren Interessenlage auszugehen ist, ist letztlich eine politische Entscheidung, die dann rechtlich umzusetzen wäre.

4.8.2 Förderkulisse für die Schlüsseltechnologie E-Kfz

Für die Förderung der Marktentwicklung von E-KfZ bestehen derzeit zwei Instrumente der indirekten Verhaltenssteuerung in Form von geringfügigen Steuererleichterungen. Eine direkte Förderung bspw. durch Investitionszuschüsse gibt es national nicht[3].

4.8.2.1 Kraftfahrzeugsteuerbefreiung für eKfz

Für E-Kfz[4] sieht § 3d KrafStG[5] eine vollständige, aber zeitlich befristete Befreiung von der Kraftfahrzeugsteuer vor. Danach ist das Halten von E-KfZ bei einer Erstzulassung bis zum 31. Dezember 2015 für zehn Jahre und einer Erstzulassung zwischen dem 01. Januar 2016 und dem 31. Dezember 2020 für fünf Jahre von der Steuer in voller Höhe befreit. Im Anschluss an diese Zeiträume ist nach § 9 Abs. 2 KraftStG die Jahressteuer um 50 Prozent reduziert. Angesichts der bislang geringen Zulassungszahlen[6] scheint dieses Instrument jedoch wenig Wirkung zu entfalten und greift derzeit noch zu kurz, wenn der finanzielle Anreiz von maximal wenigen hundert Euro im Jahr zu den deutlich höheren Anschaffungskosten in Relation gesetzt wird.

[1] Vgl. *B. Khazzoum*, in: ders./C. Kudla/R. Reuter/C. Trottmann, Energie und Steuern, 2011, S. 46; a.A. hierzu offensichtlich *K. Milewski*, in: K. Möhlenkamp/ders., EnergieStG/StromStG, 2012, § 5 StromStG Rn. 8 f.: das Versorgungsnetz endet nicht am Übergang zum „Objektnetz".

[2] Vgl. *B. Khazzoum*, in: ders./C. Kudla/R. Reuter/C. Trottmann, Energie und Steuern, 2011, S. 72.

[3] Für die Zukunftstechnologie HO-Lkw bestehen derzeit ohnehin noch keine Förderungen.

[4] Die Befreiung gilt nur für Fahrzeuge ausschließlich mit Elektroantrieb, nicht für Hybridfahrzeuge.

[5] Kraftfahrzeugsteuergesetz in der Fassung der Bekanntmachung v. 26.09.2002 (BGBl. I S. 3818), das durch Art. 1 des Gesetzes v. 08.06.2015 (BGBl. I S. 901) geändert worden ist.

[6] Mit Stand 01.01.2015 waren in der Bundesrepublik nur rd. 19.000 Personenkraftwagen mit Elektroantrieb registriert, vgl. *Statista*, abrufbar unter http://de.statista.com/statistik/daten/studie/75841/umfrage/bestand-an-personenkraftwagen-mit-elektroantrieb/ (15.06.2015).

4.8.2.2 Ermäßigte Dienstwagenbesteuerung für E-Kfz

Ein steuerliches Hemmnis für Arbeitnehmer bei der Nutzung eines E-Kfz, das dienstlich und privat genutzt wird hat der Gesetzgeber erkannt und in § 6 Abs. 1 Nr. 4 Satz 2 EStG[1] eine Vergünstigung geschaffen. In der Regel ist nach den Bewertungsgrundsätzen des § 6 Abs. 1 Nr. 4 Satz 2 EStG bei einer (auch) privaten Nutzung des Dienstfahrzeugs, diese Nutzung als geldwerter Vorteil für jeden Kalendermonat mit einem Prozent des inländischen Listenpreises[2] zu versteuern. Aufgrund der deutlich höheren Anschaffungskosten eines E-Kfz ist für viele Arbeitnehmer die Wahl eines E-Kfz als Dienstwagen daher wirtschaftlich uninteressant. Da die höheren Kosten zu einem hohen Anteil durch die Batterie des E-Kfz verursacht werden, sieht § 6 Abs. 1 Nr. 4 Satz 2 EStG eine zeitlich gestaffelte Ermäßigung des Listenpreises für Fahrzeuge mit Elektromotoren[3] und von extern aufladbaren Hybridelektrofahrzeugen folgendermaßen vor: Der Listenpreis ist für E-Kfz, die bis zum 31. Dezember 2013 angeschafft wurden um 500 Euro pro Kilowattstunde der Batteriekapazität zu mindern. Dieser Betrag reduziert sich jährlich um 50 Euro; beträgt im Jahr 2015 mithin noch 400 Euro pro Kilowattstunde der Batteriekapazität. Zudem ist die Minderung derzeit auf einen Höchstbetrag von 9.000 Euro gedeckelt. Auch dieser Betrag reduziert sich jährlich, und zwar um 500 Euro.

4.8.3 Sonstige rechtliche Rahmenbedingungen und ordnungsrechtliche Vorgaben für die Schlüsseltechnologie E-Kfz und PtG

Neben der finanziellen Förderung durch Steuererleichterungen existieren derzeit weitere Regelungen, die für die Schlüsseltechnologien E-KfZ und PtG zum Einsatz im Verkehrssektor zu beachten sind[4].

4.8.3.1 Elektromobilitätsgesetz (EMoG)

Mit dem Elektromobilitätsgesetz (EMoG[5]) hat der Gesetzgeber jüngst Regelungen mit dem Ziel geschaffen, elektrisch betriebene Fahrzeuge durch verschiedene sog. Bevorrechtigungen im Straßenverkehr zu fördern[6]. Auf Investitionszuschüsse für E-Kfz hat der Gesetzgeber dabei bewusst verzichtet. Vielmehr wird den Kommunen mit dem Gesetz die Möglichkeit eröffnet, für Nutzer von E-Kfz auf Grundlage der Straßenverkehrsordnung Privilegien einzuführen, die in § 3 Abs. 4 EMoG abschließend aufgezählt sind und gem. § 3 Abs. 5 Satz 1 Nr. 1 EMoG durch Rechtsverordnungen näher bestimmt werden können: Im Einzelnen handelt es sich um Bevorrechtigungen im Hinblick auf das Parken auf öffentlichen Straßen oder Wegen, wie bspw. das Reservieren von Parkplätzen für E-Kfz (Nr. 1), die Nutzung von für besondere Zwecke bestimmten öffentlichen Straßen oder Wegen oder Teilen von diesen, wie bspw. Busspuren (Nr. 2), das Zulassen von Ausnahmen von Zufahrtbeschränkungen oder Durchfahrtverboten (Nr. 3) und schließlich im Hinblick auf Ermäßigungen oder Befreiungen von Gebühren für das Parken auf öffentlichen Straßen oder Wegen (Nr. 4).

[1] Einkommensteuergesetz in der Fassung der Bekanntmachung v. 08.10.2009 (BGBl. I S. 3366, 3862), das zuletzt durch Art. 2 Abs. 7 des Gesetzes v. 01.04.2015 (BGBl. I S. 434) geändert worden ist.

[2] Im Zeitpunkt der Erstzulassung zuzüglich der Kosten für Sonderausstattung einschließlich Umsatzsteuer.

[3] Es muss sich um Fahrzeuge handeln, „*die ganz oder überwiegend aus mechanischen oder elektrochemischen Energiespeichern oder aus emissionsfrei betriebenen Energiewandlern gespeist werden*", vgl. § 6 Abs. 1 Nr. 4 S. 2 EStG.

[4] Die Zukunftstechnologie OH-Lkw ist noch nicht regulatorisch erfasst.

[5] Elektromobilitätsgesetz v. 05.06.2015 (BGBl. I S. 898).

[6] Gesetzentwurf der Bundesregierung, BT-Drs. 18/3418, S. 1.

In der Bewertung handelt es sich eher um geringfügige Bevorrechtigungen für Nutzer von E-Kfz, die in einigen Kommunen ohnehin bereits eingesetzt werden[1] bzw. von anderen Kommunen kategorisch abgelehnt werden[2]. Finanzielle Anreize können diese Bevorrechtigungen allenfalls unterstützen.

4.8.3.2 Privilegierungen für PtG

Beim Einsatz von PtG in Fahrzeugen können für den leitungsgebundenen Transport des erzeugten Wasserstoffs durch das bestehende Erdgasnetz die auf Grundlage des EnWG in den §§ 31 ff. GasNZV[3] geschaffenen Privilegierungen in Anspruch genommen werden. Darin hat der Gesetzgeber einen Mechanismus mit Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas im Sinne des EnWG[4] für Anschlussnehmer geschaffen, die einen Anreiz für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz geben sollen[5]. Zu den Privilegien gehören Begünstigungen für die Art und Weise und der Kostenverteilung des Netzanschlusses, Regelungen zum Realisierungsfahrplan und die Möglichkeit eines erweiterten Bilanzausgleichs. Diese Privilegierungen gelten auch, wenn das mit einer PtG-Anlage erzeugte Biogas nach dem Transport im Verkehrssektor genutzt wird.

4.9 Marktsituation der Elektromobile heute

4.9.1 Bestand der Elektrofahrzeuge im Straßenverkehr

Der Bestand an Elektro-PKW in Deutschland ist seit 2008 von 1.436 Fahrzeugen auf 18.900 Fahrzeuge im Januar 2015 gestiegen. Das entspricht einer jährlichen Wachstumsrate von 45 %, der Anteil am Gesamtbestand liegt trotzdem heute nur bei 0,04 % des gesamten PKW-Bestandes. Die Neuzulassungen von elektrisch betriebenen leichten Nutzfahrzeugen sind mit rund 800 Fahrzeugen im Jahr 2012 und fast 500 im Jahr 2013 sowie weiteren knapp 600 im Jahr 2014 ebenfalls gering. Batterieelektrisch betriebene Linienbusse werden aktuell nur in geringer Stückzahl in Modellregionen eingesetzt und belaufen sich zusammen mit Diesel-Hybrid und Wasserstoff-Bussen auf wenige hundert Stück. Wie in Abbildung 4-25 erkennbar ist, lag der Bestandsanteil der Elektro-Pkw Anfang 2015 in allen Bundesländern unter einer Promille. Am höchsten sind die Anteile in den Stadtstaaten Bremen und Hamburg mit 0,09 %, gefolgt von Baden-Württemberg und Berlin mit jeweils 0,07 %. Den geringsten Anteil verzeichnet Sachsen-Anhalt mit rund 0,01 % Anteil an dessen PKW-Flotte.

[1] Bspw. Frankfurt am Main, vgl. *O. Antoni/S. Houness/B. Utesch*, Schlussbericht zum Verbundprojekt „Feldtests zum Aufbau einer Infrastruktur für elektromobile PKWs, Roller (e-Roller) und Pedelecs (Pedal Elektric Cycle) zur Auswahl und Entwicklung zukunftsweisender Ladestationen und Abrechnungssystemen sowie Feldtests zur Zusammenführung der Bereiche Wohnen und Mobilität am Beispiel von Pedelec-Sharing", abrufbar unter http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e01fb12/683144510.pdf (16.06.2015).

[2] Vgl. Berichterstattung bspw. http://www.wiwo.de/politik/deutschland/elektromobilitaetsgesetz-viel-laerm-um-nichts/10748806.html, http://www.sueddeutsche.de/auto/elektromobilitaetsgesetz-im-porsche-auf-der-busspur-1.2142713.

[3] Gasnetzzugangsverordnung v. 03.09.2010 (BGBl. I S. 1261), die zuletzt durch Art. 4 des Gesetzes v. 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.

[4] Die Begriffsbestimmungen des EnWG sind für die auf deren Grundlage erlassenen GasNZV ebenfalls verbindlich. Nach § 3 Nr. 10c EnWG gilt Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (ABl. L 140 v. 5.6.2009, S. 16), als Biogas.

[5] Siehe dazu ausführlich: *T. Müller*, Die Biogaseinspeisung im Kontext des Umweltenergierechts, in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, S. 35 ff.

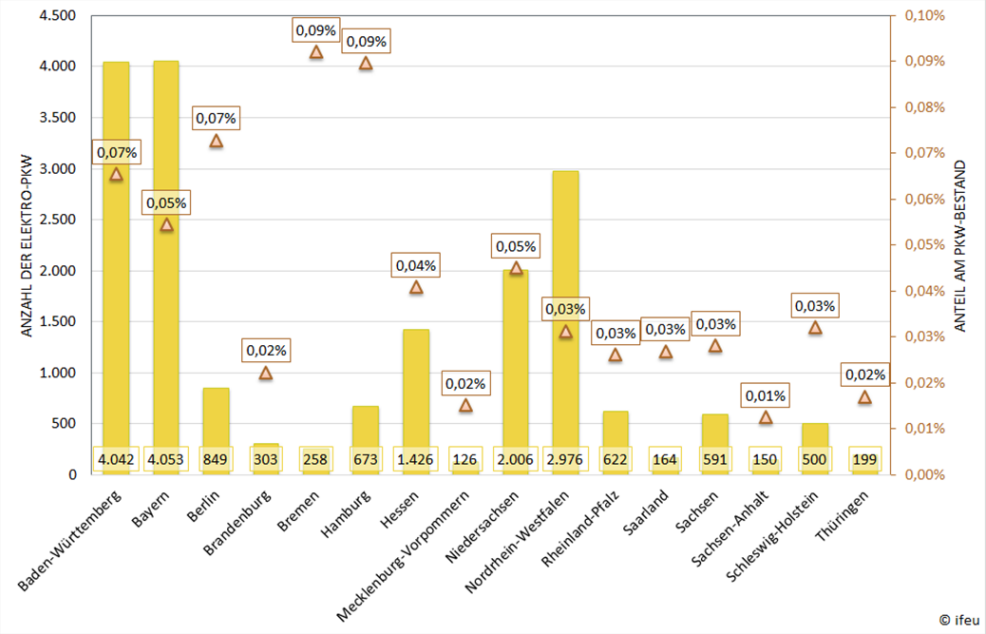


Abbildung 4-25: Anzahl der Elektrofahrzeuge in den Bundesländern Deutschlands und deren Anteil am jeweiligen PKW-Bestand

Quelle: [Kraftfahrzeug-Bundesamt, 2015a]

4.9.2 Aktuelle Marktsituation der Elektrofahrzeuge

4.9.2.1 Einflussfaktoren auf die Kaufentscheidung

Das wichtigste Kriterium bei der Anschaffung eines Fahrzeuges ist gemäß [Plötz et al., 2013] – zumindest bei Privatnutzern – die Fahrzeuggröße, also im Wesentlichen das Fahrzeugsegment. Der zweitwichtigste Einflussfaktor ist der Kaufpreis. Dies ergibt einen ersten Hinweis darauf, dass auch die Gesamtkosten (Total Cost of Ownershop = TCO)[1] eine wichtige Rolle spielen. Des Weiteren werden in absteigender Relevanz die Sicherheit, die Marke des Fahrzeugs (Markentreue), das Design und der Treibstoffverbrauch dem Kaufentscheidungsprozess als wesentliches Merkmal zu Grunde gelegt. Da der Treibstoffverbrauch sich ebenfalls auf die TCO niederschlägt, wird dieses Kriterium insgesamt bestärkt. Die Treibstoffart selbst spielt eine eher untergeordnete Rolle und rangiert nach der Getriebeart bzw. der Schaltung, gefolgt von Achsantrieb, der Motorgröße, den Abgaswerten sowie zuletzt der Beschleunigung. Neben der Fahrzeugbeschaffenheit spielt auch die Tankstelleninfrastruktur – also die Verfügbarkeit von Lademöglichkeiten – eine wichtige Rolle. [Achtnich et al., 2012] zeigten, dass der Ausbaugrad des Versorgungsnetzes bei der Kaufentscheidung für Elektrofahrzeuge bei möglichen zukünftigen Nutzern bzw. Käufern eine größere Rolle spielt als bei anderen Kraftstoffarten. Dies wird auf die relativ geringe Reichweite der Fahrzeuge zurückgeführt und als ein mögliches Hemmnis für die Marktentwicklung genannt.

4.9.2.2 Fahrzeugverfügbarkeit und Kostensituation für Elektro-PKW

In Tabelle 4-20 sind die PKW-Segmente nach Unterteilung des Kraftfahrzeugbundesamtes aufgelistet und zudem die Aufteilung des

[1] TCO bedeutet Total Cost of Ownership und entspricht den Vollkosten einer Fahrzeughaltung und –nutzung.

Fahrzeugbestandes über die Segmente hinweg dargestellt. Ferner ist die allgemeine Modellverfügbarkeit von elektrischen Fahrzeugen im jeweiligen Segment ausgewiesen.

Segment	Bestandsanteil aller PKW	BEV	PHEV / REEV
MINIS	6,6%	o	X
KLEINWAGEN	19,9%	o	o
KOMPAKTKLASSE	26,4%	o	o
MITTELKLASSE	16,3%	o	o
OBERE MITTELKLASSE	4,8%	o	o
OBERKLASSE	0,6%	X	o
SUVs	3,4%	X	o
GELÄNDEWAGEN	3,8%	X	X
SPORTWAGEN	1,8%	X	o
VANS insg.	9,1%	X	X
UTILITIES	3,5%	X	X
WOHNMOBILE	0,9%	X	X
SONSTIGE	2,9%	X	X

Tabelle 4-20: Segmentabdeckung im 3. Quartal 2015 durch Elektrofahrzeuge in Deutschland

Quellen: [Deutsche Automobil Treuhand, 2015], [ADAC, 2015a] und [Kraftfahrzeug-Bundesamt, 2015b]. (X = kein Fahrzeugmodell vorhanden, ○ = Fahrzeugmodell vorhanden)

Im Falle der batterieelektrisch betriebenen Personenkraftwagen wird deutlich, dass durch das Angebot von Fahrzeugen in den unteren Segmenten der Minis, Kleinwägen und in der Kompaktklasse bis hin zur oberen Mittelklasse bereits für rund 74 % des Bestandspotenzials ein entsprechendes Fahrzeug am Markt angeboten wird. Ähnlich sieht es mit rund 73 % bei den Plug-In-Hybrid-Fahrzeugen und Elektro-PKW mit Range-Extender aus. Allerdings verschieben sich bei Letzteren die Modellangebote hin zu den oberen Segmenten. Dies gilt sowohl im Hinblick auf die Segmentbelegung als auch angesichts der angebotenen Fahrzeugmodelle.

Eine geringere Marktabdeckung ergibt sich jedoch sowohl bei der Markenvielfalt als auch bei den Kosten der Fahrzeuge in den jeweiligen Segmenten: Unter anderem aufgrund der relativ teuren Traktionsbatterie und der geringeren Absatzzahlen, wodurch kaum Skaleneffekte erzielt werden können, sind Elektro-PKW tendenziell teurer als herkömmliche Antriebskonzepte im selben Fahrzeugsegment. Bei den PHEVs und REEVs kommt hinzu, dass Aggregate aus beiden Triebstrangkonzepten benötigt werden, wodurch weitere Kosten entstehen, die durch einen kleineren Traktionsakkumulator gegenüber dem BEV – je nach Konzept – teilweise kompensiert werden.

Die nachfolgende Abbildung 4-26 zeigt am Beispiel der batterieelektrischen Pkw, wie sich die Kostensituation (Vollkostenansatz (TCO), also inklusive Wertverlust, Fixkosten, Werkstattkosten und Betriebskosten) in Abhängigkeit der Haltedauer und der Jahresfahrleistung im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen im jeweiligen Segment verhält. Als Vergleichsfahrzeug ist der im Segment meistverkaufte benzinbetriebene Pkw ausgewählt worden (Toprunner).

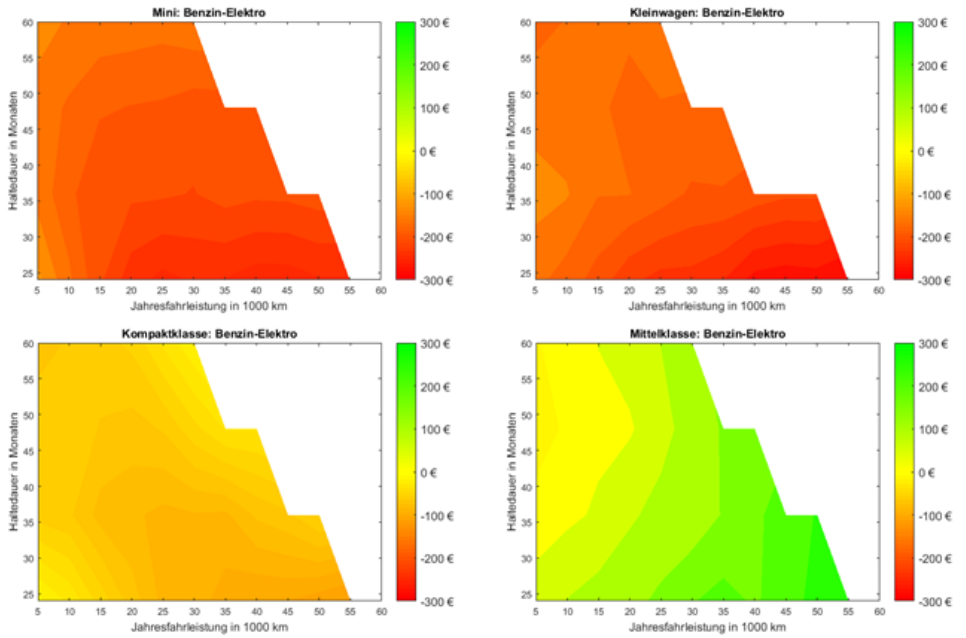


Abbildung 4-26: Vergleich der monatlichen Vollkosten des benzinbetriebenen Toprunners 2014 im jeweiligen Segment mit dem entsprechenden kostengünstigsten Elektrofahrzeug in Euro

Quelle: [ADAC, 2015b]

Da Elektro-Pkw in der Anschaffung teurer sind, können diese nur über die laufenden Kosten während der Betriebsphase oder beispielsweise mittels eines geringeren Wertverlustes – sollte er denn gegeben sein – die anfänglichen Mehrkosten wettmachen. Auf einen Vergleich mit PHEV wird hier vereinfachend verzichtet, da das größte Potenzial der Einsparung im effizienteren Antriebsstrang und der Rekuperationsfähigkeit liegt. Letztere ist in allen drei Konzepten (BEV, PHEV und REEV) gegeben. Bei den PHEVs und den REEVs verringert sich der Effizienzvorteil in den Betriebszeiten des Verbrennungsmotors, auch wenn die VKM[1] zumeist in sehr effizienten Betriebspunkten operiert.

Es lässt sich feststellen, dass gerade in den unteren Segmenten mit hohen Zulassungsanteilen (Mini, Kleinwagen und Kompaktklasse) keine Kostenvorteile des Elektrofahrzeuges gegenüber dem konventionellen Toprunner (meistverkauftes Fahrzeug im Segment) in der betrachteten Haltedauer von maximal 60 Monaten und einer Jahresfahrleitung bis zu 55.000 km zu erkennen sind.[2] Dies liegt dort in erster Linie am dominierenden Wertverlust, der gerade in der Anfangszeit höher ist und mit zunehmender Jahresfahrleistung steigt. Erst in den verbrauchsstärkeren und höherpreisigen Segmenten kann in diesem Vergleich aufgrund der Effizienz der Elektrofahrzeuge (geringere Betriebskosten), den steuerlichen Vorteilen und geringerer Werkstattkosten ein zunehmender Kostenvorteil mit größeren Jahresfahrleistungen erreicht werden.[3] Der abnehmende Kostennachteil bei größerem Fahrzeug bzw. oberer Segmenteinstufung kann zudem anhand der geringeren relativen Mehrkosten für die Batterie erklärt werden. So beginnen sich in der betrachteten Mittelklasse bereits Kostenvorteile des BEV bei einer Jahresfahrleistung von 10.000 bis 20.000 km einzustellen – je nach Haltedauer und zunehmenden Wertverlusten. Die betrachteten Toprunner als Vergleichsfahrzeuge befinden sich dabei in etwa auf mittlerem Kostenniveau innerhalb ihres Segments und ihres Ausstattungsniveaus, d.h. aber auch,

[1] Verbrennungskraftmaschine

[2] Aufgrund der Datenverfügbarkeit konnten die Kosten nur bis zu einer Gesamtfahrleistung von ca. 160.000 km ausgewertet werden.

[3] Kraftstoffpreise: Superbenzin 1,40 €/L; SuperPlus 1,45 €/L; Diesel 1,20 €/L; Strom 0,28 €/kWh.

dass es gibt es in allen betrachteten Klassen noch wesentlich kostengünstigere Benziner gibt.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass es gerade in den niedrigeren Preis-Segmenten noch keine wirklich kostengünstigeren BEVs als Alternative zu konventionellen PKW gibt, wodurch eine weitere Marktdurchdringung – gerade bei privaten Nutzern – gehemmt wird. Ferner ist innerhalb der Segmente die Modellvielfallt der Elektrofahrzeuge stark eingeschränkt und beläuft sich beispielsweise im Mittelklassesegment auf eine Karosserievariante, wodurch die Anzahl potenzieller Käufer weiter eingeschränkt ist.

4.9.3 Ladeinfrastruktur

Laut [Elektromobilät, 2014] gab es in 2014 rund 4800 Ladepunkte[1] wodurch der Richtwert von 10 Ladepunkten je Fahrzeug gemäß [EU, 2014] eingehalten wird. Dabei scheint der Ausbau jedoch insbesondere in geförderten Regionen und überwiegend in Ballungszentren erfolgt zu sein. Damit ist dieser nicht flächendeckend umgesetzt worden. Gerade im Hinblick auf längere Distanzen und ausreichender Versorgung in der Fläche ist weiterer Ausbaubedarf vorhanden, um Marktrestriktionen aufgrund der relativ geringen Reichweite abzubauen.

[1] Nicht zu verwechseln mit Ladestationen. Letztere haben zumeist mehrere Ladepunkte.

5 Zielszenario Entwicklung Heute bis 2050

5.1 Entwicklungspfad – Strommarktsimulation und Energiebilanzen

Das in Kapitel 4 beschriebene Zielszenario basiert auf einer Optimierung die nur das Zieljahr ohne Berücksichtigung von bestehenden Kraftwerken und Infrastruktur optimiert. Um ein solches Szenario zu erreichen, müssen ausgehend vom heutigen Energiesystem große Anstrengungen und Anpassungen getroffen werden. Dabei muss die Rolle der einzelnen infizierten Schlüssel- bzw. Sektorkopplungstechnologien auf Basis der Rückkopplungen mit dem Stromsystem bewertet werden (z.B. Flexibilitätsanforderungen, Verfügbarkeit von „Überschussstrom“ .). Um die Entwicklung des Stromsystems zu dem Zielszenario abbilden zu können wird für die Stützjahre 2025 und 2035 mit Hilfe der Kraftwerkseinsatzplanung (siehe Kapitel 2.2.1) plausibilisiert.

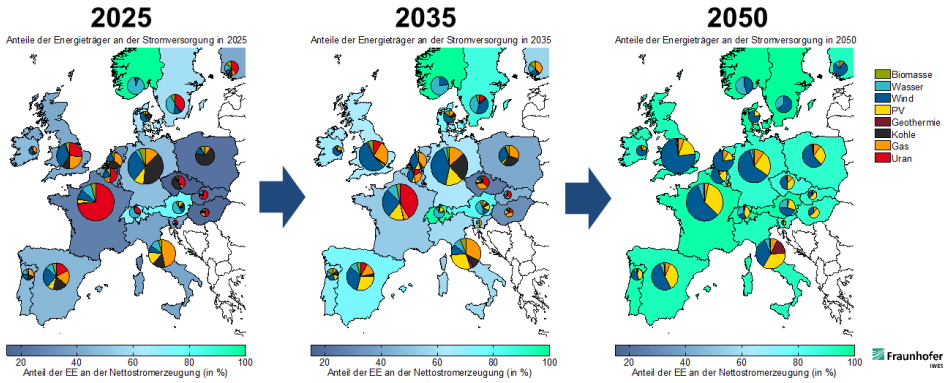


Abbildung 5-1: EE-Anteil Europa

Um die europäischen THG-Reduktionsziele einhalten zu können, müssen sich alle europäischen Länder an den Klimaschutzbestrebungen beteiligen. In Abbildung 5-1 ist der Energieträgermix der Netto-Stromerzeugung aller berücksichtigten Länder über der zeitlichen Entwicklung dargestellt. Um die Klimaziele einhalten zu können nehmen die teils sehr unterschiedlichen Charakteristika in den unterschiedlichen Ländern stark ab. Im Szenariojahr 2050 sind in allen Ländern die Technologien Wind Onshore/Offshore, PV und Wasserkraft dominierend, wobei sich das Verhältnis zwischen den Ländern unterscheidet.

Einer zunehmenden Durchdringung mit fluktuierenden erneuerbaren Energien muss auch eine Zunahme an flexiblen Verbrauchern gegenüberstehen. In Abbildung 5-2 und Abbildung 5-3 ist für die Jahre 2025 und 2035 analog zu Abbildung 4-6 für 2050 die Angebots und Nachfragecharakteristik für zwei Winterwochen dargestellt.

Im Jahr 2025 wird dabei das Ausgleichspotenzial des europäischen Stromhandels und bestehender Speicher deutlich, so dass selbst in nationalen Überschusssituationen Braunkohlekraftwerke noch am Netz bleiben können. Neue Stromverbraucher haben aufgrund der geringen Marktdurchdringung begrenzte Rückkopplungen auf das Stromsystem. Relevant ist aber die Bereitstellung von Regelleistung durch neue Verbraucher wie PtH in Zeiten hoher EE-Durchdringung um nicht höhere konventionelle Kraftwerksleistungen am Netz halten zu müssen.

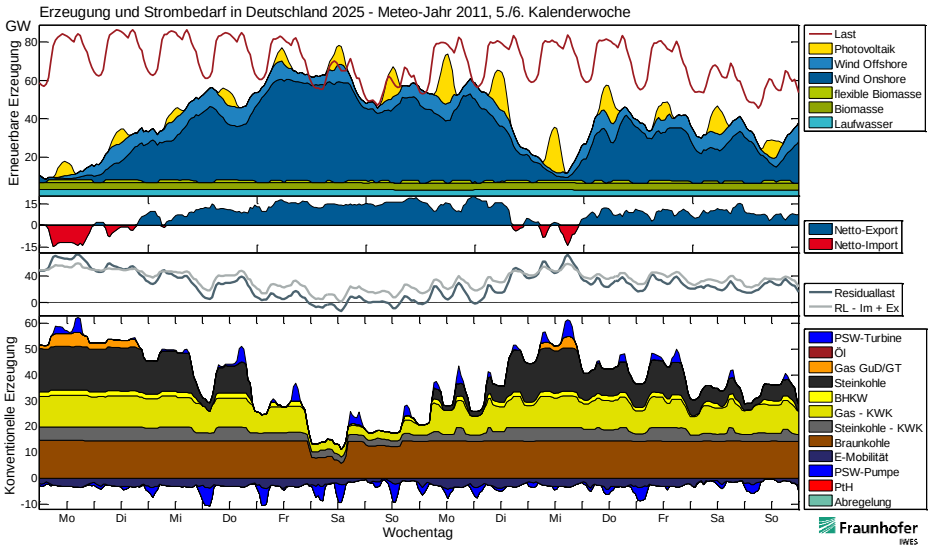


Abbildung 5-2: Angebots- und Nachfragecharakteristik 2-Beispielwochen DE 2025

Im Jahr 2035 steigt der Nettoexport ins europäische Ausland weiter an. Deutlich wird aber auch die notwendige Flexibilität der neuen effizienten Stromverbraucher E-Mobilität und Wärmepumpen um den fluktuierenden EE-Strom aufzunehmen. „Überschussstrom" tritt dagegen nur begrenzt auf.

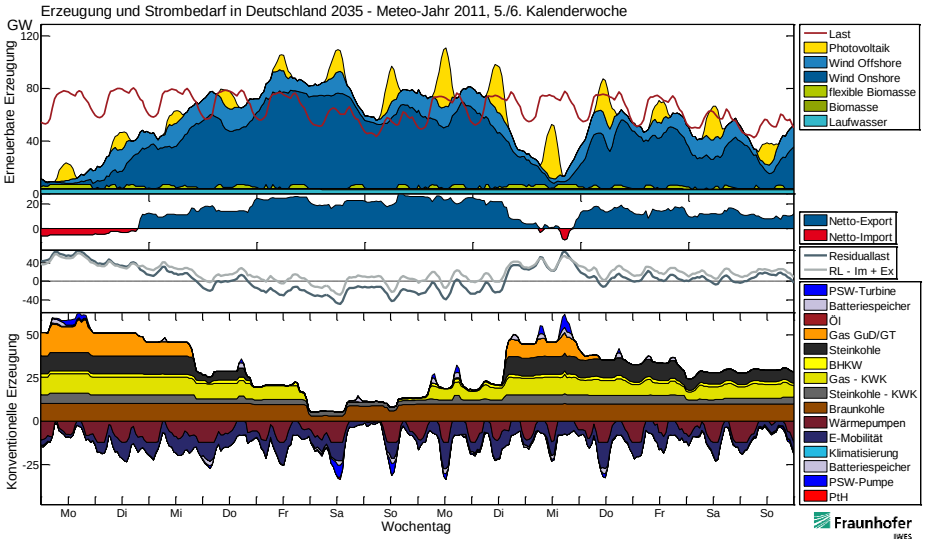


Abbildung 5-3: Angebots- und Nachfragecharakteristik 2-Beispielwochen DE 2035

Die Entwicklung des Stromsystems geht daher eindeutig hin zu strombasierten Anwendungen in allen Sektoren. In Abbildung 5-4 ist schematisch die Entwicklung des Endenergieverbrauch des Gesamtsystems dargestellt. Während es zu einer deutlichen Abnahme des Endenergiebedarfs bis zum Jahr 2050 kommt, steigt der Strombedarf gegenüber heute deutlich an. Vor allem in Phase 3 wird eine Zunahme des Stromverbrauchs durch neue Verbraucher vor allem im Wärmesektor erwartet.

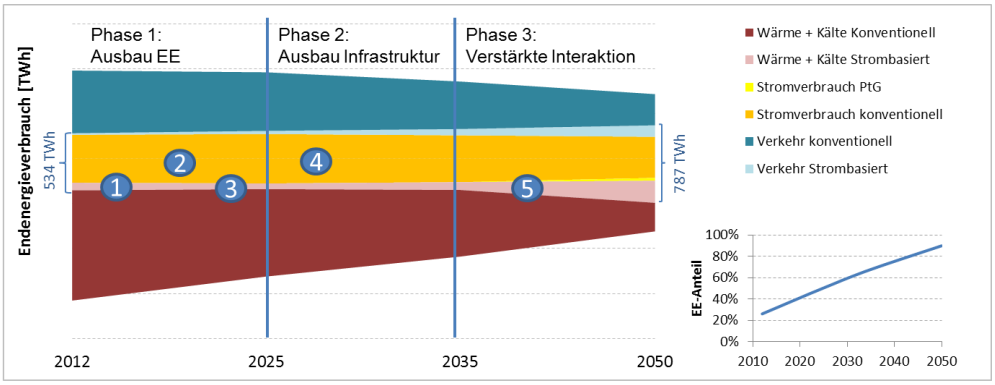


Abbildung 5-4:
Roadmap des Gesamtsystems

Dabei können folgenden Meilensteine identifziert werden:

1. Nutzung von PtH für Systemdienstleistungen
2. Verstärkter Ausbau der erneuerbaren Energien um hohen EE-Anteil im Stromsektor zu erreichen
3. Kontinuierlicher Ausbau von Wärmepumpen und Anreizprogramm zur Erreichung einer hohen Marktdurchdringung
4. Neue Kraftwerke zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Fokus auf KWK
5. Stromerzeugung für Wärmesektor und zur Überschussverwertung durch PtH

5.2 Auswirkungen auf das Steueraufkommen im Energiebereich

Die klimapolitisch notwendige Reduktion des Verbrauchs fossiler Brennstoffe in allen Sektoren beeinflusst auch die Einnahmensituation des Staates im Energiebereich. In Abbildung 5-5 ist der Satus Quo der Energiebesteuerung auf Basis des gegenwärtigen regulatorischen Rahmens dargestellt. Dabei wird deutlich, dass der Verkehrssektor die tragende Rolle mit ca. 79% der Energiesteuern erfüllt. Wesentliche Steuern sind auch in den Abschnitten 4.6 und 4.8 erläutert.

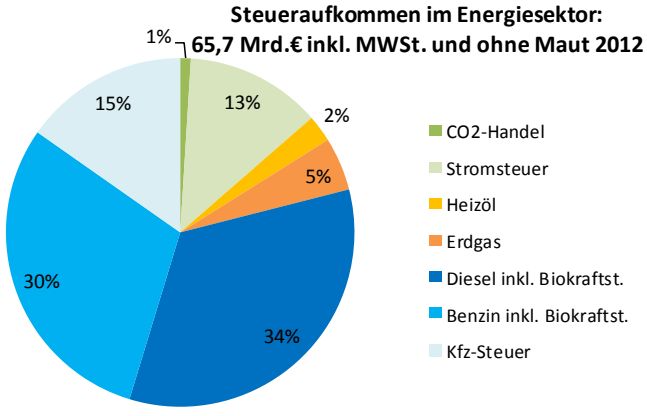


Abbildung 5-5:
Staatseinnahmen im Energiebereich 2012

Wenn man die Entwicklung der Brennstoffverbräuche in den einzelnen Sektoren und Anwendungen entsprechend Abbildung 5-4 als Basis verwendet und auf den regulatorischen Rahmen des Status Quo bezieht, würden sich die Staatseinnahmen bis 2050 halbieren (Abbildung 5-6 – links). Die Entwicklung der Endverbraucherpreise (Abbildung 5-6 – rechts) basiert dabei auf den Preispfaden für Primärenergie – 2025

/2035 nach NEP [ÜNB 2014] und 2050 nach Klimaschutzszenarien [Öko, ISI 2014]. Hier ist ein relativ geringer Anstieg der Preise festzustellen.

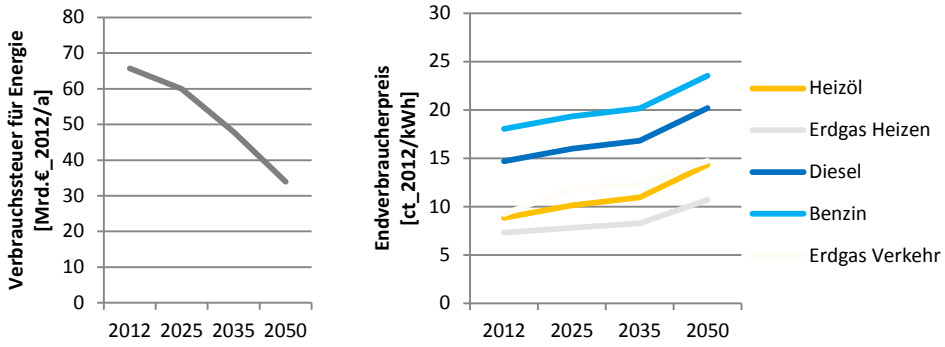


Abbildung 5-6: Entwicklung Staatseinnahmen und Endverbraucherpreise - Status Quo

5.3 Anforderungen an den Regulierungsrahmen

Ziel des Regulierungsrahmens sollte es sein, dem Staat gleichbleibende Einnahmen zu ermöglichen, zusätzliche Einnahmen für die Querfinanzierung von Infrastruktur zu generieren und die Wettbewerbssituation zwischen neuen klimapolitisch notwendigen Stromverbrauchern und fossilen Verbrauchern zu verbessern.

Infrastruktur welche durch die in Abbildung 5-7**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** - links erhöhten Steuereinnahmen finanzierter werden könnte ist:

- Oberleitungs-Autobahn-Infrastruktur
- Gebäudedämmung Bestandgebäude, Förderung Flächenheizungen etc.
- Ladeinfrastruktur Elektromobilität

Insbesondere durch die Elektromobilität bricht ein Großteil der Einnahmen weg. Dies stellt die Herausforderung, dass Elektromobilität heute und mittelfristig gefördert werden muss – also auch nicht die wegfallende Mineralsteuer ersetzen kann - aber langfristig jedoch wieder an den Kosten beteiligt werden muss. Im Wärmesektor ist die Energiebesteuerung fossiler Brennstoffe weniger hoch, jedoch ist die Wettbewerbssituation für neue Stromverbraucher gegenüber den fossilen Wettbewerbstechnologien schlecht. Hierfür sollen Ansatzpunkte und Handlungsempfehlungen diskutieren werden, die eine solche Entwicklung grundsätzlich unterstützen. Ziel ist dabei nicht Lösungen eindeutig zu quantifizieren sondern mögliche Optionen und eine grundsätzliche Lösbarkeit aufzuzeigen. In Abbildung 5-7**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** - rechts ist eine mögliche Entwicklung dargestellt und in den Kapiteln 6 und 7 sind entsprechende Maßnahmen detaillierter erläutert.

Grundsätzlich kann die Wettbewerbssituation für neue Stromverbraucher verbessert werden, wenn fossile Brennstoffe und damit die Wettbewerbstechnologien teurer werden. Dabei muss aber berücksichtigt werden, dass die spezifischen Preissteigerungen sozial- und industriepolitisch verträglich bleiben. In Abbildung 5-7 wurde unterstellt, dass die spezifischen Preissteigerungen für den Endverbraucher - bestehend aus Primärenergieträger-Verteuerung und höherer Besteuerung – in ihrer absoluten Höhe von den zu erwartbaren Effizienzsteigerungen (z.B. durch Dämmung bei Bestandsgebäuden, Verbrauchsreduktion von Verbrennungsmotoren-Pkw) kompensiert werden.

Mögliche Maßnahmen sind:

- Erhöhung der Steuer für Kraftstoffe (Verkehr) und Brennstoffe (Wärme)
- Einführung einer CO_2-Steuer oder alternativ Koppelung der Energiesteuer an die CO_2-Emissionen und kontinuierliche Erhöhung dieser Steuer
- Reformierung der Mineralölsteuer neben CO_2 Abpassung der Besteuerung des Energiegehalts
- Verlagerung der Stromsteuer auf Energiesteuer im Wärmemarkt
- Oder Verlagerung von Finanzierung der staatlichen Ausgaben des Verkehrssektors von Steuerfinanziert auf Nutzerfinanziert wie Ausweitung und Erhöhung der Lkw-Maut und Einführung einer fahrleistungsabhängigen Pkw-Maut

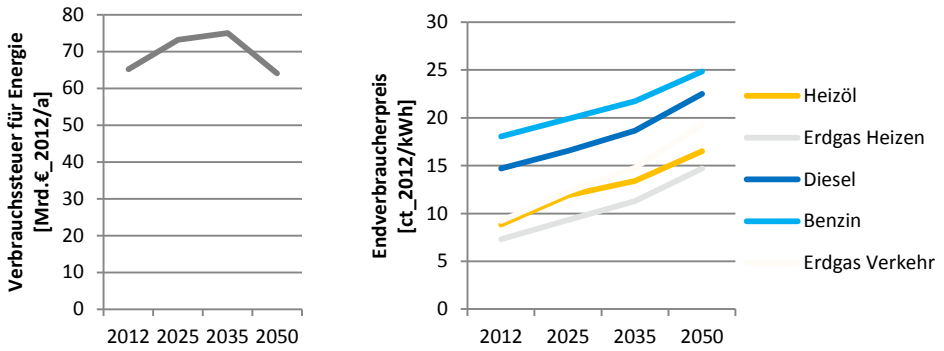


Abbildung 5-7: Entwicklung Staatseinnahmen und Endverbraucherpreise – Mögliche Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens

6 Roadmap Wärme

Zur Zielerreichung des beschriebenen Energiesystems für das Jahr 2050 bedarf es einer konsequenten Umsetzung einer skizzierten Wärmeroadmap. Diese unterteilt sich in die unterschiedlichen Bedarfstypen Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistung sowie Industrie. Für die identifizierten Schlüsseltechnologien im Wärmebereich sind weitere Handlungsempfehlungen zur verbesserten Marktdurchdringung entwickelt worden.

6.1 Wohngebäude - Haushalte

In den folgenden Abbildungen ist die Entwicklung des Wärmemarktes dargestellt. Dabei stellt der Balken rechts die Primärenergieeinsparung[1] 2050 gegenüber 2012 (temperaturbereinigt) dar. Aus der Kombination der Effekte von Gebäudedämmung und hohen Einsparung durch Umweltwärme (gegenüber nur geringen zusätzlichen Wärmenetzverlusten) sinkt der Primärenergieverbrauch im Haushaltsbereich deutlich stärker als im Industriebereich. Der in der Mitte dargestellte Verlauf stellt dagegen die Endenergie dar, welche 2012 aufgrund der Nicht-Berücksichtigung der Wärmenetzverluste etwas geringer und 2050 aufgrund der gemeinsamen Bilanzierung von WP-Stromverbrauch und WP-Umweltwärme deutlich höher als die Primärenergie ausfällt. Die Entwicklung wurde dabei entsprechend der Simulationsergebnisse von Stützjahren und der Dynamik der Entwicklung in 3 Phasen 2012 bis 2025, 2025 bis 2035 und 2035 bis 2050 eingeteilt und entsprechende wesentliche Charakteristiken und Meilensteine identifiziert.

Der Primärenergiebedarf für den Wärmebedarf der Haushalte lag 2012 bei rund 553 TWh/a und setzt sich zu 42% aus Erdgas, 23% aus Erdöl und jeweils 14% aus Fernwärme und Biomasse zusammen. Im Jahr 2050 könnte dieser Primärenergiebedarf um rund 70% gesenkt werden und sich zu einem sehr effizienten Wärmesystem transformieren. Nach den Projektergebnissen kann eine Wärmetransformation in Kopplung mit einem hoch fluktuierenden Stromsystem in drei Phasen untergliedert werden:

Phase I: Reduktion der Systemtemperaturen
Phase II: Flexibilisierung und Ausbau der Wärmepumpen
Phase III: Starke Nutzung von Power-to-Heat

Diese Wärmetransformation sollte nach folgenden fünf aufeinander aufbauenden Schwerpunkten für die Haushalte aufgebaut werden:

1. Reduzierung der Systemtemperaturen im Gebäude sowie in der bestehenden und auszubauenden Fernwärme. Niedertemperaturnetze und „kalte“ Fernwärme stehen im Vordergrund. Damit gehen die Kopplung der energetischen Sanierung der Wohngebäude und der Einsatz von Niedertemperaturheizungen wie Fuß-, Wand- und Deckenheizungen einher. Insbesondere für den Einsatz von dezentralen Wärmepumpen ist die Reduzierung der Systemtemperaturen in der ersten Phase

[1] Als Bilanzierungsmethode des Primärenergieverbrauchs bei KWK auf die Koppelprodukte Strom und Wärme wurde dabei vereinfacht inbetriebnahmejahrunabhängig die erzeugte Wärme der Wärmeseite und die Differenz einschließlich Verluste der Stromseite zugeordnet, da dies die größte Übereinstimmung mit der finnischen Methode über eine Bandbreite moderner KWK-Anlagen aufweist.

von großer Bedeutung. Direkte Stromheizungen sind eher ungeeignet und sind aus den Bestandsgebäuden auszubauen.

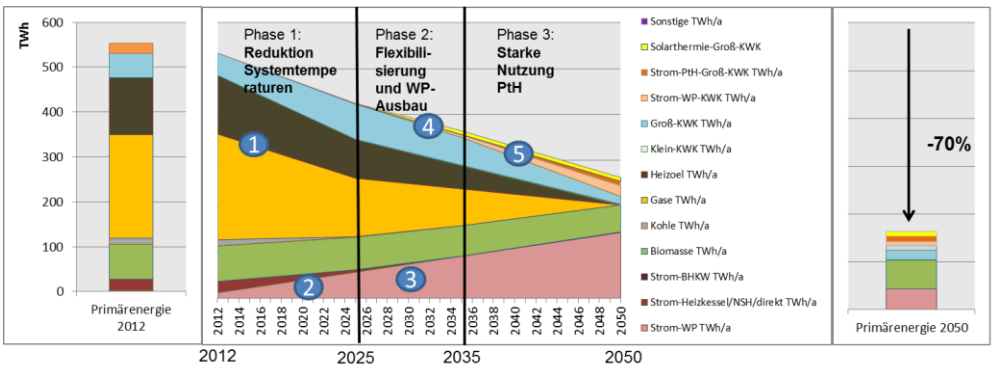
2. Durch die reduzierten Systemtemperaturen erhöht sich die Jahresarbeitszahl der Luft-/Sole-Wasser-WP. Es wird neben dem vermehrten Einsatz im Gebäudebestand ein möglichst hundertprozentiger Anteil von WP im Neubau erstrebt. Insbesondere ersetzen Wärmepumpen alte aber auch derzeit noch neu zugelassene Öl-Kessel, die zwischen 2010 und 2025 stark zurückgehen. Neben dem Rückgang der dezentralen Öl-Kessel verdrängen WP zunehmend Gas-Kessel und setzt sich somit einem weiteren Ausbau des Gasnetzes entgegen. Im Altbestand (schwer sanierbar/ ländlich geprägt) steht die holzartige Biomasse in Form von Pellets, Scheitholz etc. im Vordergrund und ist Hauptenergieträger.

3. In der zweiten Phase „Flexibilisierung" wird der Anteil der WP weiter erhöht. Durch die Flexibilisierung und der Ausnutzung vorhandener Wärmespeicher (thermische Gebäudehülle sowie Warmwasserspeicher) wird in einem weiter zunehmenden fluktuierenden Stromsystem das Gebäude optimal ins System integriert. Simulationen auf Gebäudeebene zeigen, dass alleine eine effiziente Gebäudehülle als thermischer Speicher im Bereich von Tagespeicher bis sogar Wochenspeicher dienen kann.

4. Durch die Reduzierung der Systemtemperaturen auf Gebäudeebene in Phase I steht auch die Reduzierung der Fernwärmetemperaturen auf unter 80°C im Mittelpunkt. Die derzeit in der Fernwärme genutzten Energieträger Gas und Steinkohle werden vermehrt durch zentrale Groß-Wärmepumpen, Solarthermie und Groß-KWK ersetzt. Groß-KWK besitzen einen Anteil von 47% an der Fernwärme im Jahr 2050. Für zentrale Groß-WP sind neue Wärmequellen wie Abwasser, Sole, Abwärme aus Rechenzentren, Gewerbebetriebe etc. zu erschließen.

5. Durch die in der dritten Phase stark zunehmenden Stromüberschüsse mit hohen Leistungsgradienten nimmt die Nutzung von Power-to-Heat in der Fernwärme durch Groß-WP (JAZ > 2,5) und Elektrodenkessel (JAZ =1) an Bedeutung zu. Dies führt gleichzeitig zu einer Reduzierung der Auslastung der KWK-Anlagen.

Abbildung 6-1 zeigt graphisch die Wärme-Roadmap für den Nutzungstyp Haushalte, den Primärenergiebedarf für 2012 mit rund 554 TWh/a und nach der Transformation im Jahr 2050 mit 163 TWh/a.



1. Reduzierung der Systemtemperaturen im Gebäude/ in der Fernwärme → Kopplung der energ. Sanierung mit Umrüstung auf Niedertemperaturheizung
2. Ausbau dezentraler Sole/Luft-Wasser-Wärmepumpen →Neubau ALLE + Bestand VERMEHRT
3. Flexibilisierung des Wärmesektors
4. Erschließung neuer Wärmequellen für Fernwärme (Sole, Abwasser, Abwärme, Solarthermie)
5. Nutzung von PtH in der Fernwärme – Groß-WP (JAZ = 2,5) und Elektrodenkessel (JAZ =1)

Abbildung 6-1:
Roadmap Wärmebedarf Haushalte

Die Raumwärmeerzeugung setzt sich 2050 aus 76% objektgebundener und zu 24% aus netzgebundener Versorgung zusammen. Die Hauptenergieerzeuger 2050 am Endenergiebedarf sind dezentrale Wärmepumpen (Umweltwärme und EE-Strom) mit 53%, Biomassekessel in ländlich geprägten und schwer energetisch sanierbaren Bestandsgebäuden mit 22% sowie Fernwärme mit 24%. Die Fernwärme besteht aus 6% Groß-KWK, 3% Groß-KWK-Kessel, zu 8% aus der Kombination Wärmepumpe+Kessel sowie 4% aus direkter Stromnutzung in Kopplung mit Groß-KWK-Anlagen und 3% aus Solarthermie in der Fernwärme.

Durch die effiziente Umwandlung von EE-Strom in Raumwärme und dem hohen Anteil aus Umweltwärme (Geothermie, Wasser, Eisspeicher sowie Luft) liegt der Primärenergiebedarf gegenüber dem Endenergiebedarf niedriger. Der Strombedarf dezentraler Wärmepumpen liegt dadurch bei 26% des Primärenergiebedarfs 2050, obwohl er über 50% des gesamten Wärmebedarfs der Haushalte ausmacht. Der Anteil der Biomasse sowie der Fernwärme besitzt einen Anteil von 36% am Primärenergiebedarf.

6.2 Nichtwohngebäude – Gewerbe, Handel, Dienstleistung

Ähnlich dem Primärenergiebedarf des Wärmesektors der Haushalte entwickelt sich der Primärenergiebedarf im GHD Sektor. Dieser reduziert sich von rund 236 TWh/a um rund 74% auf rund 60 TWh/a im Jahr 2050.

Die Wärme-Roadmap des GHD Sektor kann nach den Ergebnissen aus folgenden drei Phasen bestehen:

Phase I: Reduktion der Systemtemperaturen
Phase II: Flexibilisierung und Ausbau der Wärmepumpen
Phase III: Starke Nutzung von Power-to-Heat

In diesen drei Phasen sollten fünf Schwerpunkte für den GHD Sektor im Vordergrund stehen.

1. Durch die Kopplung energetischer Sanierung des Gebäudebestandes mit dem vermehrten Einbau von Niedertemperaturheizungen werden die Systemtemperaturen von über 60°C im Vorlauf sukzessive reduziert. Im Vordergrund stehen Niedertemperaturheizungen wie Flächenheizungen und betonaktivierbare Bauteile. Im Fokus steht nicht nur der Neubau sondern der Bestand aus Büro- und Einzelhandel. Auch hier verdrängen dezentrale Wärmepumpen Öl- und Gas-Kessel im Bestand.

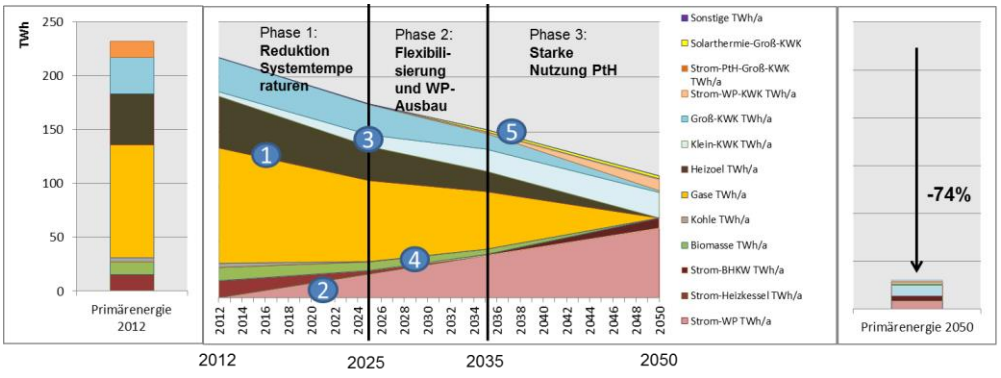
2. Durch die Reduzierung der Systemtemperaturen und den Ausbau von Flächenheizsystemen erhöht sich Anlagenaufwandzahl bzw. Effizienz der WP. Von hoher Bedeutung ist der Ausbau effizienter Sole-Wasser-WP mit einer JAZ größer 4. Mit dem Ausbau der WP im Bestand und Neubau geht die Reduktion der Öl-und Gas-Heizungen einher.

3. Neben Wärmepumpen sollte im GHD Sektor und den unterschiedlichen Wärmeprofilen wie Büronutzung, Einzelhandel, Schulen, Krankenhäuser etc. die Nutzung von dezentralen und flexiblen KWK-Anlagen (Mini-BHWK) forciert werden.

4. Diese dezentralen KWK-Anlagen sind strompreisgeführt und wärmeentkoppelt. Große Volumina an thermischen Speichern führen zu einer hohen Flexibilität für den Stromsektor mit hohem fluktuierendem Anteil. Hybridsysteme (BHKW+Heizstab) und flexible WP+Speicher erhöhen die Flexibilisierung und werden einem stark fluktuierenden Windenergieanteil während der Heizperiode gerecht. Die Biomassenutzung im GHD Sektor reduziert sich. Die Nutzung holzartiger Biomasse wechselt in den älteren Gebäudebestand der Wohngebäude sowie in der Industrie für die Prozesswärme.

5. In der letzten Phase nimmt die Bedeutung weniger effiziente Power-to-Heat wie der Heizstab (JAZ=1 gegenüber der WP mit größer 3) zu. In der Fernwärme sind Kombinationen aus KWK und Wärmepumpe die Schlüsseltechnologien.

Abbildung 6-2 zeigt die Entwicklung der Wärme-Roadmap für den GHD-Sektor zwischen 2012 und 2050.



1. Reduzierung der Systemtemperaturen → Kopplung der energ. Sanierung mit Niedertemperaturheizungen, Neubau ausschließlich Flächenheizsysteme
2. Ausbau dezentraler Wärmepumpen
3. Zubau dezentraler KWK-Anlagen
4. Flexibilisierung des Wärmesektors (WP sowie BHKW+PtH)
5. Transformation Fernwärme - Ausbau Groß-Wärmepumpen und Solarthermie in der Fernwärme/Nahwärme

Abbildung 6-2:
Roadmap Wärmebedarf GHD

Durch die Umsetzung der Wärme-Roadmap im GHD Sektor wird der Anteil dezentraler WP am Endenergiebedarf Wärme-GHD auf 57% gesteigert. Dieser lag 2012 noch bei unter 1%. Damit würden dezentrale Wärmepumpen gefolgt von dezentralen KWK-Anlagen mit 21% und der Fernwärme mit 9% den größten Anteil am Wärmemarkt GHD ausmachen.

Die objektgebundene Versorgung macht im GHD-Wärmemarkt 86% des Endenergiebedarfs aus, 14% werden durch netzgebundene Lösungen (Inselnetze, Nah- und Fernwärme) versorgt.

Die Fernwärme setzt sich 2050 aus 2% Groß-KWK und Kessel, 9% Groß-WP+KWK sowie 1% aus direkter Stromnutzung in Kopplung mit Groß-KWK und mit 2% aus Solarthermie zusammen.

Ähnlich dem Haushaltssektor reduziert sich der Primärenergiebedarf weit deutlicher als der Endenergiebedarf. Grund ist hier die hohe Effizienz der dezentralen Wärmepumpen. Wie im Haushaltssektor auch können für Groß-Wärmepumpen in der Fernwärme Abluft, Abwärme aus der Industrie sowie Abwärme aus Abwasser genutzt werden, wodurch die Effizienz der Groß-Wärmepumpen gegenüber direkter Stromnutzung oder der Verbrennung von Erdgas gesteigert wird.

6.3 Nichtwohngebäude - Industrie

Den Haushalten und dem GHD Sektor steht der Wärmebedarf in der Industrie mit einem geringen Raumwärmebedarf und einem hohem Prozesswärmebedarf entgegen. 2012 lag der Primärenergiebedarf in der Industrie für Wärme bei rund 534 TWh/a. Durch die Nutzung von neuen effizienteren Wärmetransformationstechnologien wie Groß-Wärmepumpen bis zu einem Temperaturbereich von 100°C, der KWK-Nutzung bis 500°C sowie die Nutzung von Power-to-Heat in hohen Temperaturbereichen führen zu einer weiteren Effizienzsteigerung. Die Wärme-Roadmap für den Industriesektor wird unterteilt zwischen:

Phase I: Generelle Effizienzsteigerung
Phase II: Rückgang fossiler Energieträger
Phase III: Starke Nutzung von Power-to-Heat

Die nach den Modellrechnungen notwendigen Schritte wären:

1. Effizienzsteigerung durch Wärmepumpen für Raumwärme und Prozesswärme auf niedrigem Temperaturniveau und einen Wechsel direkter fossiler Verbrennung auf die gekoppelte Nutzung im KWK-Prozess. Damit einher reduziert sich die Nutzung von Kohle und Öl als Energieträger in diesem Sektor.

2. Ausbau hybrider Systeme und der direkten Stromnutzung durch Elektrodenkessel im Temperaturbereich bis 500°C. EE-Strom im oberen Temperaturbereich verdrängt somit vermehrt auch Gas als Energieträger.

3. Ausbau direkter Power-to-Heat Technologien im hohen Temperaturbereich sowie Fokussierung der Groß-KWK-Kraftwerke auf Dampfanwendungen. Warmwasser in der Industrie bis 100°C wird schließlich größtenteils durch effiziente Groß-WP bereitgestellt.

Durch die Umsetzung der beschriebenen Schritte kann der Primärenergiebedarf für Raumwärme und Prozesswärme in der Industrie um 34 Prozent auf 354 TWh/a gesenkt werden. Abbildung 6-3 zeigt die Entwicklung des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Prozesswärme in der Industrie sowie deren Primärenergiebedarf 2012 und 2050.

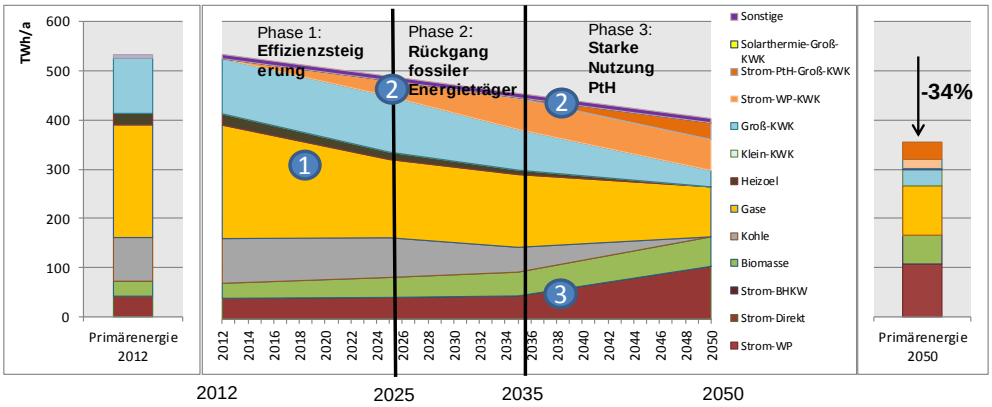


Abbildung 6-3: Roadmap Wärmebedarf Industrie

1. Generelle Effizienzsteigerung im Wärmesektor
2. Ausbau effizienter PtH Technologien – frühzeitig Groß-WP im niederem Temperaturbereich (<100°C) und mittelfristig Elektrodenkessel im höheren Temperaturbereich (100-500°C)
3. Ausbau der direkten Stromnutzung bei hohen Temperaturen → Hybridsysteme und neue elektrische Verfahren

Die Abbildung 6-3 zeigt, dass die Verbrennung von Kohle (Bedarf 2012 rund 90 TWh/a) ab 2025 gegen Null sinkt. Der Energieträger Gas von heute rund 230 TWh/a halbiert sich bis zum Jahr 2050 und besitzt 2050 nur mehr einen Anteil von 24% gegenüber heute mit 43%. Die Nutzung von Bioenergie als holzartige Biomasse verdoppelt sich von 30 TWh/a auf 60 TWh/a. Biomasse besitzt dann einen Anteil von rund 15% am Endenergiebedarf 2050.

Weiter reduziert sich der Anteil zur Wärmeerzeugung aus Groß-KWK Anlagen von 111 TWh/a auf 33 TWh/a. Die direkte Stromnutzung aus erneuerbaren Energien steigt von rund 42 TWh/a auf rund 107 TWh/a im Jahr 2050. EE-Strom aus Wind und PV, Gase und Biomasse sind im Jahr 2050 die Hauptenergieträger in der Industrie.

6.4 Handlungsempfehlungen

Im Folgenden werden grundsätzliche energiewirtschaftliche Hemmnisse und bevorzugte Handlungsoptionen dargestellt, welche sich auf den in Abschnitt 4.6 dargestellten Rahmen der bestehenden rechtlichen Rahmenbedingungen und Förderungen beziehen. Die rechtliche Umsetzbarkeit der Handlungsempfehlungen ist in Kapitel 7 erläutert.

6.4.1 Sektorkopplung - Verlagerung Stromsteuer auf Energiesteuer, Bepreisung von CO_2

Ein Grundsatzproblem für eine Ausweitung der Stromnutzung im Wärmesektor ist die ungleichmäßige Belastung von Steuern und Abgaben von Strom im Vergleich zu Heizöl und Erdgas. Neue Stromanwendungen weisen höhere Betriebskosten auf als fossile Referenztechnologien und können auch durch die Effizienzgewinn der Umweltwärme im Fall von Wärmepumpen meist nicht die höheren Investitionskosten erwirtschaften. In Abbildung 6-4 sind die Bruttoarbeitspreise auf Haushaltsebene für 2015 dargestellt. Insbesondere im Wärmemarkt ist die Situation im Vergleich zum Verkehrssektor

schlechter. Im Gewerbe kann dabei oft die Mehrwertsteuer entfallen. Im Industriebreich ist die Situation heterogen und es sind im Bereich der energieintensiven Industrie teilweise Befreiungstatbestände sowohl im Strombereich als auch bei der Energiebesteuerung fossiler Brennstoffe anzuwenden. Gerade auch im Europäischen Vergleich ist der Kostenunterschied zwischen fossilen Brennstoffen und Strom in Deutschland deutlich größer.

Eine mögliche auf effizienten Marktmechanismen basierende Handlungsoptionen ist die maximale Reduktion der Stromsteuer (für alle Letztverbraucher) sowie gleichzeitige Erhöhung der Energiesteuer im Wärmebereich als aufkommensneutrale Maßnahme (Fiskus). Durch die mit Wärmepumpen verbunden Effizienzgewinne ließe sich das ursprüngliche Ziel der Stromsteuer (Primärenergieeinsparung) deutlich besser erfüllen als im Stromsektor selbst. Mit dem genannten Vorschlag würde sich die in Abbildung 6-4. dargestellte Situation einstellen – also eine Verbesserung der Kostenstruktur für effiziente Sektorkopplungstechnologien und Verschlechterung für die Wettbewerbstechnologien Gas und Öl. Dabei sind die Auswirkungen für einen Haushalt der sowohl Strom als auch Gas oder Öl verbraucht gering.

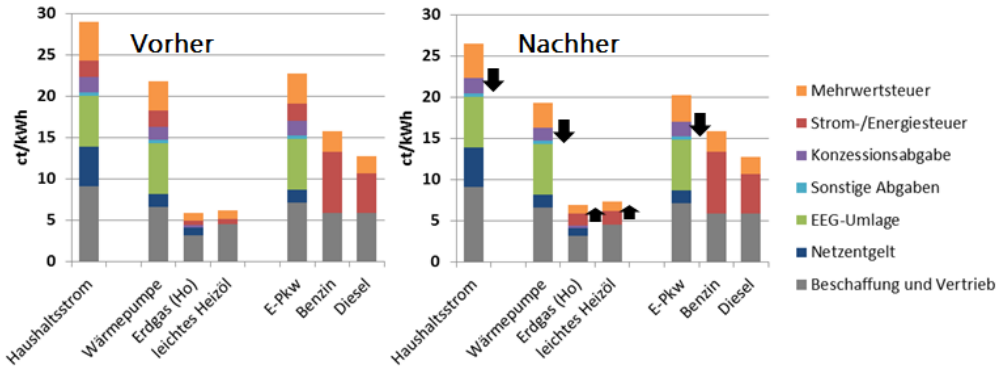


Abbildung 6-4: Verlagerung Stromsteuer am Beispiel Endverbraucher Haushalt

Eine weitergehende Handlungsempfehlung im Bereich unterschiedlichen Kostenbelastung von Strom und Gas/Öl ist die Bepreisung von CO_2 im Bereich dezentraler fossiler Wärme und Verkehrstechniken. Hintergrund dafür ist, dass sich gesamtwirtschaftlich zur Erreichung von Klimazielen hohe CO_2-Vermeidungskosten einstellen, und über einen Markt diese Kosten zumindest anteilig eingepreist werden müssen, damit technologie- und anwendungsoffen die Klimaziele auch erreicht werden können. Der Emissionshandel betrifft derzeit nur Kraftwerke und Teile der Industrie und eine Erweiterung für dezentrale Verbraucher ist folgerichtig. Jedoch sollte im Hinblick auf die Erfahrungen des CO_2-Handels zur Investitionsunsicherheit in Anbetracht schwankender Preise und der Umsetzbarkeit für Endverbraucher als Akteure, eine Steuer eingeführt werden (z.B. Erweiterung der Energiesteuer). Die absolute Höhe noch ist hinsichtlich der zulässigen Belastungen für bestimmte Industriebranchen (wirtschaftliche Verträglichkeit) und Bevölkerungsgruppen (soziale Verträglichkeit) zu prüfen.

6.4.2 Sektorkopplung - Dynamische EEG-Umlage und unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen

Als weiterer effizienter Marktmechanismus wird die Einführung einer dynamischen EEG-Umlage - also eine stündlich variable EEG-Umlage in Abhängigkeit des Börsen-Spotmarktpreises – vorgeschlagen. Dadurch erschließen sich 3 Vorteile:

- Zahlungsstrom von unflexiblen Verbrauchern zu flexiblen Verbrauchern
  → Anreiz der Nachfrageflexibilität zur Integration von Wind und PV
- Ermöglicht faire Wettbewerbsbedingungen zwischen den Sektoren Strom und Wärme/Verkehr auf Grenzkostenbasis in Stunden hoher EE-Einspeisung

→ Billiger „Überschussstrom“ zu Heizzwecken wird dadurch gegenüber Gas konkurrenzfähig (Elektrodenkessel, Wärmepumpen)
→ höhere Systemeffizienz
→ Investitionsanreiz für neue Stromverbraucher

- Bessere Vereinbarkeit von Eigenstrom- und Fremdstrombezug

Insbesondere für die effizienten dezentrale Verbraucher Wärmepumpen und E-Pkw sollte die dynamische Umlagen nicht nur für RLM-Kunden gelten sondern auch für „unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen“ nach §14a EnWG (Abbildung 6-5 oben). Dabei wird eine Einführung auf freiwilliger Basis präferiert, um eine Schlechterstellung für bestimmte RLM-Kunden und §14a-Bestandkunden, für welche die Investition in Smart-Meter sich ggf. als nicht wirtschaftlich darstellt, zu vermeiden. Dabei muss explizit darauf verwiesen werden, dass nach den derzeitigen Messstellen-Rahmenbedingungen für die Umsetzung bei unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen eine RLM notwendig wäre, welche jedoch für Kunden mit einem Jahresverbrauch über 100.000 kWh gedacht ist. Für Wärmepumpen und E-Pkw wäre eine RLM viel zu teuer, weswegen für Verbraucher nach §14a durch den VNB und Messstellenbetreiber eine „Zählerstandsgangmessung und -bilanzierung" als alternative Abrechnung des Fahrplans akzeptiert werden muss.

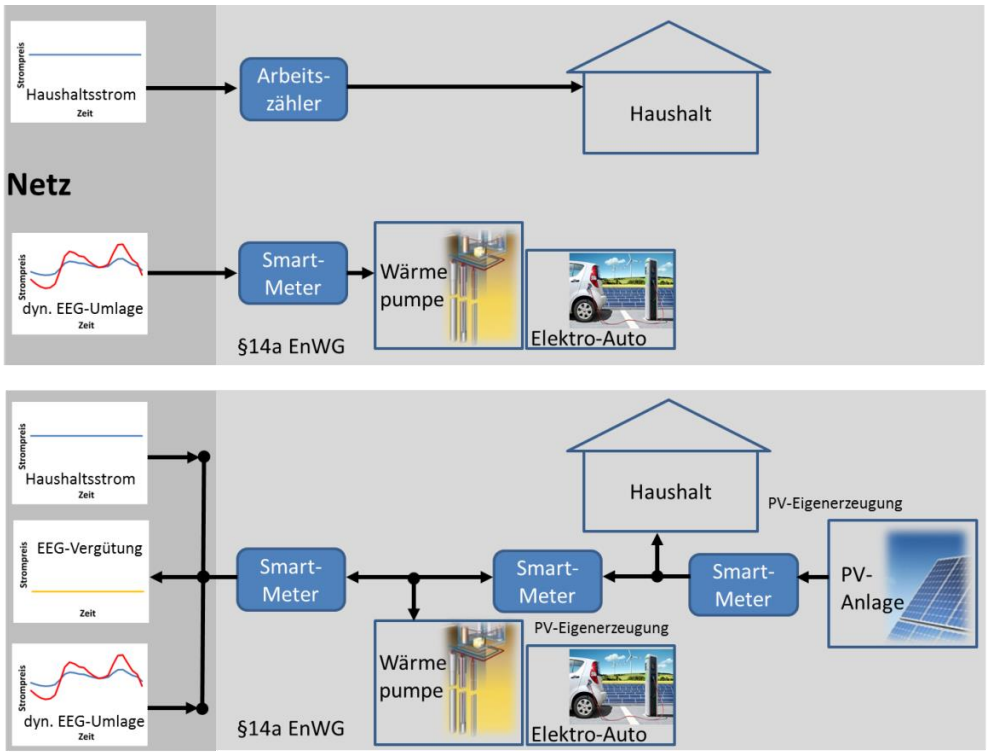


Abbildung 6-5: Einführung dynamischer Umlagen und Verbesserung der Rahmenbedingungen für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen

Weitergehende Rahmenbedingungen für Wärmepumpen sind die Einführung eines verpflichtendes Angebotes einer 3-Zähler-Abrechnung bei PV-Eigenerzeugung (Abbildung 6-5 unten) – also eine Bestimmung der wirtschaftlich besser gestellten PV-Haushaltsstromdeckung, der PV-Wärmepumpen-/-E-Pkw-Deckung und des §14a-Fremdstrombezugs mittels 3er-Zähler - als frei wählbare Option. Damit ist die Pflicht für jeden VNB verbunden, diese Abrechnung den Verbrauchern nach §14a EnWG für einen den Kosten entsprechenden Grundpreis anzubieten. Dabei ermöglicht der 15-Minutenzähler (als RLM oder Smart-Meter) die Nutzung eines reduzierten Netzentgeltes und der PV-Eigenerzeugung bei gleichzeitiger Abrechnungsmöglichkeit der dynamischen EEG-Umlage. Ein weiterer Handlungspunkt ist die Pflicht für jeden VNB Verbrauchern nach §14a EnWG ein reduziertes Netzentgelt (20% der normalen Netzentgelte) anzubieten.

Durch die Kombination dieser Maßnahmen wird eine Erhöhung des Anreizes zum Lastmanagement erreicht und ein Deckungsbeitrag bei Wärmepumpen und E-Pkw geleistet. Es verbessert die Kostenstruktur und die Eingliederung in den Strommarkt. Die Regelungen führen dazu, dass eine Kombination von Wärmpumpen und E-Pkw mit PV wirtschaftlich möglich ist. Gleichzeitig wird dadurch eine bessere Abstimmung der Eigenerzeugung mit dem Strommarkt erreicht, da eine dynamische EEG-Umlage zu einer besseren Marktintegration der Eigenerzeugung bzw. einer Reduktion des Anreizes zur Optimierung von Subsystemen führt. Zusätzlich ermöglicht eine dynamische EEG-Umlage die Potenziale für Power-to-Heat (Elektrodenkessel im Bereich Fernwärme und Industrie) bei negativen Preisen zu heben und sichert als Zusatzerlös die Investitionsentscheidung für den Regelleistungsmarkt ab. Sie stellt damit eine technologieoffene Umsetzungsvariante der in einer Studie der Agora Energiewende [IWES, SUER, IFAM 2014] geforderten reduzierten EEG-Umlage für Power-to-Heat dar.

6.4.3 Ausbau MAP für eine effiziente Anlagentechnik

Wie in Kapitel 5.1.2 beschrieben trat zum 1. April 2015 durch die Novelle der Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm, MAP) in Kraft. Durch die Novellierung des MAP wurden die meisten Handlungsempfehlungen zur Förderung der Schlüsseltechnologien aufgegriffen. Es bleibt dabei abzuwarten wie weit die Novellierung zu einem erhöhten regenerativen Anteil im Wärmemarkt wirklich beiträgt. Zu empfehlen wären neben der besseren Förderung der unterschiedlichen Technologien eine generelle bundeshaushaltsunabhängige Förderung sowie eine gesetzlich eindeutig geregelte Mindestfinanzierung für regenerative Wärmetechnologien. Dies würde Unternehmen mehr Sicherheit beim Ausbau neuer Technologien geben, einen größeren Markt eröffnen und dadurch Kosten reduzieren.

Eine Anhebung einer gemeinsamen Förderung von effizienten WP und Niedertemperaturheizungen mit sehr niedrigen Systemtemperaturen ist zu empfehlen. Zur weiteren Reduzierung der Systemtemperaturen bzw. der Vor- und Rücklauftemperaturen in Gebäuden wäre eine Förderung in Abhängigkeit der Temperaturen erstrebenswert.

6.4.4 Neubau und die energetische Sanierung des Gebäudebestandes

Der weitaus größte Teil des Potenzials zur CO_2-Minderung im Gebäudesektor liegt bei den Bestandsgebäuden. Der Wohnungsmarkt wird zu etwa zwei Dritteln von Gebäuden dominiert, die in Zeiten errichtet wurden, als es noch keine Wärmeschutzanforderungen gab (bis 1978). Weiter ist die Erhöhung der energetischen Sanierungsquote des Gebäudebestandes zur Reduzierung der Systemtemperaturen und somit auch zum Ausbau der dezentralen Wärmepumpen unabdingbar. Als größtes Hemmnis kann die stark vom Gebäude und Nutzer abhängige und deshalb vielfach noch geringe Wirtschaftlichkeit genannt werden.

Im derzeitigen KfW Programm 151 und 152 werden die energetisch bedingten Investitionskosten durch zinsgünstige Kredite (0,75% effektiver Jahreszins) als auch durch einen Investitionszuschuss (Programm 430) gefördert[1]. Nach (Henger, 2014) sind bei den heutigen Niedrigzinsen hauptsächlich die Zuschüsse für eine energetische Sanierung relevant. Dabei muss man sich für eines der Programme entscheiden. Als

[1] Quelle: KfW.de

Handlungsempfehlung wären eine weitere Vereinfachung sowie die Kombination aus beiden Programmen zu nennen. Weiterhin gibt es nach [Henger, 2014] eine Vielzahl (rund 600) weiterer kleiner Förderprogramme die auf den KfW Programmen oder auch auf das MAP aufsetzen. Eine weitere Vereinheitlichung und eine Reduzierung der Programme würde die Komplexität als auch die administrativen Kosten reduzieren.

Als weitere Handlungsempfehlungen zur Erhöhung der energetischen Sanierung wird zwischen weichen und harten Maßnahmen unterschieden. Zu den weichen Maßnahmen gehören:

- Erhöhung des Fördervolumens für energetische Sanierung sowie eine Verstetigung der Fördersumme für die nächsten 5 Jahre.
- Die Einführung von Anreizen, die zu einer Verbesserung bei Qualifikation und Erfahrung des installierenden Handwerks führen.
- Die Einführung steuerliche Förderung von energetischen Sanierungsmaßnahmen welche im Jahr 2011 bereits vom Bundestag beschlossen wurden aber bisher am Wiederstand der Länder gescheitert ist.
- Den vorzeitigen Ersatz alter Heizanlagen statt 30 Jahren (bisherige Regelung) auf 25 Jahre reduzieren sowie eine vermehrte Prüfung der konsequenten Umsetzung.

Als harte Maßnahmen gelten rechtliche Maßnahmen wie die Untersagung zur Installation von veralteten oder Treibhausgasen emittierenden Technologien im Neubau. Als Beispiel kann Dänemark aufgeführt werden in dem seit 2013 Öl- und Gaskessel für Neubauten und ab 2016 neuen Öl-Heizkessel in bestehenden Gebäuden wo Fernwärme oder Erdgas zur Verfügung stehen, verboten sind. Dabei hat sich herausgestellt, dass Technologieunternehmen einem Verbot von fossil gefeuerten Kesseln durchaus positiv entgegen stimmen können. Eine generelle Untersagung einzelner Technologien führt zu einer erhöhten Innovationskraft als auch zu mehr Sicherheit beim Ausbau effizienter aber am Markt noch nicht etablierten Technologien. Weiter werden Kosten durch den neuen Massenmarkt reduziert. Als Beispiel kann hier die Glühbirne und die Kostensenkung bei LEDs genannt werden. Als Maßnahme für Deutschland wird die Untersagung zur Installation von fossilen und biogenen dezentralen Kesseln im Neubausektor ab 2020 für Wohn- und Nichtwohngebäude empfohlen.

6.4.5 Ausbau der Fern- und Nahwärme

Neben dezentralen Anlagen werden auch Nahwärmenetze durch das MAP gefördert. Nach [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015] kann ein Tilgungszuschuss von bis zu 60€ je errichtetem Meter Trassenlänge gewährt werden bei der Errichtung und Erweiterung von Nahwärmenetzen, die mit Wärme aus erneuerbaren Energien gespeist werden. Große Solarthermieanlagen (ertragsorientiert) werden ebenso gefördert wie Groß-WP, welches beide Schlüsseltechnologien in den Berechnungen für Fern- und Nahwärmenetze sind. Neben den durch die Novellierung verbesserten Förderbedingungen für die Integration von erneuerbaren Energien in der Fernwärme sollte generell die Reduzierung der Netztemperaturen gefördert werden. Erst bei Temperaturen von unter 90°C in sogenannten Niedertemperaturnetzen ist ein Wärmeeintrag durch Solarthermie möglich. Weiter erhöht sich die Effizienz von Groß-WP bei einer weiteren Reduzierung der Vorlauftemperaturen in einem Fernwärmenetz. „Kalte" Wärmenetze mit Temperaturen um die 40°C reduzieren die Verteilverluste auf ein Minimum und erhöhen die Effizienz zur Wärmeauskopplung der betrachteten Systeme.

7 Roadmap Verkehr

Für die Transformation des Verkehrssektors hin zu einer primär strombasierten Energieversorgung (direkt, PtX) gibt es eine Vielzahl von Entwicklungspfaden. Im Folgenden soll dabei ein möglicher Pfad inklusive Handlungsempfehlungen und Meilensteinen (Roadmap) hin zu dem im Zielszenario dargestellten kostenoptimierten Zustand in 2050 skizziert werden. Die Roadmaps sind dabei getrennt nach den Bereichen Motorisierter Individualverkehr (Kapitel 7.1), Straßengüterverkehr (Kapitel 7.2) und Gesamtverkehr (Kapitel 7.3) dargestellt.

Wesentliche Merkmale des Zielszenarios sind dabei, dass die Schlüsseltechnologien eine hohe Marktdurchdringung erreichen, sowie die Nutzung der Synergien zwischen dem Verkehrs- und den Stromsektor. Handlungsempfehlungen, die zur Erreichung dieser Ziele beitragen können, werden im Kapitel 7.3 aufgeführt und nachfolgend im Kapitel 8 aus rechtlicher Sicht bewertet.

Die Roadmaps sind dabei zur Orientierung in verschiedene Phasen eingeteilt, die die Reihenfolge der notwendigen Schritte des Transformationsprozesses darstellen sollen. Sie sind jedoch nicht in dem Sinne zu verstehen, dass das entsprechende Thema (z.B. Markthochlauf für eine Technologie) exklusiv vorangetrieben werden sollte.

7.1 Motorisierter Individualverkehr

Für die Roadmap des MIV ist der Zeitraum bis 2050 grob in drei Phasen unterteilt:

- Markthochlauf Elektromobilität
- Flexibilisierung
- Forcierte Integration von EE

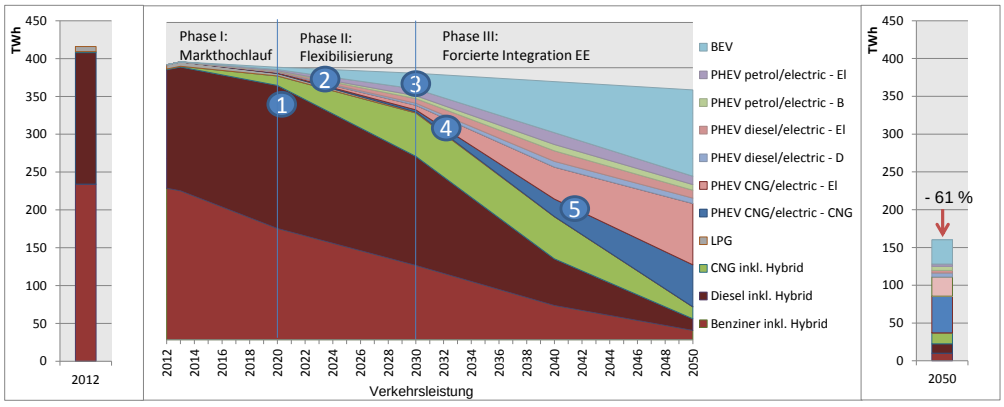


Abbildung 7-1: Roadmap Motorisierter Individualverkehr (MIV)

1. Eine Million Elektrofahrzeuge in 2020
2. Ausbau öffentliche Ladeinfrastruktur
3. Sechs Millionen Elektrofahrzeuge in 2030
4. Flächendeckende Infrastruktur für Gasfahrzeuge vorhanden
5. Markthochlauf gasbasierte PHEV und PtG-Produktion

Markthochlauf Elektromobilität

Wesentliche Technologien im kostenminimalen Szenario bei den Pkw und LNF sind BEV und PHEV (direkte Verwendung von Strom). Diese befinden sich derzeit, wie in Abschnitt 0 dargestellt, in einem Nischenmarkt und damit weit von dem im Zielszenario in 2050 angenommenen Zustand, aber auch von den von der Bundesregierung

formulierten Zielen von einer Million Elektrofahrzeugen in 2020 bzw. 6 Mio. in 2030 [Bundesregierung, 2010], entfernt. Verglichen mit der derzeitigen Marktentwicklung sind diese Ziele als ambitioniert einzuordnen. Dennoch ist, unabhängig von diesen Zielwerten, für den im Zielszenario beschriebenen Zustand das frühzeitige Erreichen eines Massenmarktes notwendig. Zudem ist aus Effizienz- und Umweltgesichtspunkten die direkte Stromnutzung im Verkehrssektor vor alternativen Pfaden der Integration von EE (z.B. über PtX) solange zu priorisieren, wie Erneuerbare Energien noch nicht die dominierende Rolle im Energiesystem übernommen haben.

Bei Pkw und LNF benötigt es daher über den Status Quo (siehe Kapitel 4.8) hinausgehende finanzielle Förderungen, die in der aktuellen Markthochlaufphase individuelle Nachteile (Kosten, Reichweite) ausgleichen. Entsprechende Handlungsempfehlungen, wie die Einführung eines Bonus-Malus-Systems oder einen Zuschuss für den Kauf von Elektroautos aus einer fahrleistungsabhängigen Pkw-Maut sind in Kapitel 7.3 dargestellt.

Flexibilisierung der Nachfrage

In dem kostenoptimalen Szenario wird mittelfristig die Nutzung von Synergien zwischen den Sektoren zunehmend wichtig, um hohe Mengen anfallenden fluktuierenden PV-Stromes mit den neuen Verbrauchern im Verkehr in Deckung zu bringen.

Werden die Möglichkeiten der Flexibilisierung der Nachfrage nicht genutzt, verursachen Elektroautos eine Lastspitze in den frühen Abendstunden, die sich mit der Lastspitze in den Haushalten deckt und können auf der anderen Seite die tagsüber vorhandene Spitze im Angebot nicht nutzen. Für eine erfolgreiche Flexibilisierung der Stromnachfrage und Integration des fluktuierenden EE-Stromes bedarf es dabei zum einen der infrastrukturellen Voraussetzungen, zum anderen ein funktionierendes System des Lastmanagements.

Zur Integration der Tagesspitze im Angebot sind die wesentlichen Voraussetzungen in der Infrastruktur öffentliche bzw. semi-öffentliche Ladepunkte, die es erlauben, BEV und PHEV während Nutzungspausen tagsüber zu laden. Ein wesentlicher Anwendungsfall ist dabei der Berufspendler, der sein Fahrzeug auf dem Firmenparkplatz an das Netz anschließen kann. Neben der Infrastruktur ist es wesentlich, dass der Nutzer das Lastmanagement auch akzeptiert: Voraussetzung hierfür dürften zum einen finanzielle Anreize sein und zum anderen eine Technik, die den Ladevorgang im Hintergrund zuverlässig optimiert, so dass keine oder nur geringfügigen Nutzungseinschränkungen auftreten.

Handlungsempfehlungen zur Hebung dieser Synergien, sind die Einführung dynamischer Umlagen und eine Förderung von öffentlicher und gewerblicher Ladeinfrastruktur. Die Förderung der Ladeinfrastruktur kann ferner durch die Einführung einer Pflicht zur Einrichtung von Stellplätzen mit Anschluss an eine E-Ladesäule unterstützt werden (siehe 7.3).

Forcierte Integration von EE

PtG gewinnt langfristig zur Erreichung der Klimaziele im Zielszenario eine hohe systemische Bedeutung. Weiterhin haben, inklusive der CO_2-Vermeidungskosten, gasförmige Energieträger in 2050 Kostenvorteile gegenüber flüssigen Kraftstoffen. Durch den Ersatz von flüssigkraftstoff-betriebenen Verbrennungsmotoren in PHEV durch gasangetriebene Verbrennungsmotoren kann damit sowohl eine Kostenminderung des Gesamtsystems als auch ein höherer Anteil von EE im Verkehrssektor erreicht werden. Wesentlich dafür ist jedoch der Ausbau eines flächendeckenden Gastankstellennetzes.

7.2 Straßengüterverkehr

Insbesondere im Straßengüterverkehr sind Aussagen zu künftigen Antriebskonzepten zum jetzigen Zeitpunkt mit hohen Unsicherheiten behaftet. Dabei sind bei den Fernverkehrs-Lkw die wirtschaftlichen Herausforderungen der Energiebereit-stellung beim Einsatz von Wasserstoff oder von PtX-Kraftstoffen mit den strukturellen Herausforderungen der Einführung des OH-Lkw abzuwägen. Einerseits ist es dabei notwendig, technologische Pfade rechtzeitig anzustoßen, um bis 2050 eine entsprechende Marktdurchdringungen zu erreichen, andrerseits kann eine verfrühte Einschränkung der Optionen zu deutlichen Mehrkosten führen. Die Roadmap fokussiert beispielhaft auf Schritte zur Etablierung des unter den gegebenen Bedingungen aus Kostensicht als optimal identifizierten OH-Lkw, nicht auf die Einschränkung des Entscheidungskorridors hinsichtlich möglicher Antriebsoptionen. Die Entwicklung der Marktdurchdringung des OH-Lkw ist dabei in der Roadmap unterteilt in die drei Phasen:

- Marktvorbereitung
- Markthochlauf
- Etabliertes System

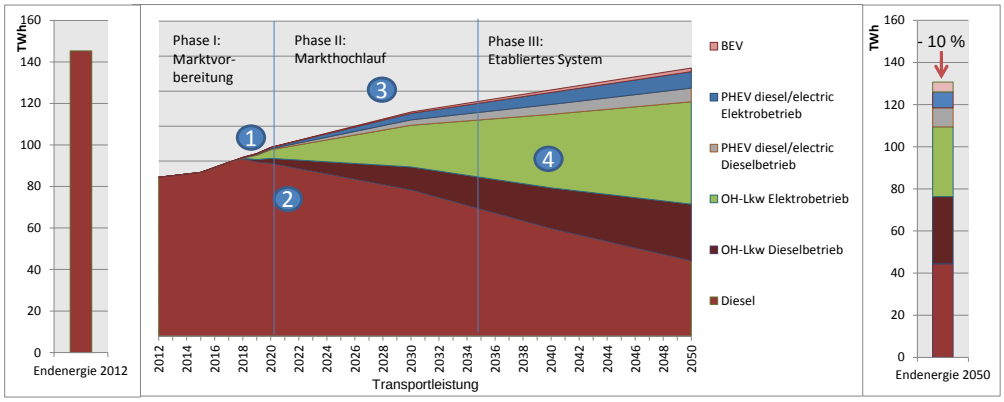


Abbildung 7-2: Roadmap Straßengüterverkehr (SGV)

1. Schaffung der Rahmenbedingungen (Regulatorisch sowie fiskalisch)
2. Kommerzielle Anwendung von OH-Lkw auf kurzen/ mittleren Pendelstrecken
3. Elektrifizierung der wichtigsten TEN-V Korridore (z.B. Rhein-Alpen)
4. Ziel Ausbauzustand Deutschland mit ca. 10.000 km Oberleitung erreicht

Im Unterschied zur Elektromobilität im MIV sind für den Einsatz des OH-Lkw sowie dem Aufbau der dafür benötigten Infrastruktur zunächst die Voraussetzungen für einen Markthochlauf zu schaffen. Wesentlich dafür ist, dass trotz vermutlich geringer Nutzerzahlen während der Einführungsphase des Systems (Henne-Ei-Dilemma), die für eine Etablierung der Technologie notwendigen Rahmenbedingungen geschaffen werden, die Sicherheit für die hohen Infrastrukturinvestitionen erzeugen und zudem das Investment auch bei einem langem Amortisationszeitraum interessant machen.

Marktvorbereitung OH-Lkw

Für die Marktvorbereitung ist es essentiell, dass belastbare und transparente Angaben zu den derzeit angenommenen Kostenstrukturen sowie zu den darin enthaltenen Unsicherheiten vorliegen. Darauf aufbauend sind weitere Untersuchungen zur wirtschaftlichen Robustheit des Systems unter Berücksichtigung der Unsicherheiten/Risiken bei der Entwicklung der Verkehrsnachfrage sowie bezüglich aller

Optionen der technologischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Entwicklungen und deren Rahmenbedingungen sowie der Rückkopplungen mit dem Stromsektor notwendig.

Eine Entscheidung hinsichtlich der Einführung des OH-Lkw sollte aufgrund der europaweiten Verflechtung des Straßengüterverkehrs und dem hohen Fahrleistungsanteil ausländischer Lkw auf BAB auf europäischer Ebene abgestimmt sein.

Zudem sind die Erfahrungen aus den von Siemens angekündigten und in der Umsetzung befindlichen OH-Lkw Pilotprojekte in Kalifornien (Pendelverkehr am Port of Los Angeles) sowie Schweden (Elektrifizierung Autobahnteilstück für Sommer 2015 geplant) auszuwerten und mittels ein oder mehrerer weiterer Pilotprojekte zu vertiefen. Dafür sind besonders geeignete Regionen bzw. Anwender zu identifizieren. Über einen internationalen Piloten könnte zudem die europäische Perspektive gestärkt werden. Ein erfolgreiches Pilotprojekt kann zudem, insbesondere bei einem frühzeitigen Einbezug der relevanten Akteursgruppen, entscheidend zur Akzeptanz des Systems beitragen.

Markthochlauf OH-Lkw

Bei einem weiteren Ausbau des Systems sind das Marktdesign und die technologischen Regulatorien derart zu gestalten, dass auf der Angebotsseite (Infrastruktur, Lkw-Komponenten) ein Wettbewerb entsteht. Zudem ist parallel zu einem nationalen Netz ein europäisches Netz aufzubauen, z.B. über die Elektrifizierung der für den Straßengüterverkehr wichtigsten TEN-V Korridore (z.B. Rhein-Alpen). Die Mittel zum Aufbau der Infrastruktur könnten dabei entweder aus der bestehenden Lkw-Maut oder durch Einführung einer eigenständigen OH-Netz-Maut für alle potentiellen Nutzer finanziert werden.

Etabliertes System OH-Lkw

Als etabliertes System im Zielszenario profitiert der OH-Lkw gegenüber dem Diesel-Lkw zum einen von hohen Nutzerzahlen, welche die spezifischen Infrastrukturkosten auf ein niedriges Niveau absenken, zum anderen von den bis 2050 deutlich gestiegenen Preisen für flüssigen Kraftstoff. Zu diesem Zeitpunkt ist dann sicherzustellen, dass eine nutzerbasierte Refinanzierung der Oberleitungsinfrastruktur erfolgt.

Da Skaleneffekte hinsichtlich der Infrastrukturnutzung nur auf vielbefahrenen Autobahnen auftreten, wurde im Szenario von einer Sättigung des Netzzubaus in Deutschland bei einer Abdeckung von 80% der Autobahnkilometer angenommen. Langfristig ist zu prüfen, ob der Zielzustand des Netzausbaus ausreichend ist, um über 2050 hinaus als Kern eines komplett elektrischen Güterverkehrs mittels Oberleitungs-Batteriehybrid-Lkw zu dienen.

7.3 Handlungsempfehlungen

7.3.1 Finanzierung der Oberleitungs-Infrastruktur aus der/einer Lkw-Maut

Wie bereits in Kapitel 7.2 erwähnt, sind Aussagen zum optimalen Antriebssystem im Straßengüterverkehr derzeit mit hohen Unsicherheiten behaftet. Wird sich dabei in dem Abwägungsprozess zwischen den strukturellen Herausforderungen des OH-Lkws und seinen langfristigen wirtschaftlichen Vorteilen für diese Technologie entschieden, bzw. gelingt es, die Rahmenbedingungen zu schaffen, dass der OH-Lkw seine ökonomische Vorteilhaftigkeit ausspielen kann, besteht insbesondere die Herausforderung den Ausbau der Infrastruktur bei anfänglich noch geringen Nutzerzahlen zu finanzieren.

Zur Einschätzung dieser Herausforderung ist eine genauere Betrachtung der Kosten– und Einnahmesituation in verschiedenen Einführungsszenarien durchzuführen, die im Rahmen dieses Projektes mit den derzeitigen Wissensstand zu der Technologie nicht geleistet werden konnte. Auch wenn angenommen wird, dass ein Teil der in der Phase des Systemaufbaus anfallenden Defizite in der späteren Phase des etablierten Systems wieder ausgeglichen werden kann, erscheint zumindest eine anfängliche Subventionierung des Infrastrukturaufbaus notwendig und aufgrund der langfristigen volkswirtschaftlichen Vorteile auch gerechtfertigt.
Vorgeschlagen wird, einen Teil der Einnahmen aus der vorhandenen Lkw-Maut für die Finanzierung von Oberleitungsinfrastruktur für einen oder mehrere Piloten zu verwenden. Mittelfristig könnte über eine spezielle OH-Netz-Maut für alle Lkw der weitere Ausbau des Netzes vorangetrieben werden.

7.3.2 Einführung einer fahrleistungsabhängigen Pkw-Maut; Finanzierung von Zuschüssen für E-Pkw und E-Ladeinfrastruktur

Der Pkw-Verkehr ist heute vor allem durch Abgaben in Form von Steuern (Mineralölsteuer und Kraftfahrzeugsteuer) belastet. Diese Steuern unterliegen zwar keiner Zweckbindung, aus dem Saldo aller von Verkehr bezahlten Steuern und Gebühren, sowie der verursachten Kosten (inklusive der externer Kosten), lässt sich jedoch eine im volkswirtschaftlichen Sinne angemessene Abgabenhöhe ableiten.
Wie in Kapitel 5.2 dargestellt, sinken durch die Effizienzentwicklung der Pkw sowie die Umstellung auf alternative Antriebe die Einnahmen aus den genannten Steuern, sollten die Steuersätze nicht entsprechend angepasste werden. Dies gilt insbesondere für die aufkommensstarke Mineralölsteuer. Eine entsprechende Erhöhung der Mineralölsteuer ist aber im Kontext der Steuersätze der Nachbarländer Deutschlands zu sehen, da dies ansonsten zu höheren Mengen grau importierter Kraftstoffe führt (siehe Annahmen zum „Tanktourismus“ in [IFEU, 2012]).

Eine bereits heute bestehende Unterdeckung der Kosten des Pkw-Verkehrs in Deutschland um rund 47 Mrd. € (2005) [UBA, 2010] sowie mittelfristig sinkende Steuereinnahmen könnten durch eine **Umstellung von einer Finanzierung über Steuern auf eine nutzerbasierte Finanzierung**, d. h. über von den Nutzern erhobenen Gebühren, ausgeglichen werden.

Eine Möglichkeit der Nutzerfinanzierung ist dabei das Erheben einer Pkw-Maut, also eine Gebühr für die Nutzung des Straßennetzes. Aufgrund der gegenüber flächenbezogenen (City-Maut) oder zeitbezogenen (Vignette) besseren Möglichkeiten, die Höhe der Gebühr an die Kosten bzw. an die Umweltwirkung zu koppeln, wird dabei eine **fahleistungsabhängige Maut** vorgeschlagen. Diese könnte z.B. analog der Lkw-Maut über GPS-basierte On-Board-Unites (OBU) realisiert werden. Um Mautumgehungsverkehr zu vermeiden sowie die Umweltwirkungen des Verkehrs umfassend in die Gebührenstruktur einbeziehen zu können, sollte die Maut für das komplette Straßennetz gelten.

Kritische Punkte in der Umsetzung sind die Erhebungskosten (OBU, Betrieb, Kontrolle) und die notwendig hohen Anforderungen an den Datenschutz (siehe Kapitel 8.3.2.4), die mit dem Zielen einer möglichst differenzierten Erhebung der Nutzungsweise des Straßennetzes abgewogen werden müssen. Neben der Fahrleistung können dabei Differenzierungsmerkmale Effizienz, Antriebskonzept, Straßenauslastung, Zeitraum der Fahrt, Straßenkategorie und verursachte externe Kosten sein. Mittels dieser Differenzierungsmerkmale ist ein System abzuleiten, dass einerseits die Marktdurchdringung von Elektroautos fördert, andrerseits die weiteren Antriebskonzepten nicht über das Maß benachteiligt.

Weitere Verwendung der Maut-Einnahmen
Die aus einer Maut generierten Einnahmen sind zu einem gewissen Umfang für einen Nebenzweck, hier die Förderung der Elektromobilität, verwendbar. Für diese Mittelverwendung werden die Handlungsempfehlungen Zuschuss für den Kauf von Elektroautos sowie die Förderung von Ladeinfrastruktur vorgeschlagen.

Für einen **Zuschuss zum Anschaffungspreis** spricht, dass insbesondere die höheren Anschaffungskosten ein Hemmnis für den Markthochlauf von BEV und PHEV sind. Eine Unterstützung könnte daher beim Kauf von BEV und PHEV gewährt werden [FH ISI, 2013].

Bei derzeit (04/2015) rund 5 500 Ladepunkte ist daher ein signifikanter **Ausbau der Ladeinfrastruktur** notwendig. Aufgrund der bisherigen Bestandszahlen an Elektrofahrzeugen sind die entsprechenden Geschäftsmodelle zum Errichten und Betreiben von öffentlichen Ladepunkten jedoch derzeit größtenteils noch nicht profitabel. Gleichzeitig könnte durch einen flächendeckenden Ausbau von öffentlicher Ladeinfrastruktur der praktische Nutzwert insbesondere von BEV deutlich zunehmen. Zur Lösung dieses Henne-Ei-Problems wird eine Förderung für die Errichtung von Ladeinfrastruktur vorgeschlagen. Ein wesentliches Merkmal zur Förderwürdigkeit sollte dabei eine möglichst hohe Anzahl an potentiellen Nutzern darstellen. Dies würde eine Priorisierung der Errichtung von (Schnelllade-) Infrastruktur an wichtigen Verkehrsachsen sicherstellen.

7.3.3 Förderung Ladeinfrastruktur – Mindestquote an E-Kfz-Ladestellen im Rahmen der Stellplatzpflicht

Neben dem Ausbau der im vorigen Kapitel diskutierten öffentlichen Ladeinfrastruktur ist zudem ein Aufbau von privater und halb-öffentlicher Ladeinfrastruktur zum Erreichen des im Zielszenario abgeleiteten Bedarfs notwendig. Während bei Nutzern mit Eigenheim die Errichtung der entsprechenden Ladeinfrastruktur bei der Anschaffung eines Elektroautos unabhängig von weiteren Akteuren geschehen kann, ist dies bei Einliegerwohnungen oder gemieteten Wohnraum nicht der Fall und für den Elektroautonutzer oft unmöglich.

Im Rahmen der Stellplatzpflicht sind Bauherren bei der Neuschaffung von Wohnraum ohnehin verpflichtet, entsprechende Stellplätze zu schaffen. Diese Pflicht könnte um die Anforderung erweitert werden, dass ein Teil dieser Stellplätze mit einem Ladepunkt ausgestattet werden bzw. über einen entsprechenden elektrischen Anschluss verfügen muss, um Ladepunkte im Bedarfsfall mit geringem Aufwand installieren zu können. Die Quote sollte sich dabei an den formulierten und im Szenario angenommenen Zielen für die Elektroautos orientieren und z.B. 20% bis 2030 betragen.

7.3.4 Förderung Effizienz/ Elektroautos – Bonus-Malus-System

Es wird vorgeschlagen, monetäre Anreize zum Kauf von Fahrzeugen mit höherer Effizienz bzw. alternativen Antrieben in Form eines Bonus-/Malussystems zu setzen. Als Maßstab dienen beispielsweise die CO_2-Emissionen pro Kilometer, wobei langfristig die gesamte Energieeffizienz berücksichtigt werden sollte [UBA, 2013]. Der Kauf von Kfz mit geringen Emissionen wird gestaffelt nach der umweltbezogenen Vorteilhaftigkeit mit bis zu mehreren tausend Euro bezuschusst, während Kfz mit hohen Emissionen mit Zusatzkosten belegt werden. Das System kann damit kostenneutral gestaltet werden.

Ein entsprechendes System wurde in Frankreich schon 2007 zur Förderung klimafreundlicher Fahrzeuge mit geringen CO_2-Emissionen etabliert und unter Anpassungen an Markt- und Technologieentwicklungen bis heute weitergeführt. In ihrem aktuellen, von Bündnis 90 / Die Grünen beauftragten Gutachten fassen [Mahler /

Runkel, 2015] die derzeitige konkrete Ausgestaltung des Systems zusammen (siehe auch [Französische Botschaft, 2015]):
„Fahrzeuge mit einem Ausstoß von bis zu 20 g CO_2/km werden beim Kauf mit 6.300 EUR (oder maximal 27 % des Anschaffungspreises) bezuschusst. Für Kfz mit bis zu 60 g sind es 4.000 EUR (oder maximal 20 % des Anschaffungspreises). Bei Emissionswerten von 61 bis 90 g fördert der Staat den Kauf mit 150 EUR. Eine Sonderregel existiert für Hybridfahrzeuge, die auch bei Werten von bis zu 110 g einen Bonus von 3.300 EUR (oder maximal 8,25 % des Anschaffungspreises und mindestens 1.650 EUR) erhalten. Der Malus wird ab 131 g CO_2/km fällig und erhöht sich alle 5 g. Er beginnt mit 150 EUR, steigt progressiv stark an und beträgt ab 201 g aufwärts 8.000 EUR."
In Bezug auf die Wirkungen des Programms erläutern [Mahler / Runkel, 2015]:
„Zwar fördert das französische System nicht explizit elektrische Fahrzeuge, jedoch zeigte es schnell Wirkung in der Reduzierung des CO_2-Ausstoßes der neuzugelassenen Pkw. Betrug der durchschnittliche Emissionswert 2007 noch 149,4 g CO_2/km, so waren es 2013 nur noch 117,4 [EEA, 2014]. *Damit gehört Frankreich zu einem Vorreiter innerhalb der EU. Die deutschen Neuzulassungen dagegen belegen mit 169,5 g (2007) und 136,1 g (2013) jeweils einen der hinteren Ränge. Die Einführung des Bonus/Malus-Systems wurde von gewissen Reboundeffekten begleitet. Die Emissionseinsparungen durch Effizienzsteigerung wurden teilweise durch höhere Verkaufszahlen aufgehoben. In der Summe ergaben sich 2008 dennoch Einsparungen von schätzungsweise 1,9 Millionen Tonnen CO_2. 2009 waren es sogar 3 Millionen Tonnen CO_2* [Sonigo, et al., 2012, S.169]. *In welchem Ausmaß die Fördermaßnahmen für diese Entwicklung verantwortlich sind, ist allerdings [aufgrund der Überlagerung mit anderen Effekten] fraglich."*

In Frankreich dienen dem Bonus-Malussystem ausschließlich die kilometerbezogenen CO_2-Auspuffemissionen als Kriterium. Dieses Vorgehen ist einfach und daher für den Kunden nachvollziehbar. Da die mit der Vorkette der Energiebereitstellung verbundenen Umweltbelastungen nicht berücksichtigt werden, begünstigt das System in dieser Ausgestaltung außerdem Elektroantriebe, was mit dem Ziel des Marktanreizprogramms übereinstimmt. Dennoch sollten alternative Indikatoren zur Beurteilung der Effizienz und der Umweltfreundlichkeit von Fahrzeugen in Erwägung gezogen werden, die als Maßstab für die Verteilung von Boni und Mali beim Kauf von Neuwagen dienen können [UBA, 2013]. Beispielsweise hängen die am Auspuff anfallenden CO_2-Emissionen bei PHEVs stark vom individuellen Fahrprofil ab. Außerdem werden keine Anreize zur Weiterentwicklung der BEVs gesetzt, da hier keine Auspuffemissionen entstehen. Langfristiges Ziel sollte es daher sein, die derzeitige emissionsbasierte Fahrzeugregulierung durch eine Regulierung der Energieeffizienz zu ersetzen, die dafür sorgt, dass vorhandene Effizienzpotenziale bei sämtlichen Antriebssystemen genutzt werden [UBA, 2013].

Von der Ausgestaltung des maßgeblichen Kriteriums für die Effizienz bzw. die Förderung abgesehen, wird das in Frankreich etablierte System als geeignet eingeschätzt, in ähnlicher Form in Deutschland eingeführt zu werden, u.a. hinsichtlich der Höhe der Zuschüsse bzw. der Zusatzkosten und der über die Jahre vorgenommenen Weiterentwicklung. Als einfaches, im Vergleich zum Französischen System weniger ausdifferenziertes System, schlagen [Mahler / Runkel, 2015] vor, den Kauf von Kfz mit einem CO_2-Ausstoß von weniger als 50 g / km mit 2.000 bzw. 5.000 € zu bezuschussen und Kfz mit einem CO_2-Ausstoß von größer als 130 g / km finanziell stärker zu belasten, bspw. in Form einer nach der Höhe der Emissionen gestaffelten Umlage.

8 Rechtliche Bewertung der Handlungsempfehlungen

8.1 Sektorübergreifende Handlungsempfehlungen

8.1.1 Einführung einer dynamischen EEG-Umlage

Die Dynamisierung der EEG-Umlage im Sinne einer Orientierung der Umlagehöhe an der Entwicklung des Börsenstrompreises zielt darauf ab, bei sinkenden Strompreisen aufgrund hoher Einspeisung von günstigem, aus erneuerbaren Energiequellen gewonnenem Strom eine Lastverschiebung anzureizen, die eine bessere Marktintegration erneuerbarer Energien ermöglicht. Im Folgenden werden zwei Varianten, nämlich einer verpflichtenden Einführung und einer freiwilligen Teilnahme, auf ihre Verfassungsgemäßheit überprüft.

8.1.1.1 Verpflichtende Einführung

Um die Dynamisierung der EEG-Umlage zu beschleunigen, könnte man erwägen, die Umsetzung gesetzlich verpflichtend vorzuschreiben. Im Rahmen einer verpflichtenden Teilnahme an der Umsetzung eines solchen Vorschlags sind grundrechtliche Hürden nicht auszuschließen, deren abschließende Bewertung allerdings von der Ausgestaltung der Verpflichtungen der am Mechanismus beteiligten Akteure im Detail abhängt, und daher derzeit noch nicht abschließend möglich ist.

Der geltende Rechtsrahmen verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber u.a. zur Abwicklung der Kostenverteilung einschließlich der jährlichen Ermittlung einer einheitlichen EEG-Umlage, die sie an die Letztversorger weiterreichen[1]. Diese wälzen die Umlagekosten wiederum privatrechtlich an die Stromverbraucher über. Der Vorschlag, diesen Wälzungsmechanismus zu dynamisieren, wirft je nach konkreter Ausgestaltung grundrechtliche Fragestellungen auf, deren Schwerpunkt auf der Vereinbarkeit mit der Berufsausübungsfreiheit der Übertragungsnetzbetreiber, Letztversorger und gewerblichen Letztverbraucher liegt[2]. Aufgrund der bisherigen Rezeption des EEG-Fördermechanismus[3] unter Inanspruchnahme dieser Personengruppen erscheint es jedoch jedenfalls bei entsprechenden Ausnahmen für Härtefälle als wahrscheinlich, dass mögliche Eingriffe in Freiheitsgrundrechte in der gebotenen Abwägung mit dem in Art. 20a GG verfassungsrechtlich verankerten Staatsziel des Umweltschutzes gerechtfertigt werden können und damit als zulässig zu bewerten wären.

8.1.1.1.1 Grundrechtsbeeinträchtigung

Im Rahmen der Umsetzung wäre in einem ersten Schritt zu klären, wer Adressat der Regelung sein soll und worin die Pflicht konkret bestünde. Der Adressat könnte sodann in seiner Berufsfreiheit beeinträchtigt sein. Die durch Art. 12 Abs. 1 GG gewährleistete Berufsfreiheit schützt alle auf Dauer angelegten Tätigkeiten, die der Schaffung und

[1] § 60 Abs. 1 EEG 2014, § 3 AusglMechV.

[2] Neben einer Verletzung der durch Art. 12 Abs. 1 GG gewährleisteten Berufsfreiheit kommt eine Verletzung der allgemeinen Handlungsfreiheit der Letztverbraucher aus Art. 2 Abs. 1 GG in Betracht, der hier nicht näher untersucht wird, die im Ergebnis aber rechtfertigbar sein dürfte.

[3] Siehe *F. Sailer/K. Kantenwein*, in: J. Reshöft/A. Schäfermeier (Hrsg.), EEG, 4. Aufl., Einl. Rn. 140 ff.

Erhaltung einer Lebensgrundlage dienen[1]. Beeinträchtigt wird die Berufsfreiheit durch Regelungen, die sich unmittelbar auf einen Beruf beziehen[2], sowie durch Maßnahmen, die sich mittelbar auf berufliche Tätigkeiten beziehen und eine objektiv berufsregelnde Tendenz aufweisen[3]. Der Eingriff kann sich sowohl auf das „Ob" als auch auf das „Wie" einer bestimmten beruflichen Tätigkeit auswirken[4]. Von einer objektiv berufsregelnden Tendenz der jeweiligen Norm ist auszugehen, wenn die Regelung nach Entstehungsgeschichte und Inhalt im Schwerpunkt eine Tätigkeit betrifft, die typischerweise beruflich ausgeübt wird[5], wenn die Regelung die Rahmenbedingungen der Berufsausübung verändert und in Folge ihrer Gestaltung in einem engen Zusammenhang mit der Berufsausübung steht[6]. Die berufliche Tätigkeit muss jedoch durch die Regelung nennenswert behindert werden[7].

Sollten die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet werden, die Umlage dynamisch festzulegen, ist fraglich, ob diese Modifikation der bestehenden, gesetzlich normierten Pflicht zur jährlichen Ermittlung einer statischen EEG-Umlage[8] als eigenständige Beeinträchtigung zu qualifizieren wäre. Zudem ist zweifelhaft, ob die berufsregelnde Tendenz ausreichend wäre und die Schwelle zur nennenswerten Behinderung überschritten würde. Die bisherige Inanspruchnahme der Netzbetreiber im Rahmen des EEG-Fördersystems für aus erneuerbaren Energiequellen erzeugtem Strom wurde zwar aufgrund der erheblichen Reglementierung als Eingriff in die Berufsausübungsfreiheit qualifiziert, dieser konnte jedoch als verhältnismäßig gerechtfertigt werden[9].

Das Vorliegen eines Grundrechtseingriffs ist auch in Bezug auf die Letztversorger zweifelhaft, soweit die Dynamisierung auf ihrer Ebene ansetzt und sie daher lediglich die aufgrund ihrer Verpflichtung gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern entstehenden Kosten in dynamischer Form an die Stromverbraucher weiterwälzen, sodass die Förderkosten wie bisher einen „durchlaufenden Posten"[10] darstellen, der kein finanzielles Defizit verursacht. Sollte die dynamische Ausgestaltung hingegen erst auf der Ebene der Endverbraucher ansetzen, während die Versorgungsunternehmen weiterhin die fixe – und ggf. höhere – Umlage entrichten müssten, wäre zu klären, ob eine wirtschaftliche Belastung vorläge oder diese Kosten über die Preisbildung für Strom vollständig weitergegeben werden könnten. Andernfalls müsste geprüft werden, ob die verbleibende wirtschaftliche Belastung der Stromversorger durch den Verbleib eines Teils der Förderkosten verfassungsrechtlich zu rechtfertigen wäre. Für eine Finanzierungsverantwortung der EVU spricht, dass die Letztversorger aufgrund ihrer Funktion als Bindeglied zwischen Stromerzeugern und Stromverbrauchern, dass es den Stromerzeugern erst ermöglicht, ihren Strom zu vermarkten, die Verantwortung für eine umweltgerechte Stromerzeugung trifft[11].

Die gesetzliche Heranziehung der gewerblichen Letztverbraucher zur Kostentragung würde erstmals zu einer umfassenden Normierung der bisher bis auf Ausnahmen nicht

[1] BVerfGE 32, S. 1 (28); 105, S. 252 (265); 110, S. 304 (321); 111, S. 10 (28); 115, S. 276 (300).
[2] *H.D. Jarass*, in: ders./B. Pieroth, GG, 13. Aufl., Art. 12 Rn. 14.
[3] BVerfGE 128, S. 1 (82); 98, S. 218 (258); 110, S. 274 (288); 111, S. 191 (213).
[4] *H.D. Jarass*, in: ders./B. Pieroth, GG, 13. Aufl., Art. 12 Rn. 14.
[5] BVerfGE 97, S. 228 (254).
[6] BVerfGE 111, S. 191 (213).
[7] BVerfGE 81, S. 108 (122); 110, S. 370 (393 f.).
[8] § 3 AusglMechV.
[9] Siehe *J-P. Schneider*, in: ders./C. Theobald (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl., § 21 Rn. 147 f.
[10] *J. Haucap/C. Klein/J. Kühling*, Die Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, 2013, S. 24.
[11] BGHZ 155, S. 141 (150 und 156).

gesetzlich geregelten, sondern nur dem faktischen Marktgeschehen überlassenen letzten Stufe des Wälzungsmechanismus führen. Die Eingriffsqualität der Dynamisierung erscheint jedoch fraglich, da die Grundrechte lediglich vor Einwirkungen eines Grundrechtsverpflichteten durch Beeinträchtigung der grundrechtlich geschützten Position schützen. Da Grundrechtsbeeinträchtigungen generell eine belastende oder nachteilige Wirkung im weitesten Sinne auszeichnet[1], erscheint fragwürdig, ob die Dynamisierung gegenüber der privatrechtlich vereinbarten, fixen Kostentragung als Beeinträchtigung zu werten wäre. Es ist vielmehr zu erwarten, dass die Einführung der dynamischen Umlage zu einer finanziellen Entlastung führt.

8.1.1.1.2 Rechtfertigung

Sollte trotz der genannten Erwägungen von Eingriffen in die Berufsausübungsfreiheit der betroffenen Akteure auszugehen sein, dürften diese in einem zweiten Schritt in Anbetracht der überragenden Bedeutung des Klima- und Umweltschutzes als Gemeingut von Verfassungsrang zu rechtfertigen sein. Beeinträchtigungen der Berufsfreiheit müssen wie alle Grundrechtseingriffe den Grundsatz der Verhältnismäßigkeit wahren[2], also zur Verfolgung eines legitimen Zwecks geeignet, erforderlich und angemessen sein[3]. Diese generelle Anforderung hat das Bundesverfassungsgericht für die Berufsfreiheit dahingehend konkretisiert, dass sich die Rechtfertigung einer Beschränkung des Schutzbereichs nach der jeweiligen Stufe des Eingriffs richtet[4]. Bei Berufsausübungsbeschränkungen, die sich nicht auf die Wahl eines Berufs beziehen, fällt die Beeinträchtigung der Berufsfreiheit eher gering aus, sodass diese durch vernünftige Gründe des Gemeinwohls legitimiert werden können[5]. Im Rahmen der Verhältnismäßigkeitsprüfung von Berufsausübungsregelungen und im Zusammenhang mit umweltpolitischen Maßnahmen ist zu beachten, dass der Gesetzgeber einen erheblichen Beurteilungs- und Gestaltungsspielraum besitzt, da sich die Geeignetheit einer Maßnahme regelmäßig erst in der Praxis zeigt[6]. Das mit dem EEG-Fördermechanismus verfolgte Ziel des Klimaschutzes ist als verfassungsrechtlich legitimes, gemeinwohlbezogenes Ziel anerkannt[7]. Die Dynamisierung dürfte auch geeignet sein, dieses Ziel zu fördern, und mangels weniger belastender, aber gleich wirksamer Maßnahmen zur Zweckerreichung erforderlich sein. Möglicherweise auftretenden unbilligen Härten könnte der Gesetzgeber zudem mit Ausnahmen i.S.e. Härtefallregelung begegnen.

8.1.1.1.3 Anforderungen des Gleichbehandlungsgebots

Sollte der Gesetzgeber sich dafür entscheiden, die Dynamisierung verpflichtend umzusetzen, so verlangte das aus Art. 3 Abs. 1 GG folgende Gleichbehandlungsgebot eine Differenzierung zwischen flexiblen Letztverbrauchern und solchen, die im Rahmen ihrer Tätigkeit nicht oder erst nach bestimmten Vorkehrungen, wie bspw. technischen Investitionen, flexibel auf Preissignale reagieren können. Andernfalls läge eine Gleichbehandlung ungleicher Sachverhalte vor, für die kein sachlicher Grund ersichtlich

[1] *H.D. Jarass*, in: ders./B. Pieroth, GG, 13. Aufl., Vorb. vor Art. 1 Rn. 25.
[2] *H.D. Jarass*, in: ders./B. Pieroth, GG, 13. Aufl., Art. 12 Rn. 33.
[3] *H.D. Jarass*, in: ders./B. Pieroth, GG, 13. Aufl), Art. 12 Rn. 40.
[4] BVerfGE 25, S. 1 (11 f.).
[5] BVerfGE 85, S. 248 (259); 103, S. 1 (10); 123, S. 186 (238).
[6] BVerfGE 102, S. 197 (218); 116, S. 202 (224 ff.); 117, S. 163 (182 f.); 121, S. 317 (356); *U. Di Fabio*, NVwZ 1995, S. 7; *M. Burgi*, Klimaschutz durch KWK-Förderung, 2009, S. 57.
[7] Der Umweltschutz stellt nach Art. 20a GG ein Staatsziel dar; *F. Sailer/K. Kantenwein*, in: J. Reshöft/A. Schäfermeier (Hrsg.), EEG, 4. Aufl., Einl. Rn. 158; *J.-P. Schneider*, in: ders./C. Theobald (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl., § 21 Rn. 147.

ist. Nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts enthält Art. 3 Abs. 1 GG das Gebot, „Gleiches gleich, Ungleiches seiner Eigenart entsprechend verschieden zu behandeln“[1]. Hinsichtlich der Gleichbehandlung ungleicher Sachverhalte ist zu fragen, ob ein vernünftiger Grund für die Gleichbehandlung fehlt[2] bzw. ob die tatsächlichen Ungleichheiten so bedeutsam sind, dass ihre Nichtbeachtung gegen eine am Gerechtigkeitsgedanken orientierte Betrachtungsweise verstößt[3]. Die Ungleichheit der vorliegenden Sachverhalte könnte sich aus dem Umstand ergeben, dass ein Teil der Stromverbraucher unmittelbar in der Lage ist, flexibel auf Preissignale zu reagieren, während andere Abnehmer ihren Stromverbrauch – nicht oder erst nach entsprechenden Investitionen oder Prozessänderungen – möglicherweise an den durch die dynamische EEG-Umlage verstärkten Marktsignalen ausrichten können. Die Gleichbehandlung erfolgte zwischen der Gruppe der reaktionsfähigen Stromabnehmer und der Gruppe der unflexibleren Umlageschuldner. Dies wäre nur zulässig, wenn ein sachlicher Grund für eine Gleichbehandlung aller Stromverbraucher unabhängig vom Grad ihrer Flexibilität bei der Stromabnahme gegeben wäre. Der Regelungszweck, durch Verstärkung der Preissignale eine Lastverschiebung zugunsten der Nutzung des aus erneuerbaren Energiequellen erzeugten Stroms herbeizuführen, kann durch unflexiblere Stromabnehmer nicht oder nicht sofort in dem Maße erreicht werden, wie es für heute bereits flexibel zu betreibende Stromverbraucher möglich ist. Dadurch, dass die unflexibleren Stromabnehmer unabhängig vom Strompreis bzw. der Einspeisung regenerativ erzeugten Stroms Energie konsumieren, sind sie nicht im vergleichbaren Maße im Stande, zum Klimaschutz durch Dekarbonisierung der Stromerzeugung beizutragen. Bei der, von der konkreten Ausgestaltung der dynamischen EEG-Umlage abhängigen, Frage der Ungleichbehandlung wären zudem die finanziellen Auswirkungen in Betracht zu ziehen, nämlich, in welchem Maße die heute bereits flexibel steuerbaren Stromverbraucher Kostenreduzierungen tatsächlich erzielen würden und ob, und in welchem Umfang, die Anderen mehrbelastet würden. Hier hat der Gesetzgeber jedoch auch einen Ermessensspielraum, die Ent- und Belastung grundrechtskonform auszugestalten.

8.1.1.2 Freiwillige Teilnahme

Die freiwillige Vereinbarung der Dynamisierung im Wege bilateraler Vertragsverhandlungen erscheint demgegenüber verfassungsrechtlich unbedenklich. Die Grundrechte schützen den Einzelnen lediglich vor unmittelbaren Beeinträchtigungen durch einen Träger öffentlicher Gewalt, Privatpersonen hingegen sind keine Verpflichtungsadressaten der grundrechtlichen Garantien[4]. Wenn man hingegen in Anlehnung an die Beurteilung der gesetzlich nicht geregelten Beziehung zwischen Letztversorger und Letztverbraucher im bisherigen EEG-Fördermechanismus eine Grundrechtsgeltung für lediglich mittelbar betroffene Stromverbraucher annehmen wollte, dürfte in Anbetracht der Bedeutung des Umweltschutzes als Staatsziel sowie der Ursächlichkeit des Stromverbrauchs für eventuelle Klimaschäden von einer Vereinbarkeit mit der allgemeinen Handlungsfreiheit der Letztverbraucher auszugehen sein[5]. Zudem dürfte die Entrichtung einer dynamischen Umlage zu Kosteneinsparungen gegenüber dem Status quo führen.

[1] BVerfGE 3, S. 58 (135 f.); 42, S. 64 (72); 71, S. 255 (271).
[2] BVerfGE 90, S. 226 (239).
[3] BVerfGE 86, S. 81 (87); 98, S. 365 (385); 110, S. 141 (167).
[4] *H.D. Jarass*, in: ders./B. Pieroth, GG, 13. Aufl., Art. 1 Rn. 50.
[5] Vgl. *F. Sailer/K. Kantenwein*, in: J. Reshöft/A. Schäfermeier (Hrsg.), EEG, 4. Aufl., Einl. Rn. 150 ff.

8.1.1.3 Ergebnis

Obwohl im Rahmen einer verpflichtenden Dynamisierung der EEG-Umlage je nach konkreter Ausgestaltung Eingriffe in die Grundrechte der Übertragungsnetzbetreiber, Letztversorger und Letztverbraucher nicht ausgeschlossen werden können, so erscheint es dennoch wahrscheinlich, dass diese Beeinträchtigungen insbesondere der durch Art. 12 Abs. 1 GG gewährleisteten Berufsausübungsfreiheit aufgrund der Bedeutung des Umweltschutzes als Staatsziel (Art. 20 a GG) gerechtfertigt werden könnten und somit verfassungsrechtlich zulässig wären. Um den Anforderungen des Gleichheitsgrundsatzes bei der Dynamisierung der EEG-Umlage zu genügen, erscheint eine Differenzierung zwischen den ungleichen Stromabnehmergruppen anhand von vordefinierten, objektiv und fachlich belastbaren Kriterien notwendig. Demgegenüber begegnet die rein privatrechtliche Vereinbarung der dynamischen Erhebung der EEG-Umlage keinen verfassungsrechtlichen Bedenken, sodass es sich in diesem frühen Entwicklungsstadium anbietet, zunächst Erfahrungen im Rahmen einer Dynamisierung auf Basis von privatrechtlichen Verträgen zu sammeln und diese ggf. zu einem späteren Zeitpunkt gesetzlich umzusetzen. Eine etwaige Beihilfeproblematik aus europarechtlicher Sicht kann erst bei näherer Ausgestaltung des Mechanismus beurteilt werden.

8.1.2 Abschaffung oder Reduzierung der Stromsteuer

Für die Zulässigkeit der Abschaffung oder eine Reduzierung der Stromsteuer sind europarechtliche Vorgaben zu beachten. Wesentliche Regelung ist die Richtlinie 2003/96/EG[1], die auf Grundlage des Art. 113 AEUV [damals Art. 93 EGV] erlassen wurde und auf eine Harmonisierung des Binnenmarktes[2] sowie den Umweltschutz[3] zielt. Die Richtlinie sieht gemäß Art. 2 Abs. 2 im Grundsatz Mindeststeuerbeträge für Strom vor. Eine vollständige Abschaffung der Stromsteuer in Deutschland kommt daher nicht in Betracht. Es gibt jedoch Möglichkeiten die Stromsteuer zu reduzieren. Zum einen ist der Anwendungsbereich der Stromsteuer begrenzt, zum anderen sieht die Richtlinie selbst Befreiungsmöglichkeiten vor. Nicht unter den Anwendungsbereich der Richtlinie fällt Strom, der bei der Elektrolyse verwendet wird, Art. 2 Abs. 4 3. Spiegelstrich, sodass der Strombezug für PtG-Anlagen national vollständig stromsteuerbefreit werden könnte.

Bei den Befreiungstatbeständen ist zwischen obligatorischer und fakultativer Befreiung zu unterscheiden. Die obligatorischen Befreiungstatbestände sind in Art. 14 enthalten. Einschlägig ist insbesondere Art. 14 Abs. 1 lit. a), der den Mitgliedstaaten vorgibt, „*bei der Stromerzeugung verwendete Energieerzeugnisse bzw. verwendeter elektrischer Strom sowie elektrischer Strom, der zur Aufrechterhaltung der Fähigkeit, elektrischen Strom zu erzeugen, verwendet wird*" von der Steuer zu befreien. Die fakultativen Befreiungstatbestände des Art. 15 sehen verschiedene Möglichkeiten für die Mitgliedstaaten vor, bestimmte Stromanwendungen von der Stromsteuer zu befreien. Für das Vorhaben einschlägig sind die Befreiungsmöglichkeiten für Strom aus erneuerbaren Energien (Art. 15 Abs. 1 lit. b) für Energieerzeugnisse und Strom, die als Kraftstoff im öffentlichen Nahverkehr verwendet wird (Art. 15 Abs. 1 lit. e) sowie für in

[1] Richtlinie 2003/96/EG des Rates v. 27.10.2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom, Abl. L 283/51 v. 31.10.2003.

[2] Erwägungsgrund 3 der Richtlinie 2003/96/EG.

[3] Erwägungsgründe 6 und 7 der Richtlinie 2003/96/EG.

privaten Haushalten oder gemeinnützigen Organisationen verwendeten Strom (Art. 15 Abs. 1 lit. h)).[1]

Bisher hat die Bundesrepublik von den Möglichkeiten der Befreiung nur begrenzt Gebrauch gemacht, bspw. durch §§ 9, 10 StromStG sowie § 55 EnergieStG. Die Ausnahmen sind jedoch nur begrenzt praktikabel. So sieht zum Beispiel § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG eine Steuerbefreiung für Strom aus erneuerbaren Energien vor, wenn „*dieser aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz entnommen wird*". Da die Netze in Deutschland jedoch nicht ausschließlich mit Grünstrom gespeist werden, greift diese Ausnahme sehr selten[2]. Der Steuersatz in Deutschland liegt derzeit jedoch weit über den Mindeststeuersätzen, die die RL 2003/96/EG für Strom vorsieht. Diese liegen bei 0,5 Cent/MWh bei betrieblicher Verwendung und bei 1 Euro/MWh bei nichtbetrieblicher Verwendung, während der Steuertarif in Deutschland gemäß § 3 StromStG 20,50 Euro/MWh beträgt.

Im Ergebnis ist für bestimmte Anwendungsfälle der Sektorenkopplung eine vollständige Befreiung europarechtlich möglich; zumindest hat der nationale Gesetzgeber die Möglichkeit einer deutlichen Reduzierung der derzeit geltenden Steuersätze.

8.1.3 Einführung einer CO_2-Abgabe[3]

Möchte der Staat Einnahmen zur Finanzierung öffentlicher Aufgaben erzielen, hat dies nach dem Prinzip des Steuerstaates grundsätzlich im Wege der Steuererhebung zu erfolgen[4]. Alternativ kann die Erhebung nichtsteuerlicher Sonderabgaben mit Finanzierungsfunktion in engen Grenzen zulässig sein, wenn der Gesetzgeber einen legitimen, über die bloße Mittelbeschaffung hinausgehenden Zweck verfolgt. Zur Verfolgung anderweitiger Ziele wie dem Klimaschutz ist es dem Staat unter bestimmten Voraussetzungen möglich, lenkende Steuern oder Sonderabgaben mit Lenkungsfunktion einzuführen.

8.1.3.1 Zulässigkeit einer eigenständigen CO_2-Steuer

Zur Einführung einer neuen, eigenständigen CO_2-Steuer fehlt dem Gesetzgeber derzeit die Gesetzgebungskompetenz. Nach überwiegender Meinung besitzt der Gesetzgeber

[1] Ferner für Strom und Energieerzeugnisse, die für die Kraft-Wärme-Kopplung verwendet werden (Art. 15 Abs. 1 lit. c)) und für Strom, der bei der Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird (Art. 15 Abs. 1 lit. d)).

[2] Ausführlich hierzu: *R. Wundrack*, § 9 StromStG, Rn. 6, in: M. Bongartz/H. Jetzke/S. Schröer-Schallenberg (Hrsg.), Energiesteuer, Stromsteuer, Zolltarif, Kommentar zum Energiesteuerrecht, 10. EL, November 2014.

[3] Im Jahr 2011 hat die Europäische Kommission einen Vorschlag zur Novellierung der Energiesteuerrichtlinie eingebracht, der als wesentliche Neuerung die Berücksichtigung von CO_2 Emissionen von Energieerzeugnissen bei ihrer Besteuerung vorsah. Dies sollte zum einen den Emissionshandel verbessern und den Verbrauch umweltfreundlicher Produkte fördern. Dieser Vorschlag wurde von verschiedenen Mitgliedstaaten kritisiert; seitdem wurden mehrere Kompromissvorschläge diskutiert. Mit dem 4. Kompromissvorschlag v. 30.4.2014 wurde als Teilkonsens erreicht, dass die Mindeststeuersätze in Zukunft auf Grundlage zweier Komponenten berechnet werden sollen, dem Energieverbrauch und dem CO^2 Ausstoß. Die Novellierung der RL 2003/96/EG wurde jedoch aus dem Arbeitsprogramm 2015 der Kommission gestrichen. Die Kommission begründete diese Entscheidung damit, dass sich der Kompromissvorschlag v. ursprünglichen Vorschlag weit entfernt habe und selbst zu dem Kompromissvorschlag eine wirkliche Einigung nicht ersichtlich sei. Damit ist eine Veränderung der Rahmenbedingungen für die Stromsteuer von europäischer Seite wohl erst einmal nicht zu erwarten.

[4] *B. Pieroth*, in: H.D. Jarass/ders., GG, 13. Aufl., Art. 105 Rn. 2 unter Verweis auf BVerfGE 82, S. 159 (178); 93, S. 319 (342); 101, S. 141 (147).

kein Steuererfindungsrecht[1], sondern darf lediglich Steuern einführen, die sich einer der in Art. 105, 106 GG genannten Steuerarten – dem sogenannten numerus clausus zulässiger Steuern[2] – zuordnen lassen[3]. Verboten ist, eine Steuer zu schaffen, die sich ihrer Art nach der Steuertypologie des Grundgesetzes entzieht[4]. Die in Art. 106 GG enthaltenen Generalklauseln über Verbrauchs- und Verkehrssteuern räumen dem Steuergesetzgeber einen erheblichen Gestaltungsspielraum ein[5]. Eine eigenständige CO_2-Steuer ließe sich jedoch voraussichtlich nicht unter einen der vorhandenen Steuertypen subsumieren. Eine Anknüpfung an die Verbrauchsteuer auf Energie- bzw. Strom kommt im vorliegenden Fall trotz der Ursächlichkeit des Energieverbrauchs für die Freisetzung von CO_2 nicht in Betracht, da kein „Verbrauch" des CO_2 erfolgt, und die emissionsverursachende Energie bereits mit der Energiesteuer belegt ist[6]. Eine Steuer auf CO_2-Emissionen lässt sich auch nicht der Verkehrsteuer zuordnen, da diese sich auf Akte des Rechtsverkehrs bzw. den Abschluss von Rechtsgeschäften bezieht[7]. Folgt man also der Ansicht, dass das Steuererfindungsrecht des Bundesgesetzgebers auf die Steuerarten des Art. 106 GG beschränkt ist, so ist die Einführung einer CO_2-Steuer, die als Belastungsgrund auf die Verursachung von CO_2-Emissionen abstellt, eher als verfassungsrechtlich unzulässig einzustufen[8].

8.1.3.2 Zulässigkeit der Modifikation einer bestehenden Steuer

In Betracht kommt insoweit lediglich die Modifikation einer bestehenden Steuer wie der Energiesteuer durch Berücksichtigung von Schadstoffverursachungsbeiträgen fossiler Kraftstoffe als Bemessungsmaßstab der Steuer. Insoweit gilt, dass grundlegende konzeptionelle Änderungen vorhandener Steuern zulässig sind, solange sie sich im Rahmen der herkömmlichen Merkmale der jeweiligen Steuer halten[9]. Bei der noch zu präzisierenden Ausgestaltung dieser Modifikation sind die Grenzen des Leistungsfähigkeitsprinzips[10], sowie das Prinzip der Belastungsgleichheit[11] und der Folgerichtigkeit[12] zu beachten. Ausnahmen von diesen Grundsätzen bedürfen der Rechtfertigung durch einen besonderen sachlichen Grund[13], der auch in der Verfolgung

[1] *H. Siekmann*, in: M. Sachs (Hrsg.), GG, 7. Aufl., Art. 105 Rn. 49; *M. Heintzen*, in: I. v. Münch/P. Kunig (Hrsg.), GG, Bd. 3, 6. Aufl., Art. 105 Rn. 46 f. m.w.N.; *B. Pieroth*, in: H.D. Jarass/ders., GG, 13. Aufl., Art. 106 Rn. 2 m.w.N.; *T. Maunz*, in: ders./G. Dürig, GG, 73. Aufl., Art. 105 Rn. 46 f. und Art. 106 Rn. 20 m.w.N.; *H. Kube*, in: BeckOK GG, Art. 105 Rn. 42; *H-G. Henneke*, in: B. Schmidt-Bleibtreu/H. Hofmann/A. Hopfauf (Hrsg.), GG, 12. Aufl., Art. 105 Rn. 23.

[2] *H. Siekmann*, in: M. Sachs (Hrsg.), GG, 7. Aufl., Art. 105 Rn. 49 m.w.N.

[3] *H. Siekmann*, in: M. Sachs (Hrsg.), GG, 7. Aufl., Art. 105 Rn. 49.

[4] *T. Maunz*, in: ders./G. Dürig, GG, Art. 105 Rn. 46.

[5] *H-G. Henneke*, in: B. Schmidt-Bleibtreu/H. Hofmann/A. Hopfauf (Hrsg.), GG, 12. Aufl., Art. 105 Rn. 23.

[6] Für die Problematik der Einführung einer Klimasteuer für Gebäude *UBA (Hrsg.)*, Konzepte für die Beseitigung rechtlicher Hemmnisse des Klimaschutzes im Gebäudebereich, 2013, S. 75.

[7] Zur Verkehrsteuer grundlegend BVerfGE 16, 64, 73; *M. Heintzen*, in: I. v. Münch/P. Kunig (Hrsg.), GG, Bd. 3, 6. Aufl., Art. 106 Rn. 19. Für die Problematik der Einführung einer Klimasteuer für Gebäude *UBA (Hrsg.)*, Konzepte für die Beseitigung rechtlicher Hemmnisse des Klimaschutzes im Gebäudebereich (2013), 75.

[8] *M. Heintzen*, in: I. v. Münch/P. Kunig (Hrsg.), GG, Bd. 3, 6. Aufl., Art. 105 Rn. 47 m.w.N.

[9] *M. Heintzen*, in: I. v. Münch/P. Kunig (Hrsg.), GG, Bd. 3, 6. Aufl., Art. 105 Rn. 47.

[10] Besteuerung entsprechend der finanziellen Leistungsfähigkeit des Steuerschuldners; BVerfGE 117, S. 1 (30 f).; *R.M. Stein/A. Thoms*, Energiesteuern in der der Praxis, 2. Aufl., 37.

[11] Das Gebot steuerlicher Belastungsgleichheit aus Art. 3 Abs. 1 GG verlangt, dass Steuerverpflichtete mit gleicher Leistungsfähigkeit gleich hoch besteuert werden; BVerfGE 75, S. 108 (157); 105, S. 73 (126); 112, S. 268 (279).

[12] Das Gebot der Folgerichtigkeit gebietet, dass getroffene Belastungsentscheidungen folgerichtig im Sinne der Belastungsgleichheit der Steuerpflichtigen umgesetzt werden; BVerfGE 84, S. 239 (271); 93, S. 121 (136); 99, S. 88 (95); 99, S. 280 (290); 117, S. 1 (3)1; 121, S. 108 (120); 127, S. 224 (245).

[13] BVerfGE 99, S. 88 (95); 99, S. 280 (290).

außerfiskalischer Lenkungsziele wie dem Klimaschutz bestehen kann[1]. Die Erhebung lenkender Steuern ist zulässig[2], wenn der Lenkungszweck von einer erkennbaren gesetzgeberischen Entscheidung getragen wird[3] und sich widerspruchsfrei in das bestehende sachgesetzliche Regelungsregime einfügt[4]. Das BVerfG verlangt, dass der Lenkungszweck mit hinreichender Bestimmtheit tatbestandlich vorgezeichnet und gleichheitsgerecht ausgestaltet werden muss[5]. Der Zweck der Einnahmeerhöhung ist allerdings nicht ausreichend[6].

8.1.3.3 Zulässigkeit einer CO_2-Sonderabgabe

Die Zulässigkeit der Einführung einer CO_2-Sonderabgabe hängt ebenfalls maßgeblich vom verfolgten Zweck ab. Zudem ist der Gesetzgeber bei dieser Form der Einnahmeerzielung im Gegensatz zur Steuer nicht frei in seiner Entscheidung, wofür die Mittel verwendet werden. Soll die Abgabenerhebung einem Finanzierungszweck dienen, stellt das BVerfG hohe Anforderungen an die Rechtmäßigkeit der Sonderabgabe, die im Fall der Quersubventionierung nicht erfüllt sein dürften. In Abgrenzung zur Steuer verfolgen Sonderabgaben einen näher festgelegten Verwendungszweck und dienen der Erfüllung einer besonderen Sachaufgabe[7]. Im Gegensatz zur Typologie zulässiger Steuerarten existiert kein abgeschlossener Kanon nichtsteuerlicher Abgabetypen[8].

Die Einführung von Sonderabgaben zum Zwecke der Finanzierung bestimmter Aufgaben ist nur ausnahmsweise zulässig. Nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts ist die Erhebung nur zulässig, wenn der Gesetzgeber einen legitimen, über die bloße Mittelbeschaffung hinausgehenden Zweck verfolgt, eine von der Allgemeinheit abgrenzbare homogene Gruppe mit der Finanzierung belastet wird, dieser Gruppe die Verantwortung für die Finanzierung des jeweiligen Zwecks aufgrund ihrer spezifischen Nähe zum Sachzweck zukommt, und die eingenommenen Finanzmittel anschließend gruppennützig verwendet werden, sodass eine sachgerechte Verknüpfung zwischen Belastung und Begünstigung entsteht[9]. Der verfolgte Sachzweck, der nicht bloß in der Mittelbeschaffung besteht, muss im Gesetz Ausdruck finden[10].

Abgaben ohne Finanzierungsfunktion, die nicht der Erzielung von Einnahmen dienen, sind grundsätzlich zulässig, weil eine Kollision mit dem Steuerstaatsprinzip nicht in Betracht kommt[11]. Nach der Rechtsprechung des BVerfG gelten für Sonderabgaben ohne Finanzierungsfunktion die obengenannten Rechtmäßigkeitsanforderungen nur eingeschränkt[12], die Anforderungen an die Gruppenverantwortung und die

[1] BVerfGE 27, S. 58 (58).
[2] BVerfGE 85, S. 238 (244); 99, S. 280 (296); 105, S. 73 (112); 117, S. 1 (31).
[3] BVerfGE 105, S. 73 (112 f.); 110, S. 274 (293); 116, S. 164 (182).
[4] *H. Kube*, in: V. Epping/C. Hollgruber (Hrsg.), GG, 2. Aufl., Art. 105 Rn. 9 m.w.N.
[5] *M. Heintzen*, in: I. v. Münch/P. Kunig (Hrsg.), GG, Bd. 3, 6. Aufl., Art. 105 Rn. 13 unter Hinweis auf BVerfGE 93, S. 121 (148); 99, S. 280 (296).
[6] BVerfGE 126, S. 268 (278 und 281).
[7] *H.-G. Henneke*, in: B. Schmidt-Bleibtreu/H. Hofmann/A. Hopfauf, GG, 12. Aufl., Art. 105 Rn. 49.
[8] BVerfGE 122, S. 316 (333); 123, S. 132 (141); *M. Jachmann*, in: H. v. Mangoldt/F. Klein/C. Starck (Hrsg.), GG, Bd. 3, 6. Aufl., Art. 105 Rn. 8.
[9] BVerfGE 55, S. 274 (303 ff.); 110, S. 370 (389); 122, S. 316 (334); 123, S. 132 (141).
[10] BVerfGE 67, S. 256 (275); 82, S. 159 (179 f).
[11] *B. Pieroth*, in: H.D. Jarass/ders., GG, 13. Aufl., Art. 105 Rn. 20; *M. Heintzen*, in: I. v. Münch/P. Kunig (Hrsg.), GG, Bd. 3, 6. Aufl., Art. 105 Rn. 27 m.w.N.
[12] BVerfGE 57, 139, 167 f.; 67, 256, 277 f.

Gruppennützigkeit können gelockert werden[1]. Mit anderen Worten verzichtet das BVerfG bei Lenkungsabgaben ohne Finanzierungszweck auf die für sonstige Sonderabgaben geltenden Zulässigkeitsanforderungen der Gruppenverantwortung durch Sachnähe sowie auf die Gruppennützigkeit der Abgabenverwendung[2]. Der Zweck der bloßen Quersubventionierung wäre insofern nicht ausreichend, die Homogenität der Gruppe der Abgabeschuldner ist ebenfalls zweifelhaft, da sich die Gruppe zumindest von der Allgemeinheit unterscheiden lassen muss.

8.1.3.4 Ergebnis

Im Ergebnis gilt daher, dass falls mit der Erhebung einer CO_2-Abgabe nicht ausschließlich gruppennützige Zwecke des Klimaschutzes verfolgt werden, sondern (auch) Ziele der Kompensation fehlender Energiesteuereinnahmen, der Förderung regenerativer Energieträger und der Energieeffizienz sowie der Querfinanzierung der energetischen Gebäudesanierung, die Erzielung der benötigten Einnahmen nur über eine Modifikation einer bestehenden Steuer zulässig sein dürfte. Der Bundesgesetzgeber besitzt keine Kompetenz zur Einführung einer eigenständigen CO_2-Steuer. Die Zulässigkeit der Erhebung einer Sonderabgabe mit Finanzierungsfunktion ist bereits im Hinblick auf das Vorliegen eines über die bloße Mittelbeschaffung hinausgehenden Zwecks, die Homogenität der Abgabeschuldner sowie deren Finanzierungsverantwortung fraglich, scheitert aber jedenfalls an der Gruppennützigkeit der Verwendung, da bei einer Querfinanzierung die Schuldner der Sonderabgabe personenverschieden von den Begünstigten sind.

8.2 Wärmesektorspezifische Handlungsempfehlungen

8.2.1 Verkürzung der Übergangsfrist zur Stilllegung alter Heizkessel

Eine weitere Verkürzung der ordnungsrechtlich festgelegten Stilllegungspflicht auf 25 Jahre nach der Inbetriebnahme für Heizkessel, die flüssige oder gasförmige Brennstoffe einsetzen – also fossile Brennstoffe – dürfte verfassungsrechtlich zulässig sein. Derzeit ist die Stilllegungs- bzw. Nachrüstpflicht für Heizkessel in § 10 Abs. 1 EnEV 2014 geregelt[3]. Sie betrifft alle Konstanttemperaturheizkessel[4], die nach Ablauf von 30 Jahren nicht mehr betrieben werden dürfen.

Eine weitere Reduzierung der Höchstbetriebsdauer auf 25 Jahre begegnet keinen durchgreifenden verfassungsrechtlichen Bedenken. Zunächst stellt die Pflicht zwar grundsätzlich einen Eingriff in die Eigentumsfreiheit des Gebäudeeigentümers[5] gem. Art. 14 GG[6] dar, da durch eine Inhalts- und Schrankenbestimmungen in Form einer

[1] *H. Kube*, in: V. Epping/C. Hollgruber (Hrsg.), GG, 2. Aufl., Art. 105 Rn. 18 unter Verweis auf BVerfGE 57, S. 139 (167 f.); 67, S. 256 (277 f.).

[2] *M. Heintzen*, in: I. v. Münch/P. Kunig (Hrsg.), GG, Bd. 3, 6. Aufl., Art. 105 Rn. 27.

[3] Es handelt sich hierbei um keine neu eingeführte Pflicht. In § 10 Abs. 1 EnEV 2009 und § 9 Abs. 1 EnEV 2002 war diese Nachrüstpflicht ebenfalls schon normiert.

[4] Aus Gründen des Bestandsschutzes und Effizienzgründen sind Brennwertkessel und Niedertemperaturheizkessel, Anlagen in den Leistungsklassen bis 4 kW und über 400 kW sowie unter bestimmten Voraussetzungen selbstgenutzte Ein- und Zweifamilienhäuser von der Regelung ausgenommen.

[5] Sowohl privater als auch gewerblicher Eigentümer, da die EnEV 2014 gem. §§ 3 und 4 für Wohn- und Nichtwohngebäude gilt.

[6] Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland, das zuletzt durch Art. 1 des Gesetzes v. 23.12.2014 (BGBl. I S. 2438) geändert worden ist.

abstrakt-generellen gesetzlichen Regelung ihm die Pflicht auferlegt wird, nach 25 Jahren seinen Heizkessel, mithin sein Sacheigentum, außer Betrieb zu nehmen.

Dieser Eingriff ist jedoch verfassungsrechtlich rechtfertigbar, da die Inhalts- und Schrankenbestimmung in der Relation zwischen den schützenswerten Interessen der Gebäudeeigentümer und dem öffentlichen Interesse in einem ausgewogenes Verhältnis steht und das angewandte Mittel der Stilllegungspflicht verkürzt auf 25 Jahre verhältnismäßig ist[1]. Dafür spricht zunächst, das grundsätzliche Bestehen der Pflicht seit 2002, die lediglich zeitlich verkürzt wird. Dem Gebäudeeigentümer wird mithin keine neuartige Pflicht auferlegt, sondern nur die Übergangsfrist verkürzt. Ferner sind die verfolgten öffentlichen Interessen für die Nachrüstpflicht, nämlich der Klima- und Umweltschutz, die höhere Effizienz neuerer Heizungstechnologien, die Energieeinsparung und Ressourcenschonung besonderes hoch zu werten. Im Vergleich dazu ist die Bedeutung des vermögenswerten Gutes, auch in Relation des verbleibendes Wertes des Heizkessels nach 25 Jahren Betriebsdauer zum Gesamtwert des Gebäudes als eher gering zu bewerten. Zudem ist die Betriebsdauer eines Heizkessels ohnehin technisch beschränkt[2]. Im Ergebnis steht einer geringfügigen Belastung der Gebäudeeigentümer ein hoher Nutzen für das öffentliche Interesse gegenüber. Schließlich könnten für Fälle wirtschaftlicher Unzumutbarkeit Härtefall-Klauseln bei der konkreten Ausgestaltung ergänzt werden, um die Verhältnismäßigkeit zu wahren.

8.2.2 Verbot von fossilen, dezentralen Heizkesseln im Neubau

Ein Verbot von fossilen, dezentralen Heizkesseln im Neubau stellt gegenüber der Nachrüstpflicht einen weitreichenderen Eingriff dar, da eine Technologieform damit vollständig verboten und den privaten und gewerblichen Bauherren und Gebäudeeigentümer eine Wahlmöglichkeit für die Art der Heizungsanlage genommen wird. Durch diese Einschränkung ist deren Eigentumsfreiheit nach Art. 14 Abs. 1 GG grundsätzlich betroffen. Ferner stellt dies einen Eingriff in den Schutzbereich der Berufsfreiheit von gewerblichen Herstellern und Monteuren fossiler Heizkessel sowie Brennstoffproduzenten nach Art. 12 Abs. 1 GG dar, die diese Technologie nicht mehr anbieten und verkaufen können.

Diese Eingriffe dürften jedoch verfassungsrechtlich zu rechtfertigen sein. Das Verbot fossiler, dezentraler Heizkessel (nur) im Neubau dient den Allgemeinwohlzwecken des Klima- und Ressourcenschutzes und der Energieeinsparung durch den Einsatz erneuerbaren Energien und effizienterer Heizungssysteme wie bspw. der elektrischen Wärmepumpe. Es bestehen daher nachvollziehbare Sachgründe für das Verbot. Das Verbot dürfte auch verhältnismäßig sein. Als Argumente im Hinblick auf die Berufsfreiheit lassen sich anführen, dass die konventionellen Heizkessel durch neue Technologien ersetzt werden können, die die Hersteller und Monteure bereits seit längerer Zeit neben Gas- und Ölheizungen auf Basis von erneuerbaren Energien anbieten. Diesen wird die Marktteilnahme daher nicht unmöglich gemacht. Zudem ist die Berufsfreiheit nicht primär ein produktorientiertes Grundrecht. Im Hinblick auf die Eigentumsfreiheit der Bauherren und Gebäudeeigentümer haben diese die Möglichkeit

[1] Zu den Einzelkriterien für die Beurteilung einer verfassungsrechtlichen Verhältnismäßigkeit vgl.: *H.D. Jarass*, in: ders./B. Pieroth, GG, 13. Aufl., Art. 14 Rn. 36 ff.; *H.-J. Papier*, in: T. Maunz/G. Dürig, GG, Bd. 2, 59. EL Juli 2010, Art. 14 Rn. 315 ff.

[2] Nach den VDI-Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen liegt die durchschnittliche Betriebsdauer von Öl- und Gasheizkesseln bspw. bei rd. 20 Jahren, vgl. VDI-Richtlinie 2067, Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen, Grundlagen und Kostenberechnung, 09/2000, S. 22.

alternative Heizungstechnologien einzusetzen. Dies wird im Neubau ohnehin durch das EEWärmeG anteilsmäßig vorgeschrieben. Zudem wird durch die Beschränkung auf den Neubau nicht in den Bestand eingegriffen. Im Übrigen wäre das Verbot durch Ausnahme- und Härtefallregeln sowie Übergangsfristen rechtlich so ausgestaltbar, dass unverhältnismäßige Belastungen vermieden würden.

8.3 Verkehrssektorspezifische Handlungsempfehlungen

8.3.1 Finanzierung der Oberleitungs-Infrastruktur aus der/einer Lkw-Maut

8.3.1.1 Die Lkw-Maut nach dem Bundesfernstraßenmautgesetz

Bereits seit dem 1. Januar 2005 wird auf deutschen Autobahnen eine Maut für die Nutzung der Straßen mit schweren Lkw erhoben. Im Jahre 2011 wurde das ursprüngliche Autobahnmautgesetz für schwere Nutzfahrzeuge (ABMG) durch das Bundesfernstraßenmautgesetz (BFStrMG[1]) ersetzt, nach dem nun auch bestimmte, an eine Autobahn unmittelbar angebundene Bundesstraßen in die Mautpflicht einbezogen werden können.[2]

Nach § 1 BFStrMG sind alle Fahrzeuge betroffen, die ausschließlich für den Güterkraftverkehr bestimmt sind oder eingesetzt werden und deren zulässiges Gesamtgewicht mindestens 12 Tonnen (ab Oktober 2015: 7,5 Tonnen)[3] beträgt. Die Lkw-Maut ist rechtstechnisch als Gebühr[4] ausgestaltet und richtet sich nach der auf mautpflichtigen Straßen zurückgelegten Strecke.

8.3.1.2 Vereinbarkeit mit dem deutschen Verfassungsrecht

8.3.1.2.1 Finanzverfassungsrecht

Die Umlage der gesamten Kosten der Errichtung und des Betriebs eines Oberleitungssystems über die bestehende Lkw-Maut im Wege einer Erhöhung der Mautsätze erscheint aus rechtlicher Sicht nicht unproblematisch. Die Lkw-Maut ist eine monetäre Gegenleistung für die Straßennutzung, nicht aber für die Nutzung einer noch zu errichtenden Oberleitung. Die Nutzung eines Teils der Einnahmen aus der Lkw-Maut zum Aufbau und Betrieb eines Oberleitungssystems, ohne aber die Kosten für die Oberleitungsinfrastruktur in die Maut einzupreisen, ist dagegen ohne weiteres möglich. Es ist anerkannt, dass die Gebühreneinnahmen neben der Erzielung von Einnahmen zur Deckung der Kosten (hier: für die Straßenunterhaltung) auch für Nebenzwecke eingesetzt werden können[5].

Ein anderer Weg bestünde darin, eine eigene „OH-Netz-Maut" einzuführen, die nicht an die Straßennutzung geknüpft wird, sondern an die Nutzung der Oberleitung und rechtstechnisch als Beitrag ausgestaltet wird[6]. Problematisch ist hier jedoch, dass der Bau eines Oberleitungssystems für Lkw in erster Linie dem Interesse der Allgemeinheit

[1] Bundesfernstraßenmautgesetz v. 12.07.2011 (BGBl. I S. 1378), das zuletzt durch Art. 1 des Gesetzes v. 10.07.2015 (BGBl. I S. 922) geändert worden ist.
[2] Vgl.: *A. Rebler*, Die Lkw-Maut, VD 2011, S. 335 ff.
[3] BT-Drs. 18/3923.
[4] Vgl. BVerfGE 20, 257 (269); 50, 217 (226); 91, 207 (223).
[5] BVerfGE 50, 217 (226).
[6] Hinweis: Typischerweise wird der Begriff „Maut" allerdings im Bereich der Straßennutzung verwendet. Vgl. *T. Welz*, „Pkw-Maut" – kraftfahrzeugsteuerrechtliche Aspekte, UVR 2014, S. 119 (120).

dient, die „Verkehrswende“ voranzubringen und weniger im Individualinteresse der Zahlungsverpflichteten liegt. Damit fehlt es möglicherweise an der individuellen Zurechenbarkeit der Leistung des Staates zur Gegenleistung, die für die Einordnung als Beitrag oder Gebühr erforderlich ist[1].

Denkbar wäre aber jedenfalls, die OH-Netz-Maut als Sonderabgabe zu qualifizieren. Das BVerfG hat drei wesentliche Zulässigkeitsvoraussetzungen definiert: Gruppenhomogenität, Gruppenverantwortung und Gruppennützigkeit[2]. Diese dürften bei einer OH-Netz-Maut erfüllt sein. Insbesondere steht die zu finanzierende Aufgabe – Bau und Unterhalt einer Oberleitung – in Sachnähe zum Gewerbe der Fuhrunternehmen und kommt diesen zugute, indem sie die Möglichkeit erhalten, das fertiggestellte Leitungsnetz zu nutzen.

8.3.1.2.2 Grundrechte

Die dezidierte Belastung einer bestimmten Gruppe – hier also des Lkw-Sektors – mit einer staatlichen Abgabe ist im Lichte des Gleichheitsgrundsatzes nach Art. 3 Abs. 1 GG zu betrachten. Eine unzulässige Ungleichbehandlung liegt vor, wenn eine unterschiedliche Behandlung zweier vergleichbarer Sachverhalte erfolgt, die verfassungsrechtlich nicht gerechtfertigt ist[3]. Die Mittelverwendung im Sinne des Klimaschutzes und der Erreichung der CO2-Ziele – und zudem zugunsten der Belasteten – stellt jedoch einen sachlichen Grund[4] dar, der einen möglichen Verstoß gegen Art. 3 Abs. 1 GG rechtfertigen kann. Auch liegen keine Verstöße gegen die Berufsfreiheit und die Eigentumsgarantie (Art. 12 Abs. 1 und 14 Abs. 1 GG) vor[5].
Ein Verstoß gegen den Gleichheitsgrundsatz steht auch im Raum, wenn der Gesetzgeber eine ganz bestimmte Technologie fördert und damit andere, vergleichbare Technologien ausschließt[6]. Jedoch ist dem Gesetzgeber eine weitgehende Gestaltungsfreiheit zuzubilligen[7]. Im Übrigen genügt auch insoweit ein sachlicher Grund zur Rechtfertigung einer Ungleichbehandlung.

8.3.1.3 Vereinbarkeit mit EU-Recht

Sollen aus der bestehenden Lkw-Maut Gelder entnommen werden, bleibt diese tatbestandlich unverändert, da nur im Rahmen der Mittelverwendung (derzeit § 11 BFStrMG) ein weiterer „Nebenzweck“ aufgenommen wird. Hierzu enthält die Wegekosten-RL (RL 1999/62/EU[8]), die für die Lkw-Maut gilt, keine Vorgaben. Vielmehr heißt es in Art. 9 Abs. 2 S. 1 der RL: *„Die Mitgliedstaaten befinden über die Verwendung der auf Grundlage dieser Richtlinie erwirtschafteten Einnahmen.“* In der Richtlinie kommt jedoch zum Ausdruck, dass die Einnahmen aus den Gebühren für externe Kosten dazu verwendet werden „sollten“, den Verkehr nachhaltiger zu gestalten (Art. 9 Abs. 2 S. 3), was unter anderem auch die *„Entwicklung alternativer Infrastruktur für die Verkehrsnutzer“* (siehe lit. e)) umfasst.

[1] BVerfGE 108, S. 186 (220); *M. Heintzen*, in: I. v. Münch/P. Kunig (Hrsg.), GG, Band II, 6. Aufl., Art. 105 Rn. 20.
[2] BVerfGE 55, 274 (305 ff.); *M. Heintzen*, in: I. v. Münch/P. Kunig (Hrsg.), GG, Band II, 6. Aufl., Art. 105 Rn. 25.
[3] *H.D. Jarass*, in: H.D. Jarass/B. Pieroth, GG, 13. Aufl., Art. 3 Rn. 7 ff., 14 ff.
[4] *H.D. Jarass*, in: H.D. Jarass/B. Pieroth, GG, 13. Aufl., Art. 3 Rn. 15.
[5] Vgl. zur Einführung der Lkw-Maut *A. Rebler*, Die Lkw-Maut, VD 2011, S. 335 (338).
[6] Vgl. *W. Heun*, in: H. Dreier (Hrsg.), GG, Band I, 3. Aufl., Art. 3 Rn. 82.
[7] *W. Heun*, in: H. Dreier (Hrsg.), GG, Band I, 3. Aufl., Art. 3 Rn. 86.
[8] Verkündungsstand: 02.04.2015.

Eine an die Nutzungsmöglichkeit der Oberleitung geknüpfte OH-Netz-Maut fällt zudem wohl bereits nicht unter den Anwendungsbereich der Wegekosten-Richtlinie (RL 1999/62/EG)[1]. Diese bezieht sich nur auf die Nutzung von „Verkehrswegen" (Art. 1 i.V.m. 2 lit. b)). Die Oberleitung folgt zwar den Verkehrswegen, stellt aber selbst keinen solchen dar.

8.3.1.4 Ergebnis

Mittel zum Aufbau bzw. Unterhalt eines Oberleitungssystems können aus der bestehenden Lkw-Maut entnommen werden. Allerdings kann insoweit keine vollständige Umlage aller Kosten erfolgen. Denkbar wäre aber auch die Einführung einer speziellen OH-Netz-Maut, um sämtliche Kosten durch die potenziellen Nutzer abgelten zu lassen.

8.3.2 Einführung einer fahrleistungsabhängigen Pkw-Maut; Finanzierung von Zuschüssen für E-Pkw und E-Ladeinfrastruktur

8.3.2.1 Vereinbarkeit mit dem deutschen Verfassungsrecht

Zur rechtstechnischen Umsetzung im Finanzverfassungsrecht[2] bietet sich die Regelung einer Gebühr an, also einer öffentlichen Geldleistung, die an eine individuell zurechenbare Gegenleistung geknüpft ist[3]. Der Pkw-Fahrer oder -Halter wird danach verpflichtet, für die Benutzung der mautpflichtigen Verkehrsstrecken ein Nutzungsentgelt zu zahlen. Sollen – wie vorgeschlagen – aus dem erzielten Mautaufkommen Mittel entnommen werden, um hierdurch Zuschüsse für E-Kfz und E-Ladeinfrastruktur zu finanzieren, so ist dies in gewissem Umfang als Nebenzweck der Straßennutzungsgebühr zulässig[4]. Grundrechtsverstöße sind durch die Einführung der Maut sowie die teilweise Mittelverwendung für Subventionsmaßnahmen wohl nicht zu erwarten.

8.3.2.2 Vereinbarkeit mit EU-Recht

Die Wegekosten-Richtlinie (RL 1999/62/EG) gilt nur für *„Kraftfahrzeuge und Fahrzeugkombinationen, die für den Güterkraftverkehr bestimmt sind oder verwendet werden und deren zulässiges Gesamtgewicht mehr als 3,5 Tonnen beträgt"* (Art. 1 i.V.m. Art. 2 lit. d))[5]. Bei Einführung einer Pkw-Maut ist sie also nicht anwendbar. Die allgemeinen Vorgaben des EU-Primärrechts sind jedoch zu berücksichtigen. Dies beinhaltet auf der Rechtsfolgenseite, also der Mittelverwendung für Subventionsleistungen, auch die Prüfung der Vereinbarkeit mit dem EU-Beihilferecht (Art. 107 ff. AEUV)[6].

[1] Vgl. zum begrenzten Anwendungsbereich der Wegekosten-RL: *A. Epiney/J. Heuck*, Zur Revision der RL 99/62 („Wegekostenrichtlinie"), NuR 2012, S. 169 (174).

[2] Vgl. hierzu den Überblick bei *H. Münzing*, Zur Einführung einer Pkw-Maut in Deutschland, NVZ 2014, S. 197 (199 f.).

[3] BVerfGE 20, S. 257 (269); 50, S. 217 (226); 91, S. 207 (223).

[4] BVerfGE 50, S. 217 (226).

[5] *M. Fehling*, Die Pkw-Maut, ZG 2014, S. 305 (306).

[6] Vgl. Art. 3 Abs. 5 der RL 2014/94/EU: *„Fördermaßnahmen für die Infrastruktur für alternative Kraftstoffe sind unter Einhaltung der Vorschriften für staatlichen Beihilfen umzusetzen.".*

8.3.2.3 Zur Ausdifferenzierung der Mauthöhe

Geplant ist, die Mautsätze nach Effizienz, Antriebskonzept und externen Kosten zu differenzieren.

Wird die Umsetzung der Pkw-Maut als Gebühr gewählt, sind das Äquivalenz- und das Kostendeckungsprinzip (abgeleitet aus dem Verhältnismäßigkeitsgrundsatz und Art. 3 Abs. 1 GG) einzuhalten[1], die sich auch auf der Rechtsfolgenseite der Maut widerspiegeln müssen. Es darf nicht zu einem groben Missverhältnis zwischen den Gesamteinnahmen und den Gesamtausgaben sowie zwischen der individuellen Mauthöhe und dem zurechenbaren Verursachungsbeitrag kommen[2]. Differenzierungsmerkmale, die sich auf die Mauthöhe auswirken, erfordern zudem immer sachliche Begründungen (Art. 3 Abs. 1 GG)[3]. Effizienz, Antriebskonzept und externe Kosten sind diesen Grundsätzen folgend grundsätzlich probate Differenzierungsmerkmale, da sie vor dem Hintergrund der Emissionsziele im Verkehrssektor sachlich begründbar erscheinen.

8.3.2.4 Zu den Datenschutzaspekten der Mautausgestaltung

Je nach Ausgestaltung der Pkw-Maut sind hohe Anforderungen an den Datenschutz zu stellen. Durch den Gesetzgeber ist insbesondere sicherzustellen, dass die Daten nicht ohne weiteres an Dritte – auch nicht an Polizei- und Sicherheitsbehörden – weitergegeben werden dürfen[4]. Einschränkungen der informationellen Selbstbestimmung (Art. 2 Abs. 1 i.V.m. Art. 1 Abs. 1 GG) müssen den Verhältnismäßigkeitsgrundsatz wahren[5]. Eine Orientierung an den Vorschriften zur Lkw-Maut im BFStrMG erscheint sachgerecht, jedoch ist zu berücksichtigen, dass der Eingriff in den persönlichen Lebensbereich der privaten Pkw-Fahrer um ein Vielfaches stärker ist als im Bereich der Berufsausübung im Güterkraftverkehr.[6] Die Datenschutzvorschriften im Rahmen der Pkw-Maut müssen deshalb ein höheres Schutzniveau vermitteln, sichergestellt etwa durch besonders zügige Datenlöschung.

8.3.2.5 Ergebnis

Die Einführung einer fahrleistungsabhängigen Pkw-Maut sowie die teilweise Verwendung der Einnahmen für Subventionsleistungen (E-Pkw, E-Ladeinfrastruktur) sind zulässig. Effizienz, Antriebskonzept und externe Kosten sind probate Differenzierungskriterien. Ein hohes Maß an Datenschutz ist zu gewährleisten.

8.3.3 Einführung einer Pflicht zur Einrichtung von Stellplätzen mit Anschluss an eine E-Ladesäule

8.3.3.1 Status quo: Stellplatzpflichten

Beim Neubau von Wohnungen bzw. der Nutzungsänderung zur Schaffung von mehr Wohnraum gibt es in 15 von 16 deutschen Bundesländern Verpflichtungen zur Bereithaltung von Stellplätzen – nur Berlin verzichtet bislang hierauf, wobei allerdings

[1] BVerfGE 50, S. 217 (227).

[2] So auch *H. Peres/S. Lampert*, Fortentwicklung des Rechts der Autobahnmaut durch das Erste Gesetz zur Änderung des Bundesfernstraßenmautgesetzes, NVwZ 2014, S. 102 (104, 106).

[3] *H.D. Jarass*, in: ders./B. Pieroth, GG, 13. Aufl., Art. 3 Rn. 15.

[4] Vgl. hierzu das Urteil des BVerfG zur automatisierten Kennzeichenerfassung, BVerfGE 120, S. 378.

[5] *H.D. Jarass*, in: ders./B. Pieroth, GG, 13. Aufl., Art. 3 Rn. 62 ff.

[6] *M. Fehling*, Die Pkw-Maut, ZG 2014, S. 305 (319).

in § 84 Abs. 1 Nr. 3 BauO Bln. (Bauordnung Berlin) zumindest eine Verordnungsermächtigung an die Senatsverwaltung zum Erlass von Vorschriften über Anforderungen an Garagen und Stellplätze existiert[1]. Stellplatz-Verpflichtungen betreffen das Bauordnungsrecht und sind folglich Ländersache[2].

8.3.3.2 Rechtliche Umsetzbarkeit einer Stellplatzpflicht mit Ladesäule

Die bereits existierenden Stellplatzpflichten könnten in den Ländern um eine qualitative Komponente ergänzt werden, indem eine bestimmte Mindestquote der Stellplätze[3] mit einem Anschluss an eine E-Ladesäule ausgestattet sein muss[4]. Je nach derzeitiger Ausgestaltung müssten Vorschriften im Landes- oder Kommunalrecht ergänzt werden. Hessen hat bereits eine Regelung eingeführt, die vorsieht, dass 5 Prozent der Einstellplätze in Garagen über einen Anschluss an Ladestationen für E-Kfz verfügen müssen[5].

Entsprechende Regelungen greifen zwar in die Eigentumsgarantie nach Art. 14 Abs. 1 GG ein – der Besitzer eines Stellplatzes wird durch die Verpflichtung in der freien Verfügung über sein Eigentum beschränkt, da ihm vorgeben wird, dass er Ladesäulen zu errichten hat –, sind aber verfassungsrechtlich gerechtfertigt. Die Angemessenheit entsprechender Verpflichtungsregelungen wird durch die Schaffung von Härtefallregelungen gesichert, die etwa an die wirtschaftliche Situation des Bauherrn oder die Situation vor Ort (Unmöglichkeit der Errichtung einer Ladesäule?) anknüpfen können[6].

Die mittelbare Förderung der Elektromobilität verstößt auch nicht gegen Art. 3 Abs. 1 GG (Gleichheitsgrundsatz). Zwar dürfte die Elektromobilitätsbranche von der Einführung einer Verpflichtung zur Schaffung von Stellplätzen mit E-Ladesäulen profitieren (dies ist ja auch Ziel der Regelungen), während gleichzeitig etwa die Biogas-Branche eher Nachteile befürchten muss. Es lässt sich jedoch bereits keine gemeinsame Vergleichsgruppen i.S.v. Art. 3 Abs. 1 GG bilden.

8.3.3.3 Ergebnis

Die Einführung von Stellplatzpflichten, die eine Mindestquote an E-Ladeplätzen enthalten, ist rechtlich unbedenklich. Die Regelungen erfolgen auf Länderebene. Für Härtefälle sollten Ausnahmeregelungen vorgesehen werden.

[1] *M. Rodi/M. Hartwig*, Elektromobilität in der Tiefgarage, ZUR 2014, S. 592 (594, 596).

[2] Nur das Bodenrecht unterliegt nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 18 GG der konkurrierenden Gesetzgebung des Bundes.

[3] Vgl. RL 2014/94/EU, Erw.gr. 23: *„Die Behörden sollten zur Unterstützung der Nutzer solcher Fahrzeuge Maßnahmen ergreifen, damit Bauherren und Immobilienverwalter die entsprechende Infrastruktur mit einer ausreichenden Zahl von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge errichten."*.

[4] *M. Rodi/M. Hartwig*, Elektromobilität in der Tiefgarage, ZUR 2014, S. 592 (595).

[5] § 2 Abs. 3 GaVO (Garagenverordnung Hessen): *„Garagen müssen eine ausreichende Anzahl von Einstellplätzen haben, die über einen Anschluss an Ladestationen für Elektrofahrzeuge verfügen. Der Anteil dieser Einstellplätze bezogen auf die Gesamtzahl der Einstellplätze muss mindestens 5 Prozent betragen […]."*.

[6] Vgl. *M. Rodi/M. Hartwig*, Elektromobilität in der Tiefgarage, ZUR 2014, S. 592 (595).

8.3.4 „Bonus-Malus-System“ (Zuschüsse für CO_2-arme Fahrzeuge – Verschmutzungsabgabe für Fahrzeuge mit hohem CO_2-Ausstoß)

8.3.4.1 Zahlung eines Kaufzuschusses

Die Zahlung eines Kaufzuschusses begegnet keinen verfassungsrechtlichen Schwierigkeiten. Es steht dem Staat grundsätzlich frei, Subventionsmaßnahmen in die Wege zu leiten. Hinzu kommt, dass ein zunehmender Einsatz CO2-armer Pkw zu einer Einsparung externer Kosten führt[1], sich die Förderung also auch für den Staat „auszahlen“ kann. Der Gleichheitsgrundsatz (Art. 3 Abs. 1 GG) ist schon deshalb nicht verletzt, da die geplante Regelung technologieneutral alle Fahrzeuge mit einem CO2-Ausstoß unter 50 g CO2/km begünstigen soll. Die Vereinbarkeit mit dem EU-Beihilferecht (Art. 107 ff. AEUV) ist zu gewährleisten.

8.3.4.2 Einführung einer „Verschmutzungsabgabe“

8.3.4.2.1 Finanzverfassungsrecht

Die Einführung einer „Verschmutzungssteuer“ für den Kauf von Fahrzeugen mit einem CO2-Ausstoß über 130 g/km ist grundsätzlich denkbar (vgl. Art. 106 Abs. 1 Nr. 3 GG). Die Verfolgung von außerfiskalischen, am Gemeinwohl orientierten Lenkungszwecken – hier also die Lenkung der Pkw-Käufer hin zu Fahrzeugen mit einem möglichst geringen CO2-Ausstoß – ist zulässig[2]. Ebenso ist die Möglichkeit der Zweckbindung von Steuermitteln anerkannt[3], wobei es auch möglich ist, *„dass die Einnahmen ganz oder teilweise für Auszahlungen an Personen verwendet werden, die sich im Interesse des gesetzlichen Zwecks vorbildlich verhalten“*[4].

Im Grundsatz erscheint auch der Umsetzungsweg über die Kfz-Steuer möglich. Der Steuersatz für Fahrzeuge mit CO2-Emissionen von mehr als 130 g/km könnte einmalig (im ersten Jahr) entsprechend erhöht werden. Eine Staffelung der erhöhten Steuersätze wäre ratsam. Bereits jetzt richtet sich die Kfz-Steuer auch maßgeblich nach den CO2-Emissionen, wobei oberhalb der Freigrenze von 95 g/km für jedes weitere Gramm 2 Euro anfallen (§ 9 Abs. 1 Nr. 2 lit. b) KraftStG). Hier könnte man ansetzen und eine „Verschmutzungsabgabe“ einführen. Zwar entstünde zwischen 129 g/km und 130 g/km ein Sprung im Gebührensatz, der dem Gebot der Folgerichtigkeit der Umsetzung einer Besteuerungsentscheidung widersprechen könnte[5]. Ausnahmen können jedoch bei Vorliegen eines besonderen sachlichen Grundes gerechtfertigt werden[6]. Ein solcher könnte in einer Orientierung an den EU-Flottengrenzwerten gesehen werden.

8.3.4.2.2 Grundrechte

Im Sinne der Grundrechte dürfte eine „Verschmutzungssteuer/-abgabe“, die beim Kauf eines Neuwagens mit einem CO2-Ausstoß über 130 g/km zu zahlen ist, zu keinen grundrechtlichen Schwierigkeiten führen. Den Käufern bleibt unbenommen, entweder andere Fahrzeuge zu kaufen, oder die Abgabe in Kauf zu nehmen. Eine Einschränkung

[1] *A. Mahler/M. Runkel*, Schaffung von Kaufanreizen für besonders emissionsarme Pkw, 2015, S. 12.
[2] BVerfGE 93, S. 121 (147).
[3] BVerfGE 93, S. 319 (348); *M. Jachmann*, in: H. v. Mangoldt/F. Klein/C. Starck (Hrsg.), GG, Band III, 6. Aufl., Art. 105 Rn. 4.
[4] So *V. Bürger/A. Hermann/F. Keimeyer/C. Brunn/S. Klinski*, Konzepte für die Beseitigung rechtlicher Hemmnisse des Klimaschutzes im Gebäudebereich, 2013, S.80.
[5] BVerfGE 84, S. 239 (271).
[6] BVerfGE 99, S. 88 (95).

ihrer Freiheitsrechte ist im Sinne des Klimaschutzes ohne weiteres zu rechtfertigen. Zwar ist die Berufsfreiheit (Art. 12 Abs. 1 GG) der Hersteller betroffen, insbesondere derjenigen, die in erster Linie oder gar ausschließlich Fahrzeuge verkaufen, die einen hohen CO2-Ausstoß haben (etwa SUV). Es liegt ein mittelbarer Eingriff in ihre Berufsausübungsfreiheit vor, da sich die von ihnen hergestellten Fahrzeuge durch die gesetzgeberische Regulierung für den Endkunden verteuern und damit weniger attraktiv sind. Berufsausübungsregelungen werden jedoch durch jede vernünftige Erwägung des Allgemeinwohls – hier die Erreichung der CO2-Ziele im Verkehrssektor – gerechtfertigt[1].

8.3.4.3 Ergebnis

Ein Bonus-Malus-System kann eingeführt werden, entweder als neue „Verschmutzungssteuer" oder als besondere „Verschmutzungsabgabe" im Wege der Kfz-Steuer.

[1] BVerfGE 85, S. 248 (259).

9 Literaturverzeichnis

Achtnich, M. / Bühler, G. / Hermeling, C. (2012): Impact of Service Station Networks on Purchase Decisions of Alternative-fuel Vehicles. Vol. Discussion, S. 20.

ADAC (2014): Auto Test e-golf. http://www.adac.de/infotestrat/tests/auto-test/detail.aspx?IDTest=5134 (abgerufen 8.7.2014).

ADAC (2015a): ADAC Autokosten. In: Homepage des ADAC. https://www.adac.de/infotestrat/autodatenbank/autokosten/.

ADAC (2015b): ADAC Autokostenrechner. https://www.adac.de/infotestrat/autodatenbank/autokosten/default.aspx (19.05.2015).

AGEB (2014): Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2014

AGEB (2015): *Energieverbrauch in Deutschland - Daten für das 1. Quartal 2015* . Berlin: AG Energiebilanzen.

AGFW: Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (2013). *Transformationsstrategien Fernwärme - TRAFO - Ein Gemeinschaftsprojekt von ifeu-Institut, GEF Ingenieur AG und AGFW.* Frankfurt: AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung.

AGFW (2010): Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 1: Energetische Bewertung von Fernwärme - Bestimmung der spezifischen Primärenergiefaktoren für Fernwärmeversorgungssysteme. https://www.agfw.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/agfw/content/linkes_menue/erzeugung/Energetische_Bewertung/EnEV_und_Fernwaerme/FW_309_1_Arbeitsblatt_und_Geschaeftsordnung_Mai2014.pdf&t=1434209562&hash=2f832a5c34f6349fc4fec6806e5e551b8b2cb96f.

Agora Energiewende (2014): Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Power_to_Heat/Agora_PtH_Langfassung_WEB.pdf.

Altrock, M. / Oschmann, V. / Theobald, C. (2013): EEG. 4. Auflage, München.

Antoni, O. (2013): Instrumente zur Förderung von Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien. In: *EnWZ 2013*. pp. 357-362.

Antoni, O. / Houness, S. / Utesch, B. (2015): Schlussbericht zum Verbundprojekt „Feldtests zum Aufbau einer Infrastruktur für elektromobile PKWs, Roller (e-Roller) und Pedelecs (Pedal Elektric Cycle) zur Auswahl und Entwicklung zukunftsweisender Ladestationen und Abrechnungssystemen sowie Feldtests zur Zusammenführung der Bereiche Wohnen und Mobilität am Beispiel von Pedelec-Sharing“. http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e01fb12/683144510.pdf.

ARTEMIS (n.d.): Assessment and Reliability of Transport Emission Models and Inventory Systems. <http://www.trl.co.uk/artemis/introduction.htm>.

Bachmann, P. / Erling, U. M. (2012): Pumpspeicherkraftwerke im Energiemix der Zukunft – eine rechtliche Einordnung. In: *et 6/2012.* pp. 97-101.

BAG (2014): Marktbeobachtung Güterverkehr - Jahresbericht 2013.

Bardt, H. (2008): Sichere Energie- und Rohstoffversorgung: Herausforderung für Politik und Wirtschaft? IW Positionen, Beiträge zur Ordnungspolitik Nr. 36, Köln.

BBSR-Online-Publikation, Nr. 06/2014 (2014): *Kosten energierelevanter Bau- und technischer Anlagenteile bei der energetischen Sanierung von Nichtwohngebäuden/Bundesliegenschaften.* Berlin: Bundesinstitut für Bau-,Stadt- und Raumforschung (BBSR).

Birgel, K. / Linau, A. (2006): Neuregelung der Energiebesteuerung. In: *StuB 2006*. pp. 785-788.

Björkmann, A. (2013): Comparative LCA of Electrification Alternatives for Long Haul Trucks - The Case of Iron Ore Powder Transportation from the Pajala Mine. Chalmers University.

Blesl, M. / Kober, T. / Kuder,R. / Bruchof,D. (2012). Implications of different climate policy protection regimes for the EU-27 and its member states through 2050. Climate Policy, 12(3), 301–319.

BMVBS 2010: Globale und regionale Verteilung von Biomassepotenzialen. Status-quo und Möglichkeiten der Präzisierung. Bonn: Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR) 2010.

BMVBS-Online-Publikation Nr. 07/2012 (2012): *Kosten der energierelevanten Bau- und Anlagenteile.* Berlin: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS).

BMVIT (2011): Potenziale effizienter Nutzfahrzeugantriebe für einen nachhaltigen Straßengüterverkehr bis 2050.

BMWi, BMU (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung

BMWi (2014): Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz. http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/nationaler-aktionsplan-energieeffizienz-nape,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.

BMWi (2015): Marktanreizprogramm. http://www.erneuerbare-enegien.de/EE/Navigation/DE/Foerderung/Beratung_und_Foerderung/Marktanreizprogramm/marktanreizprogramm.html.

BMWi (2015): Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. T. Herdan. http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Foerderbekanntmachungen/marktanreizprogramm-erneuerbare-energien.pdf?__blob=publicationFile&v=10.

Bongartz, M. / Jatzke, H. / Schröer-Schallenberg, S. (2014): Energiesteuer, Stromsteuer, Zolltarif, Kommentar zum Energiesteuerrecht. 10. EL. November 2014.

Buchert, M. (2010): Life Cycle Assessment (LCA) of Nickel Metal Hydride Batteries for HEV Application.

Bürger, V. / Hermann, A. / Keimeyer, F. / Brunn, C. / Klinski, S. (2013): Konzepte für die Beseitigung rechtlicher Hemmnisse des Klimaschutzes im Gebäudebereich, Dessau-Roßlau.

Burkert, A. (2013): Seltenerdmetalle : Aufputschmittel für das Elektroauto. In: Redaktion Springer für Professionals.

Bundesregierung (2012): Deutsches Ressourceneffizienzprogramm (ProgRess). Berlin. *http://www.bmub.bund.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/progress_bf.pdf*.

Burgi M. (2009): Klimaschutz durch KWK-Förderung, Bochum.

Burke, A. / Zhao, H. (2012): Energy Saving and Cost Projections for Advanced Hybrid , Battery Electric , and Fuel Cell Vehicles in 2015-2030 battery electric , and fuel cell vehicles in 2015-2030. No.May.

BVU / Intraplan / IVV / Planco (2014): Verkehrsverflechtungsprognose 2030 - Los 3: Erstellung der Prognose der deutschlandweiten Verkehrsverflechtungen unter Berücksichtigung des Luftverkehrs. Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur. 11. Juni 2014.

CE Delft (2013): Zero emissions trucks An overview of state-of-the-art technologies and their potenzial.

Danish Energy Agency. (2010): *Technology Data for Energy Plants* . Kopenhagen: Danish Energy Agency.

Danner, W. / Theobald, C. (2015): Energierecht. 83. EL. Januar 2015.

Davidsson, S. / Höök, M. / Wall, G. (2012): A review of life cycle assessments on wind energy systems. In: *The International Journal of Life Cycle Assessment*. Vol. 17, No.6, pp. 729–742.

DERA (2012): DERA-Rohstoffliste 2012: Angebotskonzentration bei Metallen und Industriemineralen – Potenzielle Preis- und Lieferrisiken. Deutsche Rohstoff-Agentur, Berlin.

Deutsche Automobil Treuhand (2015): No Title. In: *Leitfaden über Kraftstoffverbrauch, CO2-Emissionen und Stromverbrauch*. <http://www.dat.de/angebote/verlagsprodukte/leitfaden-kraftstoffverbrauch.html> (Aug. 1, 2015).

di Fabio, U. (1995): Die Verfassungskontrolle indirekter Umweltpolitik am Beispiel der Verpackungsordnung. In: *NVwZ 1995*, S. 1-8.

DLR / IWES / IfnE (2012): Leitstudie 2011 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.

Doppelbauer, M. (2013): Elektrische Traktionsantriebe heute und in Zukunft. Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.

Dreier, H. (2013): GG. Band I. 3. Auflage, Tübingen.

EC (2014a): Report on Critical Raw Materials for the EU: Critical Raw Materials Profiles. European Commission (EC).

EC (2014b): Report on critical raw materials for the EU. Report of the Ad hoc Working Group on defining critical raw materials, Brüssel. *http://ec.europa.eu/enterprise/policies/raw-materials/files/docs/crm-report-on-critical-raw-materials_en.pdf*.

Ecoinvent (2008): Ecoinvent Database Version 2.2. Ecoinvent Centre, Zürich.

EEA (2014): Monitoring CO2 emissions from passenger cars and vans in 2013. EEA Technical report No 19/2014. European Environment Agency (EEA)., Luxembourg.

Elektromobilät, N. P. (2014): Fortschrittsbericht Bilanz der.

Epiney, A. / Heuck, J. (2012): Zur Revision der RL 99/62 („Wegekostenrichtlinie"). In: *NuR 2012. pp.* 169-179.

Epping, V. / Hillgruber, C., (2015): BeckOK GG.

EU (2010): Critical raw materials for the EU. Report of the Ad-hoc Working Group on defining critical raw materials, Brüssel.

EU (2014): RICHTLINIE 2014/94/EU DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe. Brüssel, den 22. Oktober 2014.

European Commission (2013): DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the deployment of alternative fuels infrastructure.

Eurostat (2009): Ageing Report 2009. Economic and budgetary projections for the EU-27 Member States (2008-2060)

EWI et al. (2010): „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung". Studienprojekt Nr. 12/10 im Auftrag des BMWi, EWI Köln, Prognos Basel, GWS Osnabrück, 2010.

Fehling, M.(2014): Die Pkw-Maut. In: *ZG 2014*. pp. 305- 324.

Fichtner (2014). *Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2012 bis 2014 - Evaluierung des Förderjahres 2013.* Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

FNR 2013: Basisdaten Bioenergie Deutschland, Stand August 2013

Französische Botschaft (2015): Klimaschutz: Das Französische Bonus-Malussystem beim Neuwagenkauf. <http://www.ambafrance-de.org/Klimaschutz-Das-franzosische-Bonus> (Aug. 20, 2015).

Frauenhofer Institut (2010): Technologie-Roadmap Lithium-Ionen Batterie 2030.

Frenz, W. / Müggenborg, H.-J. (2015): EEG. 3. Auflage, Berlin.

Fritsche et al. 2004: Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse. Endbericht 2004.

Gandenberger, C. / Glöser, S. / Marscheider-Weidemann, F. / Ostertag, K. / Walz, R. (2012): Die Versorgung der deutschen Wirtschaft mit Roh- und Werkstoffen für Hochtechnologien - Präzisierung und Weiterentwicklung der deutschen Rohstoffstrategie. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag. Karlsruher Institut für Technologien (KIT), Berlin.

GE Electric (n.d.): Ladestationen für Elektrofahrzeuge.

Goonan, T. G. (2012): Lithium use in batteries. In: *U.S. Geological Survey Circular*. Vol. 1371.

Graf, C. (2013): Kathodenmaterialien für Lithium-Ionen- Batterien. In: R. KORTHAUER: *Handbuch Lithium-Ionen-Batterien*. Springer, Berlin, Heidelberg. pp. 31–44.

Groscurth, H.-M. / Bode, S. (2013): Discussion Paper Nr. 9 – "Power-to-heat" oder "Power-to-gas"?.

Henning, H.-M. / Palzer, A. (2012): *100 % Erneuerbare Energien für Deutschland.* Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.

Haucap, J. / Klein, C. / Kühling, J. (2013): Die Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Heck, T. (2012): *LCI Analysis of Heat Pumps - ecoinvent report No. 6-X.* Villigen: Paus Scherrer Institut.

Heck, T. (2007): *Teil XIV: Wärme-Kraft-Kopplung - exoinvent report No.6-XIV.* Villingen: Paul Scherrer Institut.

Heidrich, T. / Gerhardt, N. / Schumacher, P. (2014). *Analyse von Strom - Wärme - Anwendungen im heutigen und zukünftigen Energiemarkt im Hinblick auf steigende Strombezugskosten und deren Lastmanagementpotenzial.* Kassel: Fraunhofer IWES und IBP.

Heller, H. (2013): Optimierung der energierechtlichen Rahmenbedingungen durch den Einsatz moderner Stromspeichertechnologie. In: *EWeRK 2013*. pp. 177-188.

Henger, R. (2014): *Handlungsempfehlungen zur Umsetzung der Energiewende im Gebäudesektor.* Köln: Institut der deutschen Wirtschaft Köln.

Henning, H.-M. / Ragwitz, M. / Bürger, V. / Jochem, E. / Kranzl, L. / Schulz, W. et al. (2012): *Erarbeitung einer Integrierten Wärme- und Kältestrategie Arbeitspaket 1*

- Bestandsaufnahme und Strukturierung des Wärme- und Kältebereichs. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Hering, E. / Martin, R. / Gutekunst, J. / Kempkes, J. (2012): Elektrotechnik und Elektronik für Maschinenbauer - Kap. Elektrische Maschinen. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg.

Heusch-Boesefeldt (1996): Ermittlung der Pkw- und Nfz-Jahresfahrleistungen 1993 auf allen Straßen in der Bundesrepublik Deutschland. Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Aachen.

Hoier , A. / Erhorn, H. (2013): *Energetische Gebäudesanierung in Deutschland Studie Teil I: Entwicklung und energetische Bewertung alternativer Sanierungsfahrpläne.* Stuttgart: Instituts für Wärme und Öltechnik e.V.

IEA (2010): *Energy Technology Perspectives.* Paris: Internationale Energie Agentur.

IFEU (2011): Umbrela: Umweltbilanzen Elektromobilität - Grundlagenbericht. Wissenschaftlicher Grundlagenbericht gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. H. Helms, J. Jöhrens, J. Hanusch, U. Höpfner, U. Lambrecht, M. Pehnt. Institut für Energie- und Umweltforschung, Heidelberg. http://www.emobil-umwelt.de/ (last accessed: 08/02/2013).

IFEU/Öko (2012): Knörr, W.; Schacht, A.; Gores, S.: Entwicklung eines Modells zur Berechnung der Energieeinsätze und Emissionen des zivilen Flugverkehrs - TREMOD AV. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. Dessau-Roßlau: 2012

IFEU (2012): Aktualisierung "Daten- und Rechenmodell : Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2030" (TREMOD, Version 5.3). Institut für Energie- und Umweltforschung (IFEU). Im Auftag des Umweltbundesamtes. FKZ 360 16 037, Heidelberg.

IFEU (2013a): Ökologische Begleitforschung zum Flottenversuch Elektromobilität - Endbericht. H. Helms, U. Lambrecht, J. Jöhrens, M. Pehnt, A. Liebich, U. Weiß, C. Kämper. Institut für Energie- und Umweltforschung, Heidelberg.

IFEU (2013b): Überleitung der Ergebnisse aus GermanHy in das Emissionsberechnungsmodell TREMOD.

IFEU (2013c): Ermittlung von Vorkettenemissionen und -energieverbräuchen für Biokraftstoffe auf der Basis von vorhandenen Studien. Kurzgutachten im Auftrag des RWTÜV für die BASt.

IFEU (2014): Aktualisierung „Daten- und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2030 (TREMOD) für die Emissionsberichterstattung 2015 (Berichtsperiode 1990-2013) Projekt-Nr. 40625.

IFEU / WI / DLR Stuttgart (2005): 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).

Ifeu-LBST-DLR (2014): LNG als Alternativkraftstoff für den Antrieb von Schiffen und schweren Nutzfahrzeugen.

IFEU / TU Graz (2015): Zukünftige Maßnahmen zur Kraftstoffeinsparung und Treibhausgasminderung bei schweren Nutzfahrzeugen. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (IFEU) und Institut für Verbrennungskraftmaschinen und Thermodynamik, Technische Universität Graz. Im Auftag des Umweltbundesamtes. Forschungskennzahl 3711 96 105. Dessau-Roßlau, April 2015.

INFRAS (2014): HBEFA Version 3.2, Juli 2014 (verfügbar unter www.hbefa.net).

Intraplan (2014): Verkehrsverflechtungsprognose 2030.

ISI (n.d.): Wirtschaftlichkeit von Ladeinfrastruktur.

ISI. (2009): *ADAM 2-degree scenario for Europe – policies and impacts. Deliverable D3 of work package M1 (code D-M1.3).* Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung.

ISI / IZT (2009): Rohstoffe für Zukunftstechnologien. G. Angerer, L. Erdmann, F. Marscheider-Weidemann, M. Scharp, A. Lüllmann, V. Handke, M. Marwede. Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung. Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung. ISI-Schriftenreihe "Innovationspotenziale," Stuttgart.

ISI (2013): Markthochlaufszenarien für Elektrofahrzeuge. NPE. *http://www.isi.fraunhofer.de/isi-de/e/projekte/npetco_316741_plp.php*.

IVT (1994): Fahrleistung und Unfallrisiko von Kraftfahrzeugen; Schlussbericht zur Fahrleistungserhebung 1993. In: 1994. Im Auftrag der BAST, Bergisch Gladbach.

IVT (2004): Fahrleistungserhebung 2002, Band 2: Inlandsfahrleistung und Unfallrisiko. Untersuchung im Auftrag der Bundesanstalt für Straßenwesen, Heilbronn, Mannheim.

IWES / IAEW / SUER (2014): Roadmap Speicher. Pape et al.

IWES / SUER / IFAM (2014): Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien, Studie im Auftrag Agora Energiewende

IZT / adelphi (2011): Kritische Rohstoffe für Deutschland. L. Erdmann, S. Behrendt (Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung), M. Feil (adelphi), Berlin.

Jarass, H. D. / Pieroth, B. (2014): GG. 13. Auflage, München.

JEC (2011): Well-to-wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context. pp. 1–16.

JEC (2013): Tank-to-wheels Report version 4 . 0 jec well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the european context.

Jollie, D. (2008): Platinum 2008. Johnson Matthey, Hertfordshire. *http://www.platinum.matthey.com/documents/market-review/2008/full-review/english.pdf*.

Kaltschmitt, M./ Merten, D. / Fröhlich, N. / Nill, M.: Energiegewinnung aus Biomasse. Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003 "Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit" Berlin, Heidelberg 2003

Kaltschmitt, M. / Lenz, V. / Thrän, D. (2008): Zur energetischen Nutzung von Biomasse in Deutschland – Potenziale, Stand und Perspektiven. http://leibniz-institut.de/archiv/kaltschmitt_25_04_08.pdf.

Kaltschmitt, M. (Hg.) (2009): Regenerative Energien in Österreich. Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalysen, Potenziale, Nutzung. Wiesbaden: Vieweg + Teubner 2009.

Kasper, R. / Schünemann, M. (2012): Elektrische Fahrantriebe - Topologien und Wirkungsgrad. In: Motortechnische Zeitschrift. No.10, pp. 802–807.

KBA (n.d.): Datenbankauswertung der Fahrzeugbestände und Neuzulassungen für TREMOD. Kraftfahrt-Bundesamt. Im Auftrag der BASt. Jährliche Aktualisierung.

KfW (2015): Erneuerbare Energien Premium. Merkblatt. https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000002410-Merkblatt-271-281-272-282.pdf.

Khazzoum, B. / Kudla, C. / Reuter, R. / Trottmann, C. (2011): Energie und Steuern.

Kley, F. (2011): Ladeinfrastrukturen für Elektrofahrzeuge.

Klinglmair, M. / Serenella, S. / Brandão, M. (2013): Assessing resource depletion in LCA: a review of methods and methodological issues. In: *The International Journal of Life Cycle Assessment*.

Kloess, M. / Prenninger, P. / Huss, A. (2011): Potenziale effizienter Nutzfahrzeugantriebe für einen nachhaltigen Straßengüterverkehr bis 2050.

Kohler, S. (2012): *Jahrhundertaufgabe Energiewende: Wo stehen wir? Einsatz von Wärmedämmung im Sanierungs- und Neubaubereich.* Berlin: Dena.

Kraftfahrzeug-Bundesamt (2015a): Bestand an Pkw am 1. Januar 2015 nach ausgewählten Kraftstoffarten. In: *Homepage des Kraftfahrt-Bundesamtes*. <http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2014_b_umwelt_dusl_absolut.html>.

Kraftfahrzeug-Bundesamt (2015b): Bestand an Personenkraftwagen am 1. Januar 2015 gegenüber 1. Januar 2014 nach Segmenten und Modellreihen. pp. 1–9.

Krebs, H. (2015): Zählen sog. Umlagen zu den Entgelten für den Netzzugang?. In: RdE 2015, S. 336-342.

Krewitt, W. / Buck, R. / Drück, H. / S. Frick (GFZ) E. H. / Kaufer, D. / Erbas, K. et al. (2010): *Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung*. Berlin: BMWi.

Kuhr, D. (2014): Im Porsche auf der Busspur. In: Süddeutsche Zeitung. http://www.sueddeutsche.de/auto/elektromobilitaetsgesetz-im-porsche-auf-der-busspur-1.2142713.

Kurronen, P. / Haavisto, M. / Pyrhönen, J. (2010): Challenges in applying permanent magnet (PM) technology to wind power generators. European Wind Energy Conference & Exhibition, 20.-23. April 2010, Warschau.

LAT (2004): Investigation of the emission degradation of gasoline vehicles, Artemis Subtask 3123, Laboratory of Applied Thermodynamics, Mechanical Engineering Department, Aristotle University, Thessaloniki, Report No: 0415.

Lehnert, W. / Vollprecht, J. (2012): Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher. In: *ZNER 2012*. pp. 356-368.

Lietz, F. (2014): Die Qualifikation von Stromspeicherbetreibern als Letztverbraucher – Eine kritische Betrachtung. In: *EWeRK 2014*. pp. 96-102.

Loga, T. / Diefenbach, N. / Stein, B. / Born, R. (2012): *TABULA - Scientific Report Germany - Further Development of the National Residential Building Typology*. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt GmbH .

Mahler, A. / Runkel, M. (2015): Schaffung von Kaufanreizen für besonders emissionsarme Pkw.

Mancini, L. / Sala, S. / Recchioni, M. / Benini, L. / Goralczyk, M. / Pennington, D. (2014): Potenzial of life cycle assessment for supporting the management of critical raw materials. In: *The International Journal of Life Cycle Assessment*. pp. 100–116.

Mangoldt, H. v. / Klein, F. / Starck, C. (2010): GG. Bd. 3. 6. Auflage, München.

Mantau, U. (2010): Real potential for changes in growth and use of EU forests. EUwood: final report. Hamburg [etc.]: University of Hamburg, Centre of Wood Science [etc.] 2010.

Mantau, U. (2012): Holzrohstoffbilanz Deutschland. Entwicklungen und Szenarien des Holzaufkommens und der Holzverwendung von 1987 bis 2015. Hamburg: Zentrum Holzwirtschaft 2012.

Maunz, T. / Dürig, G. (2014): GG. 73. Auflage, München.

Maunz, T. / Dürig, G. (2010): GG. Band 2. 59. EL. Juli 2010.

McKinsey (2010): A portfolio of power-trains for Europe : a fact-based analysis.

MKS (2013): CNG und LPG – Potenziale dieser Energieträger auf dem Weg zu einer nachhaltigeren Energiever- sorgung des Straßenverkehrs.

Mock et al. (2013): From laboratory to road - A comparison of official and "real world" fuel consumption and CO2 values for cars in Europe and the United States.

Möhlenkamp, K. / Milewski, K. (2012): EnergieStG/StromStG.

Müller, A. / Firedl, G. / Heimrath, R. / Weiss, W. et al. (2010): *Heizen 2050 - Systeme zur Wärmebereitstellung und Raumklimatisierung im österreichischen Gebäudebestand: Technologische Anforderungen bis zum Jahr 2050.* Wien: Klima- und Energiefonds.

Müller, T. / Oschmann, V. / Wustlich, G. (2010): EEWärmeG.

Müller, T. (2011): Die Biogaseinspeisung im Kontext des Umweltenergierechts, in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Auflage.

Münch, I. v. / Kunig, P. (2012): GG. Bd. 3. 6. Auflage, München.

Münzing, H. (2014): Zur Einführung einer Pkw-Maut in Deutschland. In: *NVZ 2014* pp. 197-200.

NIS (2011): National Inventory Submissions; Umweltbundesamt 2011

Nitsch et al. (2012): Nitsch, J. et al. – DLR, IWES, IfnE: Leitstudie 2011 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. 2012, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin, Deutschland.

Oakdene Hollins / Fraunhofer ISI (2013): Study on Critical Raw Materials at EU Level Final Report. Adrian Chapman, Josephine Arendorf, Tecla Castella, Paul Thompson and Peter Willis (Oakdene Hollins); Luis Tercero Espinoza, Stefan Klug and Eva Wichmann (Fraunhofer ISI), Aylesbury, Buckinhamshire.

Öko-Institut (2011a): Ökobilanz zum Recycling von Lithium-Ionen-Batterien (Projekt LithoRec). M. Buchert, W. Jenseit, C. Merz, D. Schüler. Öko-Institut, Freiburg.

Öko-Institut (2011b): Study on Rare Earths and Their Recycling. D. Schüler, M. Buchert, R. Liu, S. Dittrich, C. Merz. Öko-Institut, Darmstadt.

Öko-Institut (2011c): Verbundprojekt : Entwicklung eines realisierbaren Recyclingkonzepts für die Hochleistungsbatterien zukünftiger Elektrofahrzeuge – LiBRi. M. Buchert, W. Jenseit, C. Merz, D. Schüler. Öko-Institut, Freiburg.

Öko-Institut / Daimler AG (2011): Ressourceneffizienz und ressourcenpolitische Aspekte des Systems Elektromobilität: Arbeitspaket 7 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen. M. Buchert, W. Jenseit, S. Dittrich, F. Hacker, E. Schüler-Hainsch, K. Ruhland, S. Knöfel, D. Goldmann, K. Rasenack, F. Treffer. Öko-Institut, Freiburg. *http://www.oeko.de/oekodoc/1334/2011-449-de.pdf*.

Öko-Institut / Fraunhofer ISI (2014): Klimaschutzszenario 2050, erste Modellierungsrunde. Öko Insitut, Berlin. Fraunhofer ISI, Karlsruhe

Olonscheck, M. / Holsten, A. / Kropp, J. P. (2011): *Heating and cooling energy demand and related emissions of the German residential building stock under climate change, .* Potsdam: Potsdam Institute for Climate Impact Research.

PE NWE (2011): Life Cycle Assessment of Electricity Production from a Vestas V112 Turbine Wind Plant. PE North West Europe ApS, Copenhagen.

Peres, H. / Lampert, S. (2014): Fortentwicklung des Rechts der Autobahnmaut durch das Erste Gesetz zur Änderung des Bundesfernstraßenmautgesetzes. In: *NVwZ 2014*. pp. 102-106.

Plötz, P. / Gnann, T. / Kühn, A. / Wietschel, M. (2013): Markthochlaufszenarien für Elektrofahrzeuge - Langfassung. Fraunhofer ISI. Studie im Auftrag der acatech – Deutsche Akademie der Technikwis- senschaften und der Arbeitsgruppe 7 der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE). *http://www.isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/e/de/publikationen/Fraunhofer-ISI-Markthochlaufszenarien-Elektrofahrzeuge-Langfassung.pdf*.

Prognos (2010a): Studie Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung.

Prognos (2010b): *Investitionen durch den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland.* Berlin: Prognos.

Prognos (2014): *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose.* Berlin: Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie.

Quaschning, V. (2013): Erneuerbare Energien und Klimaschutz. 3. Auflage, München.

Rebler, A. (2011): Die Lkw-Maut. In: *VD 2011*. pp. 335-344.

Reshöft, J. / Schäfermeier, A. (2014): EEG. 4. Auflage, Baden-Baden.

Rodi, M. / Hartwig, M. (2014): Elektromobilität in der Tiefgarage. In: *ZUR 2014.* pp. 592-600.

Roskill (2011): The Economics of Rare Earths and Yttrium: Market Outlook to 2015. Roskill Information Services, London.

Sachs, M. (2014): GG. 7. Auflage, München.

Säcker, F. J. (2015): Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 1. 3. Auflage, Frankfurt.

Säcker, F. J. (2015): Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 2. 3. Auflage, Frankfurt.

Sailer, F. (2014): Die Energiespeicherung im EEG 2014, in: Wolfgang Busch/Friedericke Kaiser (Hrsg.), Erneuerbare erfolgreich ins Netz integrieren durch Pumpspeicherung, Tagungsband zur 2. Pumpspeichertagung des EFZN für transdisziplinären Dialog, 1. Auflage.

Salje, P. (2014): EEG 2014. 7. Auflage, Köln.

Schlomann, B. / Dütschke, E. / Gigli, M. / Steinbach, J. / Kleeberger, H. / Geiger, B. et al. (2011): Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)

Schmal, V. (2010): Neodymnachfrage für Zukunftstechnologien. Diplomarbeit an der Dualen Hochschule Baden-Württemberg und Fraunhofer ISI, Heidenheim, Karlsruhe.

Schmidt-Bleibtreu, B. / Hofmann, H. / Hopfauf, A. (2011): GG. 12. Auflage, Köln.

Schneider, J-P. / Theobald, C. (2013): Recht der Energiewirtschaft. 4. Auflage, München.

Schumacher, P. / Pham, C.-T. (2014): *Regelenergiebereitstellung durch flexible Kälteerzeugung in Gebäuden.* Kassel: Fraunhofer IBP.

SOAF (2014): Entso-E, https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx

Sonigo, P. / Bain, J. / Kong, M. A. / Fedrigo, D. / Sirini, W. / Watkins, E. / Scholl, G. / Rubik, F. / Vanner, R. / Dresner, S. (2012): Policies to encourage sustainable consumption. Final report. Prepared for European Commission (DG ENV).

SRU (2012): Umweltgutachten Verantwortung in einer begrenzten Welt.

Stappert, H. / Vallone, A. / Groß, F.-R. (2015): Die Netzentgeltbefreiung für Energiespeicher nach § 118 Abs. 6 EnWG. In: *RdE 2015*. pp. 62-69.

Statista (2015): Anzahl der Personenkraftwagen mit Elektroantrieb in Deutschland nach Bundesländern. http://de.statista.com/statistik/daten/studie/75841/umfrage/bestand-an-personenkraftwagen-mit-elektroantrieb/.

Stein, R. M. / Thoms, A. (2013): Energiesteuern in der Praxis. 2. Auflage.

Sterner, M. (2009): Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems. Kassel University, Dissertation. http://www.upress.uni-kassel.de/publi/abstract.php?978-3-89958-798-2

Treffer, F. (2013): Lithium-Ionen-Batterie-Recycling. In: R. KORTHAUER: *Handbuch Lithium-Ionen Batterien*. Berlin, Heidelberg. pp. 345–355.

TU Graz (2013a): User Guide for the Model PHEM, Version 11.2. Raphael Luz et al., Graz.

TU Graz (2013b): Update of Emission Factors for EURO 5 and EURO 6 Passenger Cars for the HBEFA Version 3.2; Technical University of Graz, Report No. I-31/2013/ Rex EM-I 2011/20/679, 06.12.2013 (verfügbar unter www.hbefa.net).

TU Wien (2011): Potenziale effizienter Nutzfahrzeugantriebe für einen nachhaltigen Straßengüterverkehr bis 2050.

UBA (2010): Pkw-Maut in Deutschland?

UBA (2013): Konzepte für die Beseitigung rechtlicher Hemmnisse des Klimaschutzes im Gebäudebereich.

UBA (2013b): Treibhausgasneutrales Deutschland. Purr et al. Umweltbundesamt, Dessau

UBA (2013c): Konzept zur zukünftigen Beurteilung der Effizienz von Kraftfahrzeugen. In: *UBA Texte*. J. Jöhrens, H. Helms. Institut für Energie- und Umweltforschung, Heidelberg.

ÜNB (2014): 50Hertz, TenneT TSO, Amprion, TransnetBW: Netzentwicklungsplan 2014.

Universität Stuttgart IER (2009): Möglichkeiten der LNG-Nutzung in Baden-Württemberg.

USGS (2014): Minerals Yearbook 2014. Verschiedene Metalle. US Geological Survey. *http://www.usgs.gov*.

van Basshuysen et al. (2007): Handbuch Verbrennungsmotor: Grundlagen, Komponenten, Systeme, Perspektiven, Vieweg, 2007

vbw / IW Consult (2012): Rohstoffversorgung langfristig sichern. IW Consult GmbH Köln, unter Mitwirkung von Prof. Reller (WZU Augsburg), vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V, München.

VCD (2013): VCD Auto-Umweltliste 2013/2014. http://www.vcd.org/auto-umweltliste-2013.html.

VDMA (2010): Komponenten und Systeme für Windenergieanlagen. Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbauer (VDMA), Frankfurt a.M.

Vidal, O. / Goffe, B. / Arndt, N. (2013): Metals for a low-carbon society. In: *Nature Geosci*. Nature Publishing Group, a division of Macmillan Publishers Limited. All Rights Reserved. Vol. 6, No.11, pp. 894–896.

ViZ BMVBS (n.d.): Verkehr in Zahlen. Bearbeitet von DIW. Erscheinungsweise jährlich, Bonn, Berlin.

ViZ BMVI (n.d.): Verkehr in Zahlen. Bearbeitet von DIW. Erscheinungsweise jährlich, Bonn, Berlin.

von Oppen, M. (2014): Stromspeicher – Rechtsrahmen und Orientierungsbedarf. In: *ER 2014*. pp. 9-16.

von Schlesinger, C. (2014): Viel Lärm um nichts. In: Wirtschaftswoche. http://www.wiwo.de/politik/deutschland/elektromobilitaetsgesetz-viel-laerm-um-nichts/10748806.html.

Vuorilehto, K. (2013): Materialien und Funktion. In: R. KORTHAUER:*Handbuch Lithium-Ionen-Batterien*. Springer, Berlin, Heidelberg. pp. 21–29.

Welz, T. (2014): „Pkw-Maut" – kraftfahrzeugsteuerrechtliche Aspekte. In: *UVR 2014*. pp. 119-124.

Wurm, C. / Öttinger, O. / Wittkämper, S. / Zauter, R. / Vuorilehto, K. (2013): Anodenmaterialien für Lithium-Ionen- Batterien. In: R. KORTHAUER:*Handbuch Lithium-Ionen-Batterien*. Springer, Berlin, Heidelberg. pp. 45–60.

Zhou, B. (2013): Life-Cycle Energy Use and CO2 Emission of Major Automobile Materials in China.

1 0 Anhang

A1 – Daten

Europäische Ausbaupotenziale für Wind und PV

Technisches Potenzial [GW]	Wind Onshore		Wind Offshore		PV		
	SGK1	SGK2	SGK1	SGK2	SGK1	SGK2	SGK3
AUT	51	16	0	0	15	15	15
BEL	3	1	13	9	25	25	25
CHE	24	9	0	0	11	11	11
CZE	30	21	0	0	18	18	18
DEU	90	139	26	12	120	120	120
DNK	26	28	317	178	9	9	9
ESP	254	130	80	57	26	26	26
FIN	64	62	216	140	0	0	0
FRA	329	133	167	83	100	100	100
GBR	177	143	763	511	59	59	59
HUN	32	51	0	0	21	21	21
ITA	154	74	170	129	53	53	53
LUX	0	1	0	0	2	2	2
IRL	44	50	61	79	4	4	4
NLD	18	12	184	200	16	16	16
NOR	182	61	205	123	0	0	0
POL	196	121	58	23	39	39	39
PRT	22	20	35	20	8	8	8
SVK	14	9	0	0	11	11	11
SVN	4	3	0	0	2	2	2
SWE	103	71	346	243	0	0	0

Tabelle 10-1: Technisches EE-Potenzial Europa

Annahmen Wärme Europa

	Bedarf TWh/a/a	Strom monovalent	Gas monovalent	Müll HKW	Müll KWK	Dezentrale Holzheizung	Biogas	Technologie-offen
AUT	50,5	0,0	0,0	0,9	0	10,5	0,0	39,1
BEL	61,0	0,0	0,0	1,2	0	5,6	0,0	54,2
CHE	50,5	0,0	0,0	0,9	0	8,4	0,0	41,2
CZE	48,6	0,0	0,0	1,0	0	10,1	0,0	37,5
DEU	485,5	0,0	0,0	7,3	0	58,9	0,0	419,3
DNK	36,9	0,0	0,0	0,6	0	3,1	0,0	33,2
ESP	104,0	0,0	0,0	5,2	0	21,9	0,0	76,8
FIN	37,6	0,0	0,0	0,5	0	8,1	0,0	29,0
FRA	328,3	0,0	0,0	7,0	0	68,1	0,0	253,2
GBR	294,9	0,0	0,0	7,3	0	10,7	0,0	276,9

Tabelle 10-2: Wärmebedarf HH+GHD Szenario I

HUN	42,9	0,0	0,0	0,9	0	8,9	0,0	33,1
ITA	189,3	0,0	0,0	6,0	0	25,6	0,0	157,7
LUX	2,7	0,0	0,0	0,1	0	0,3	0,0	2,3
IRL	24,5	0,0	0,0	0,6	0	3,1	0,0	20,8
NLD	83,1	0,0	0,0	1,7	0	1,7	0,0	79,7
NOR	27,9	0,0	0,0	0,6	0	5,5	0,0	21,9
POL	129,7	0,0	0,0	3,3	0	26,9	0,0	99,5
PRT	18,5	0,0	0,0	1,1	0	2,1	0,0	15,4
SVK	17,6	0,0	0,0	0,5	0	3,7	0,0	13,5
SVN	9,5	0,0	0,0	0,2	0	2,0	0,0	7,3
SWE	50,6	0,0	0,0	1,0	0	9,9	0,0	39,7

	Bedarf	Strom monovalent	Gas monovalent	Müll HKW	Müll KWK	Dezentrale Holzheizung	Biogas	Technologie-offen
AUT	38,9	0	0	0,9	0	8,5	0	29,6
BEL	47,0	0	0	1,2	0	5,6	0	40,2
CHE	38,9	0	0	0,9	0	8,4	0	29,6
CZE	37,4	0	0	1,0	0	8,2	0	28,3
DEU	372,7	0	0	7,3	0	58,9	0	306,5
DNK	28,5	0	0	0,6	0	3,1	0	24,9
ESP	80,4	0	0	5,2	0	17,8	0	57,4
FIN	29,1	0	0	0,5	0	6,6	0	22,0
FRA	253,1	0	0	7,0	0	55,1	0	191,0
GBR	229,7	0	0	7,3	0	10,7	0	211,7
HUN	33,1	0	0	0,9	0	7,2	0	25,0
ITA	146,0	0	0	6,0	0	25,6	0	114,4
LUX	2,2	0	0	0,1	0	0,3	0	1,8
IRL	18,9	0	0	0,6	0	3,1	0	15,2
NLD	64,1	0	0	1,7	0	1,7	0	60,7
NOR	21,4	0	0	0,6	0	4,4	0	16,4
POL	100,0	0	0	3,3	0	21,8	0	74,9
PRT	13,6	0	0	1,1	0	1,7	0	10,8
SVK	13,6	0	0	0,5	0	3,0	0	10,2
SVN	7,3	0	0	0,2	0	1,6	0	5,5
SWE	38,8	0	0	1,0	0	8,0	0	29,7

Tabelle 10-3:
Wärmebedarf HH+GHD
Szenario II

	Bedarf	Strom monovalent	Gas monovalent	Müll HKW	Müll KWK	Dezentrale Holzheizung	Biogas	Technologie-offen
AUT	18,2	0	0	0	0	0	0	18,2
BEL	21,5	0	0	0	0	0	0	21,5
CHE	5,9	0	0	0	0	0	0	5,9
CZE	20,9	0	0	0	0	0	0	20,9
DEU	85,2	0	0	0	0	0	0	85,2
DNK	7,0	0	0	0	0	0	0	7,0
ESP	48,5	0	0	0	0	0	0	48,5
FIN	40,8	0	0	0	0	0	0	40,8

Tabelle 10-4:
Wärmebedarf Industrie <100°C

Quelle: nach [Blesl 2012]

FRA	83,4	0	0	0	0	0	0	83,4
GBR	89,9	0	0	0	0	0	0	89,9
HUN	10,5	0	0	0	0	0	0	10,5
ITA	71,3	0	0	0	0	0	0	71,3
LUX	1,4	0	0	0	0	0	0	1,4
IRL	10,3	0	0	0	0	0	0	10,3
NLD	26,4	0	0	0	0	0	0	26,4
NOR	15,0	0	0	0	0	0	0	15,0
POL	40,8	0	0	0	0	0	0	40,8
PRT	7,7	0	0	0	0	0	0	7,7
SVK	8,8	0	0	0	0	0	0	8,8
SVN	5,0	0	0	0	0	0	0	5,0
SWE	34,8	0	0	0	0	0	0	34,8

	Bedarf	Strom monovalent	Gas monovalent	Müll HKW	Müll KWK	Dezentrale Holzheizung	Biogas	Technologie-offen
AUT	23,6	3,6	0	1,1	0	0	5,5	13,5
BEL	43,8	6,7	0	1,4	0	0	1,5	34,1
CHE	12,3	2,2	0	1,1	0	0	2,3	6,8
CZE	39	6,1	0	1,1	0	0	3,6	28,2
DEU	124,9	34,8	0	8,6	0	0	16,0	65,6
DNK	11,5	2,5	0	0,7	0	0	0,8	7,5
ESP	85,5	25,0	0	6,1	0	0	8,3	46,0
FIN	40,1	9,0	0	0,6	0	0	21,0	9,5
FRA	133,7	33,9	0	8,2	0	0	22,6	69,0
GBR	132,3	16,6	0	8,6	0	0	2,9	104,2
HUN	21,4	4,4	0	1,1	0	0	2,8	13,1
ITA	114,8	23,6	0	7,1	0	0	6,9	77,2
LUX	1,8	0,3	0	0,1	0	0	0,1	1,4
IRL	19,2	2,7	0	0,8	0	0	0,8	14,9
NLD	64,3	9,2	0	2,0	0	0	0,5	52,7
NOR	22,3	9,8	0	0,7	0	0	11,8	0,0
POL	93	15,7	0	3,8	0	0	10,6	62,8
PRT	14,9	3,4	0	1,3	0	0	4,0	6,3
SVK	16,8	5,9	0	0,6	0	0	3,0	7,3
SVN	7,5	2,3	0	0,2	0	0	2,2	2,8
SWE	36,8	7,5	0	1,2	0	0	23,3	4,7

Tabelle 10-5: Wärmebedarf Industrie 100°C-500°C

Quelle: nach [Blesl 2012]

	Bedarf	Strom monovalent	Gas monovalent	Müll HKW	Müll KWK	Dezentrale Holzheizung	Biogas	Technologie-offen
AUT	33,3	4,0	10,4	0	0	0	14,8	4,1
BEL	80,0	7,4	40,1	0	0	0	4,1	28,4
CHE	15,9	2,4	4,0	0	0	0	6,2	3,4
CZE	67,4	6,7	31,3	0	0	0	9,8	19,6
DEU	216,1	38,1	83,7	0	0	0	43,5	50,8
DNK	15,3	2,7	3,3	0	0	0	2,3	7,0

Tabelle 10-6: Wärmebedarf Industrie >500°C

Quelle: nach [Blesl 2012]

ESP	165,7	27,4	69,8	0	0	0	22,6	45,9
FIN	48,5	9,8	3,4	0	0	0	35,2	0,0
FRA	184,0	37,2	36,6	0	0	0	61,4	48,8
GBR	216,1	18,1	96,4	0	0	0	7,9	93,6
HUN	35,9	4,8	14,6	0	0	0	7,6	8,9
ITA	197,8	25,8	81,7	0	0	0	18,9	71,3
LUX	2,6	0,3	0,8	0	0	0	0,2	1,2
IRL	22,8	3,0	4,8	0	0	0	2,3	12,7
NLD	80,1	10,0	21,4	0	0	0	1,3	47,5
NOR	35,2	10,7	4,5	0	0	0	19,9	0,0
POL	154,8	17,2	67,8	0	0	0	28,8	40,9
PRT	23,0	3,7	7,5	0	0	0	10,8	1,0
SVK	39,0	6,5	19,1	0	0	0	8,2	5,2
SVN	12,1	2,6	3,3	0	0	0	5,9	0,4
SWE	51,5	8,2	12,0	0	0	0	31,3	0,0

Biomasse-Szenario Europa

Reststoffszenario [TWh/a]	Energie aus Biomasse im Gasnetz	Energie aus Biomasse in der Luftfahrt	Energie aus Biomasse im Straßenverkehr
AUT	2,5	0	1,9
BEL	1,3	0	1,0
CHE	2,1	0	1,6
CZE	6,7	0	5,0
DEU	19,8	0	6,19
DNK	5,4	0	4,0
ESP	9,6	0	7,1
FIN	2,0	0	1,5
FRA	33,9	0	25,1
GBR	11,0	0	8,2
HUN	9,8	0	7,3
ITA	9,9	0	7,3
LUX	0,1	0	0,1
IRL	1,2	0	0,9
NLD	0,9	0	0,7
NOR	1,8	0	1,3
POL	26,1	0	19,4
PRT	0,7	0	0,5
SVK	3,8	0	2,8
SVN	1,0	0	0,8
SWE	3,0	0	2,2

Tabelle 10-7: Bilanzierung europäische Biomasse - Reststoffszenario

Energiemengen Deutschland

	Erzeugung [TWh/a]	Verbrauch [TWh/a]	
PV	189,5	414,7	Herkömml. Verbrauch
Wind-Offshore	159,5	31,1	Power-to-Gas
Wind-Onshore	313,0	119,7	Power-to-Heat / Industrie-WP
Laufwasser	24,2	58,7	Wärmepumpen
Müll-HWK, Klärgas	10,0	12,3	Klimatisierung
KWK	63,9	66,5	E-Pkw
GuD	11,1	44,5	Oberleitungs-Lkw
GT	1,5	5,6	Speicherverluste
Netto-Import	20,2	39,8	Netzverluste
EE-Abregelung	11,3		

Tabelle 10-8:
Energiebilanz Deutschland

Rahmenbedingungen Wärmesektor

	Wohn-gebäude mit Misch-nutzung	Büro-gebäude	Laden-/Verkaufs-gebäude	Werkstatt-gebäude	Lager-/Garagen-gebäude	Sonstige Gebäude	Summe [Mio. m²]
Baugewerbe	27	3	10	49	23	9	120
Büroähnliche Betriebe	201	209	43	12	14	31	510
Herstellungs-betriebe	12	2	9	57	3	8	91
Handel	87	22	145	40	113	58	464
Krankenhäuser, Schulen, Bäder	1	16	2	124	1	110	254
Beherbergung, Gaststätten, Heime	67	17	15	7	18	195	319
Nahrungs-mittelgewerbe	4	0	2	2	2	4	14
Wäschereien	1	0	0	0	0	0	2
Landwirtschaft	0	0	0	0	0	0	0
Gartenbau	0	0	0	0	0	0	0
Flughäfen	0	0	0	0	0	0	0
Textil, Bekleidung, Spedition	2	3	25	1	500	5	536
SUMME [Mio. m²]	401	271	250	292	674	421	2.310

Tabelle 10-9:
Fläche des GHD Sektors für 2011

Quelle: [Schlomann, et al., 2011]

	Wohn-gebäude mit Misch-nutzung	Büro-gebäude	Laden-/Verkaufs-gebäude	Werkstatt-gebäude	Lager-/Garagen-gebäude	Sonstige Gebäude	Summe [Mio. m²]
Baugewerbe	3,5	0,0	0,0	4,6	1,8	1,2	11,1
Büroähnliche Betriebe	39,8	32,8	6,8	0,0	0,0	5,4	84,8
Herstellungs-betriebe	1,6	0,0	1,6	6,0	0,0	0,7	10,0
Handel	14,7	1,5	18,9	4,4	10,7	5,7	55,9
Krankenhäuser, Schulen, Bäder	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Beherbergung, Gaststätten, Heime	16,5	3,1	3,2	0,0	0,0	35,5	58,3
Nahrungs-mittelgewerbe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wäschereien	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
Landwirtschaft	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gartenbau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flughäfen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Textil, Bekleidung, Spedition	0,4	0,0	0,0	0,0	18,5	0,6	19,5
SUMME [Mio. m²]	77,0	37,4	30,4	15,0	31,0	49,1	239,9

Tabelle 10-10: Wärmebedarf des GHD Sektors für 2011

Quelle: [Schlomann, et al., 2011]

Beschreibung der Haustypen – Übersicht

Charakterisierung der Haustypen	EFH EnEV 2009	EFH KfW 55	EFH Bis 1978	EFH 1979-1994	MFH Bis 1978	MFH 1979-1994
Beheizte Nettogrundfläche [m²]	150	150	150	150	454	670
Stromverbrauch [kWh_{el}/a]	4.000	4.000	4.000	4.000	16.433	25.960
spez. Heizwärmebedarf [kWh_{th}/m²a]	46,8	34,1	201	133	139	113
spez. Trinkwarmwasserbedarf [kWh_{th}/m²/a]	12,5	12,5	15	15	15	15
Spez. Gesamt-Wärme-bedarf [kWh_{th}/m²]	59,3	46,6	216	146,7	154	128
Heizlast [kW_{th}]	4,02	3,17	12,14	9,14	26,17	36,56
Trinkwarmwasserlast [kW_{th}]	2,55	2,55	5,36	5,36	16,22	23,93
Maximalwärmelast [kW_{th}]	5,67	4,85	15,06	12,80	36,09	48,96
Gesamtwärmebedarf [kWh_{th}/a]	8.895	6.990	32.400	22.000	69.916	85.760

Tabelle 10-11: Wärmebedarfe Gebäudetypen 2050 nach der Simulation (TRNSYS)

Gesamt - Heizwärme-Bedarf [kWh_{th}/a]	7.020	5.115	30.150	19.950	63.106	75.710
Gesamt- Trinkwarm-wasserbedarf [kWh_{th}/a]	1.875	1.875	2.250	2.250	6.810	10.050

Folgend eine Auflistung der betriebsbedingten Kosten in Prozent pro Jahr der jeweiligen Investitionskosten der Anlagen in Anlehnung an die VDI 2067

Technologie	Aufwand für Instandhaltung	Aufwand für Wartung und Inspektion
Luft-Wasser-Wärmepumpe	1,00 %	1,50 %
Sole/Wasser-Wärmepumpe	1,00 %	1,50 %
Nachtspeicherheizung	1,00 %	1,50 %
Elektrischer Trinkwarmwasserspeicher	2,00 %	1,00 %
Trinkwarmwasserspeicher	1,00 %	1,00 %
Gas-Brennwertkessel	1,50 %	1,50 %
Solarthermie-Anlage	0,50 %	1,00 %
Blockheizkraftwerk	6,00 %	2,00 %

Tabelle 10-12: Betriebsbedingte Kosten

In Anlehnung an die VDI 2067 Anhang A ergibt sich auch ein Großteil der Abschreibungsdauern der unterschiedlichen Einzeltechnologien. Die Abschreibungsdauern richten sich dabei nach den jeweiligen, technischen Nutzungsdauern, die unter anderem durch die Lebensdauern beeinflusst werden. Aus diesen resultieren die späteren Gesamtabschreibungsdauern

Technologie	Abschreibungsdauer
Blockheizkraftwerk	15 a
Gas-Brennwertkessel	18 a
Luft/Wasser-Wärmepumpe	18 a
Sonde/Wasser-Wärmepumpe	20 a
Photovoltaik-Anlage	20 a
Solarthermie-Anlage	20 a
Elektrischer Trinkwarmwasserspeicher	20 a
Nachtspeicherheizung	22 a
Heizinfrastruktur	35 a
Abschreibungsdauern - Gesamtsysteme	
Neu-Anlagen	
PV + WP-Luft	20 a
PV + WP-Sonde	20 a
PV + NSH + elektr. TWWSp	20 a
Gas-Bw + Solarthermie	20 a

Tabelle 10-13: Abschreibungsdauern

KWK - wärmegeführt	15 a
KWK - Lichtblick	15 a

Bestands-Anlagen (10 Jahre alt)

PV + WP-Luft	8 a
PV + WP-Sonde	10 a
WP-Luft	8 a
WP-Sonde	10 a
NSH + elektr. TWWSp	12 a
Gas-Bw	8 a

Einfluss energetische Sanierung

Tabelle 10-8 zeigt die Entwicklung des Wärmebedarfs durch die energetische Sanierung nach Dämmstandard I und Dämmstandard II wie in Kapitel 3 beschrieben.

	EFH	**EFH**	**EFH**	**MFH**	**MFH**	**MFH**
Baujahr	**Bis 1978**	**1979-1994**	**1995 - 2009**	**Bis 1978**	**1979-1994**	**1995 - 2009**
Beheizte Wohnfläche [m²]	150	150	150	450	670	592
Gesamtwärmebedarf [kWhth/a]	32.400	22.000	11.904	69.916	85.760	44.448
Gesamt - Heizwärme- [kWhth/a]	27.410	19.950	11.904	58.758	70.523	39.919
Spezfischer Heizwärmebedarf [kWh/m²a]	183	133	79	131	105	67
Heizlast [kW_{th}]	12,1	9,1	5,8	26,2	36,6	25,5
Heizwärmebedarf nach Dämmstandard I [kWh/a]	19.500	13.750	9.397	45.320	56.480	34.200
Verteilsystem (Systemtemp.)	NTH (45°C)	NTH (45°C)	FBH (38°C)	NTH (45°C)	NTH (45°C)	FBH (38°C)
Heizwärmebedarf nach Dämmstandard II [kWh/a]	16.141	11.500	7.299	32.101	48.230	28.250
Verteilsystem (Systemtemp.)	NTH (45°C)	FBH (38°C)	FBH (38°C)	NTH (45°C)	FBH (38°C)	FBH (38°C)

Tabelle 10-14: Entwicklung des Heizwärmebedarfs durch Dämmstandard I und Dämmstandard II in den betrachteten Bestandsgebäuden

A2 – Modellierung auf Gebäudeebene

Methodik

Abbildung 6-1 zeigt die generelle Methodik der unterschiedlichen Modelle in der Simulationssoftware TRNSYS, deren Inputparameter und den grundsätzlichen Gebäudemodelldaten.

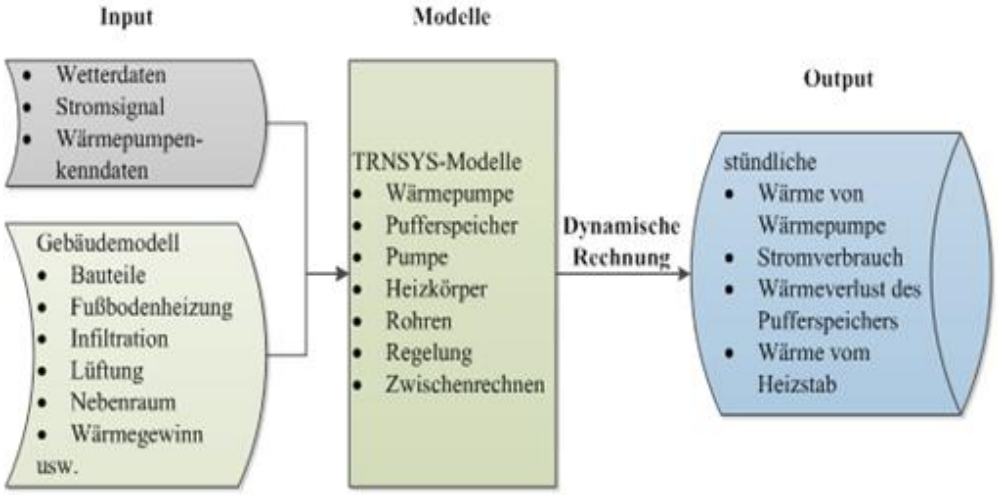


Abbildung 10-1: Vereinfachte Abbildung der Methodik der TRNSYS Simulation zur Bestimmung der JAZ

Flexibilisierung zur Raumkühlung

Betriebs- und Nutzungszeiten wurden aus der DIN V 18599-10 Randbedingungen und der Studie „Energieeffiziente Büro- und Verwaltungsgebäude" der IWU (Institut für Wohnen und Umwelt) entnommen. Zusätzlich werden zum Gebäudemodell weitere Varianten zur Beurteilung von Effizienzmaßnahmen erstellt. Die hierbei betrachteten Effizienzmaßnahmen sind verbesserte Dämmqualitäten, Reduktion solarer Einstrahlung durch Sonnenschutzvorkehrungen und eine effiziente Beleuchtung. Diese Fälle wurden unter Lastmanagementbetrieb bei Nutzung von PV-Strom untersucht, um Aussagen über die Eigenverbrauchserhöhung von Solarstrom und einer besseren Integration von Solarstrom in den Wärmemarkt im Zusammenhang mit den Effizienzmaßnahmen treffen zu können.

Als Grundlage wurde die Gebäudekonstruktion nach der BMVBS Studie „Typologie und Bestand beheizter Nichtwohngebäude in Deutschland" die Nicht-Wohngebäude in vier Baualtersklassen einteilt. Zudem werden Nicht-Wohngebäude unter elf Hauptkategorien unterteilt, von denen Handels-, Büro- und Verwaltungsgebäude für diese Arbeit am Interessantesten sind.

Abb. 6-1 stellt den Vergleich zwischen konventioneller Regelung, einer Integration des Solarstrom ohne Demand-Side Management und einer Demand-Side Management Regelung.

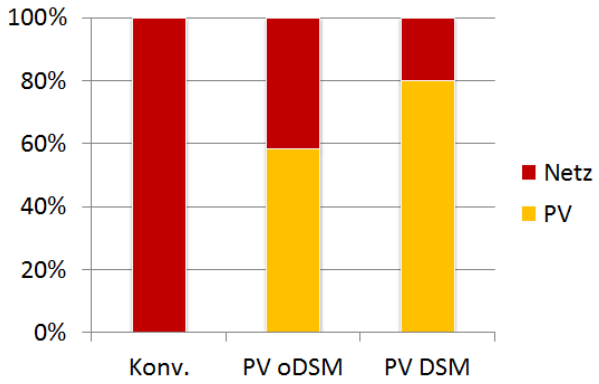


Abbildung 10-2: Eigenverbrauchserhöhung durch Demand-Side Management im Bürogebäude

Durch die angepasste Regelstrategie kann eine Spitzenlastverlagerung der Kühllast um bis zu 3 Stunden erreicht werden. Der Eigenverbrauchsanteil steigt um weitere 20 Prozent.

Außerdem reduzieren sich durch die besondere Regelung der Kompressionskältemaschinen die Spitzenlasten des Netzstromes um 70-80%. Auch im Vergleich zum System mit bereits vorliegender PV-Anlage werden durch Lastmanagement allein signifikante Einsparungen erreicht. Die zusätzliche Nutzung der Gebäudemasse ermöglicht es die morgens teils unverbrauchte PV-Energie im Gebäude vorzulagern, um den Spitzenlasten im Nachmittag entgegen zu wirken. Die Gebäudekörper können demnach als netzdienliche Speicher ähnlich wie Solarstrombatterien genutzt werden. Das bietet im Hinblick auf den Zuwachs erneuerbarer Energien weitere Möglichkeiten Produktionsspitzen zu vermeiden.

A3 - Vertiefungskapitel: Technologieentwicklung im Verkehr

Energieverbrauch der Straßenfahrzeuge bis 2050 [Energie je Fzg-km]

Grundwerte Kraftstoffverbrauch

Die verwendeten Basisverbrauchsfaktoren sollen den Verbrauch und die Emissionen im realen Fahrbetrieb, sowohl für einzelne Teilgruppen als auch für die gesamte Fahrzeugflotte, detailliert wiedergeben können. In TREMOD ist daher der Realverbrauch der Fahrzeuge nach

- Segment und
- Neuzulassungsjahr

differenziert. Es gibt dabei keine Datenquelle, die die Verbrauchsfaktoren für alle in TREMOD enthaltenen Fahrzeugkategorien und –konzepte in der benötigten Differenzierung und Aktualität enthält.
Für die Abbildung des Realverbrauchs in TREMOD werden daher die Messungen des HBEFA mit weiteren Datenquellen ergänzt. Das Verfahren zur Abschätzung des Realverbrauchs lässt sich dabei in die folgenden Schritte unterteilen:

- Messungen/ Simulationen zu Referenzfahrzeugen: Diese bilden den Realverbrauch je Fahrzeugtyp zu einem definierten Zulassungsjahr (Referenzjahr) ab.
- Messungen/ Simulationen zur Verbrauchsentwicklung: Ausgehend vom Referenzjahr wird die jährliche Entwicklung des Realverbrauchs der Neuzulassungen abgeschätzt.

Die Implementierung in TREMOD über die Definition von Basisverbrauchsfaktoren und einer darauf aufbauenden Effizienzentwicklung erfolgt analog diesen Schritten.
Das Jahr 2012 ist dabei das aktuell jüngste Jahr, für das statistische Daten zur Verbrauchsentwicklung der konventionellen Antriebskonzepte vorliegen.

Pkw

Durch den Ursprung und die Qualität der Daten lassen sich drei Gruppen von Pkw - Antrieben unterscheiden:

- Direkt in HBEFA enthaltene Konzepte (Benziner, Diesel)
- Konzepte, für die eigenständige Studien zum Energieverbrauch vorliegen (BEV, FCEV)
- Konzepte, deren Energieverbrauch sich über die Kombination der Ergebnisse aus [JEC, 2013] und den HBEFA-Daten ableiten lässt (CNG, LPG-Fahrzeuge, Hybride).
- Während für die direkt aus HBEFA übernommenen Fahrzeugkonzepte weiterhin das Bezugsjahr 2002 gilt, ist für alle anderen Konzepte das Jahr 2010 als neues Bezugsjahr festgelegt worden

Für den derzeitigen Datenstand der Pkw stellt [JEC, 2013] eine zentrale Quelle dar, da sowohl die Bestimmung der Basisverbrauchsfaktoren der alternativen Konzepte, als auch die Verbrauchsentwicklung der Pkw im Szenario auf Basis der Ergebnisse dieser Studie basieren. Daher sollen an dieser Stelle die Ziele und die Vorgehensweise der Studie erläutert werden.
In [JEC, 2013] wird versucht für verschiedene, heutige und zukünftige Antriebs- und Effizienztechnologien eine vergleichende Aussage zu dem CO2- und Verbrauchsminderungspotenzial zu berechnen. Dabei wird das Minderungspotenzial der Technologien über eine Simulation des Verbrauchs des gesamten Fahrzeugs in dem

Simulationstool AVL Cruise errechnet. Um vergleichbare Werte zu ermitteln, werden dabei

- mit Ausnahme der untersuchten Technologien ein identisches Fahrzeug in der Simulation verwendet, und
- identische Leistungsanforderungen simuliert.

Basis für das gewählte Fahrzeug ist dabei ein generischer Pkw der mittleren Größenklasse im Jahr 2010. Die Leistungsanforderungen ergeben sich aus der simulierten Befahrung des NEFZ. Effekte auf den Verbrauch durch unterschiedliche Fahrzeuggrößen und durch verschiedenes Fahrverhalten werden daher durch die Studie nicht abgedeckt.
Die zukünftigen Effizienztechnologien werden in der Studie zu Paketen gebündelt und mit den Antriebstechnologien kombiniert simuliert. Laut Expertenmeinungen decken dabei die simulierten Technologiepakete das Spektrum der heute bekannten Entwicklungsoptionen ab. In der Studie sind diese Zukunftsfahrzeuge mit der Bezeichnung „2020+" versehen.

Benziner, Diesel

Der spezifische Energieverbrauch der Kraftfahrzeuge in TREMOD basiert auf den im HBEFA vor-gegebenen Verbrauchsfaktoren der Fahrzeugschichten, die mit dem PHEM-Modell der TU Graz für die Verkehrssituationen im realen Fahrbetrieb ermittelt wurden [TU Graz 2009a]. Für die Pkw sind diese Werte allerdings nicht zuverlässig genug, da sich die bei der Messung verwendeten Fahrzeuge für eine Emissionsschicht aus Fahrzeugen mehrerer Baujahre zusammensetzen und die relativ geringe Anzahl an Fahrzeugen nicht repräsentativ für den Verbrauch sind. Aus diesem Grund erfolgt im HBEFA 3.2 eine länderspezifische Anpassung der Verbrauchswerte. Grundlage sind die im CO2-Monitoring dokumentierten Verbrauchswerte der Fahrzeugflotten und deren länderspezifischen Unterschiede.
Es werden zwei Arten der Anpassung durchgeführt:

1. Basiskorrektur des im HBEFA zugrunde liegenden gemessenen Fahrzeugkollektivs (Grundlage: Verbrauchswerte von Euro-3-Fahrzeugen, angenommen als Zulassungsjahr: 2002)

- „Sample world" (gemessene Fahrzeuge/Sample): Emissionsmodell (PHEM) berechnet den Kraftstoffverbrauch/CO2-Emissionen für den NEFZ (genauso für alle anderen HBEFA-Zyklen + Kaltstart), Berechnung für 3 Größen-klassen, jeweils Benzin / Diesel
- „CO2-Monitoring": liefert NEFZ-Ergebnisse für verschiedene Länder
- Basiskorrektur = Verhältnis zwischen Monitoring-Wert und PHEM-Ergebnis (pro Segment)

2. Korrektur über die Entwicklung im Zeitverlauf:

- Annahme: relative NEFZ-Entwicklung im Zeit-verlauf repräsentiert die „real world" Verbrauchs-Entwicklung
- Szenario (bis 2050): nationale Annahmen

Die beiden Korrekturfaktoren werden verwendet, um für alle Fahrzyklen/Verkehrssituationen aus den Verbrauchswerten des Basis-Samples die Verbrauchsdaten der verschiedenen Größenkassen und Jahrgänge zu berechnen.
In TREMOD wurde bisher die zeitliche Entwicklung der neuzugelassenen Pkw anhand der neuesten Monitoring-Ergebnisse, die in Deutschland vom KBA aufbereitet werden,

jährlich aktualisiert. Dabei wurde nach den Antriebsarten und den drei Größenklassen (klein, mittel, groß) differenziert.

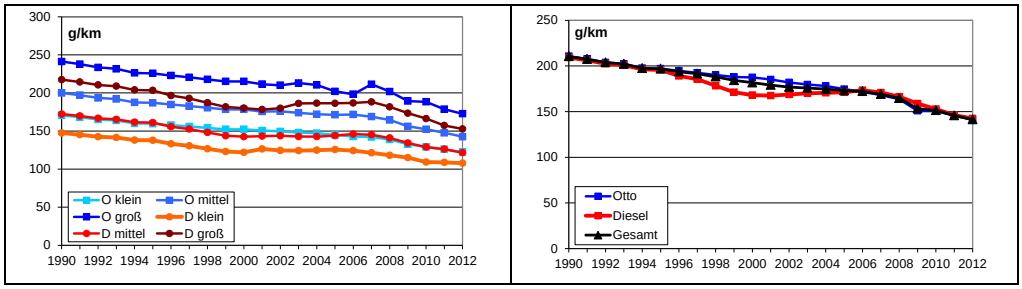


Abbildung 10-3:
Entwicklung der CO2-Emissionen der Pkw Neuzulassungen im NEFZ in Deutschland [KBA, n.d.]

Neuere Untersuchungen von [Mock et al., 2013], aber auch die Verbrauchsmessungen des ADAC u.a. zeigen, dass der Realverbrauch in den vergangenen Jahren bei Neufahrzeugen deutlich weniger abgenommen hat als der Verbrauch im NEFZ. Daher wurde das Verfahren geändert.
Konkret wurde zur Ableitung der Verbrauchsentwicklung in TREMOD nun die folgende Annahme getroffen:
Ab dem Zulassungsjahr 2008 nimmt der Verbrauch der Neuzulassungen im NEFZ deutlich stärker ab als in den Vorjahren, was nach den genannten Untersuchungen einhergeht mit zunehmenden Diskrepanzen zum Realverbrauch (siehe Abb. 4). Um dies im Modell zu berücksichtigen, wird in TREMOD und im HBEFA der Realverbrauch der Neuzulassungen zwischen 2008 und 2012 nur um die Hälfte der NEFZ-Verbrauchsminderung abgesenkt.
Setzt man diese Annahmen um, ergibt sich eine gute Übereinstimmung der TREMOD-Ergebnisse für die mittlere Otto- und Diesel-Pkw-Flotte mit den DIW-Werten (siehe Tab. 22).

Verbrauch (l/100 km)	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
D	6,9	6,9	6,8	6,8	6,8	6,7	6,7
B	8,3	8,2	8,1	8,0	7,9	7,9	7,8

Tabelle 10-15:
Mittlerer Kraftstoffverbrauch der Fahrzeugflotte Pkw in den Jahren 2006-2012

Quelle: [ViZ BMVBS, n.d.]

BEV

Die Verbrauchswerte stammen aus Arbeiten im Rahmen des Flottenversuchs Elektromobilität [IFEU, 2013a]. Aus den im Forschungsvorhaben ermittelten Daten ist mittels eines Fahrzeugmodelles (eLCAr) der Realverbrauch von generischen Fahrzeugen in den verschiedenen Größenklassen und differenziert nach Straßenkategorie simuliert worden.
Die Ergebnisse der Simulation sind als Basisverbrauchsfaktoren für das Jahr 2010 in TREMOD übernommen (siehe Tabelle 10-16).

GK	AB	AO	IO
Klein	0,77	0,62	0,60
Mittel	0,97	0,80	0,77
Groß	1,18	0,98	0,96

Tabelle 10-16:
Basisverbrauch BEV in 2010 [MJ/km]

FCEV

Die Verbrauchswerte sind aus der Studie [IFEU et al., 2005] übernommen. Aus den Annahmen werden Basisverbrauchsfaktoren der FCEV für 2010 differenziert in zwei Größenklassen (mittel/klein und groß) abgeleitet.

Eine differenzierte Umsetzung in TREMOD analog der konventionellen Konzepte (3 Größenklassen, 6 Straßenkategorien) ist in der Struktur vorbereitet, erfolgt aufgrund der Datenlage derzeit aber nicht.
Das Vorgehen ist dabei aus dem Projekt „Überleitung der Ergebnisse aus GermanHy in das Emissionsberechnungsmodell TREMOD" [IFEU, 2013b] übernommen.

GK	AB	AO	IO
Klein	0,84	0,84	0,84
Mittel	0,84	0,84	0,84
Groß	1,35	1,35	1,35

Tabelle 10-17: Basisverbrauch FCEV in 2010 [MJ/km]

CNG- und LPG-Fahrzeuge

Der Realverbrauch der CNG- und LPG-Fahrzeuge wird aus dem Realverbrauch von HBEFA für Benzin-Fahrzeuge und den Ergebnissen von [JEC, 2013] abgeleitet.
Aus den Simulationen von [JEC, 2013] ergibt sich ein relativer Mehrverbrauch gegenüber einem Benzin-Fahrzeug. Dieser Faktor liegt, jeweils energiebezogen, bei:

- LPG-Fahrzeugen +2%
- CNG-Fahrzeugen +4%

Der Mehrverbrauch unterscheidet sich dabei signifikant, ob der Ottomotor als DISI oder PISI ausgelegt ist. Als Basis für die in TREMOD getroffenen An-nahmen sind dabei die Simulationsergebnisse für die DISI gewählt, da diese insbesondere für die Szenarienrechnungen die erwartete Motorenentwicklung besser darstellen. Auf eine differenzierte Darstellung des Mehrverbrauchs für vergangene und für zukünftige Motoren wird aufgrund der bisher geringen Bedeutung der CNG- und LPG-Fahrzeugen in der Flotte verzichtet.
Der aus der Simulation ermittelte Mehrverbrauch wird als Faktor auf den in HBEFA ermittelten straßenkategorienfeinen Realverbrauch des Benziners übertragen. Es wird somit angenommen, dass der konzeptbedingte, relative Mehrverbrauch im Norm- und im Realbetrieb vergleichbar ist.
Als Besonderheit können bzw. müssen (z.B. Kalt-start) LPG-Fahrzeuge auch mit Benzin betrieben werden. Aus ökonomischen Gründen wird dies weitestgehend vermieden, daher wird vereinfachend angenommen, dass der Verbrauch eines LPG-Fahrzeuges im Benzinbetrieb analog dem eines Benziners ist. Die Umsetzung der verschiedenen Betriebsanteile bei LPG-Fahrzeugen ist zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht vollständig in TREMOD implementiert.
Im letzten Rechenschritt wird angenommen, dass die Entwicklung des Realverbrauchs der CNG- und LPG-Fahrzeuge bis 2012 identisch mit der von den Benzinfahrzeugen ist. Als Basisverbrauchsfaktor der CNG- und LPG-Fahrzeuge ist dabei 2010 gewählt.

Hybrid-Fahrzeuge

Wie in Kapitel 4.3 ausgeführt, werden in TREMOD drei verschiedene Hybridisierungskonzepte (HEV, PHEV und REEV) unterschieden, die jeweils mit drei verschiedenen Verbrennungsmotorkonzepten (Benzin, Diesel, CNG) kombiniert werden. Die konzeptionelle Umsetzung der Hybridisierung ist dabei identisch für jedes der Verbrennungsmotorkonzepte.
Bei den HEV sind die konzeptuellen Änderungen zum Ursprungskonzept am geringsten, da kein zusätzlicher Energieträger integriert werden muss. Die Umsetzung erfolgt über geänderte Basisenergieverbrauchsfaktoren, in die ein Hybridisierungsfaktor eingerechnet wird. Dieser wurde für die Straßenkategorien Innerorts (IO), Außerorts (AO) und Autobahn (AB) differenziert mit dem Fahrzeugmodell eLCAr in der Version 6.5 simuliert.

	AB	AO	IO
CNG-HEV	0%	-2%	-29%
Benzin-HEV	0%	-2%	-29%
Diesel-HEV	0%	-2%	-26%

Tabelle 10-18: Änderung des Energieverbrauchs von HEV gegenüber dem Verbrenner-Basiskonzept differenziert nach Straßenkategorie

Neben der Anpassung der Basisverbrauchsfaktoren durch die Hybridisierung erfolgt zudem eine Korrektur für die Effizienzentwicklung zwischen dem Referenzjahr des jeweiligen (Verbrenner-) Basiskonzeptes und dem Referenzjahr für die neu eingefügten Konzepte (2010).

Bei den PHEV und REEV muss zusätzlich zum Basisverbrauchsfaktor für den Verbrennungsmotor noch ein Basisverbrauchsfaktor für Strom in TRE-MOD integriert werden. Der Gesamtverbrauch der Konzepte richtet sich dabei nach

- dem Anteil der Betriebsmodi und
- dem Verbrauch je Energieträger je Betriebs-modi.

Der Anteil der Betriebsmodi je Straßenkategorie ist in Kapitel 6.4.1 beschrieben. Für die Verbrauchsfaktoren ist dabei die Festlegung entscheidend, dass in TREMOD nur die Betriebsmodi Charge Depleting (CD; also reiner Elektrobetrieb = Verbrauch von extern geladenen Strom) und Charge Sustaining (CS; also reiner Verbrennerbetrieb = Verbrauch des mitgeführten chemischen Energieträgers) definiert sind. Mischformen (z.B. 80% der Leistung wird aus Benzin mittels des ICE und 20% der Leistung wird aus extern geladenen Batteriestrom erzeugt) zwischen diesen Betriebsstrategien sind lediglich implizit über die Anteile der Betriebsmodi je Straßenkategorie integriert.
Die Umsetzung der Unterschiede zwischen den Hybridisierungskonzepten PHEV und REEV erfolgt in TREMOD zurzeit über verschiedene Anteile der Betriebsmodi, die Basisverbrauchsfaktoren der Konzepte werden nicht differenziert.
Im reinen Elektrobetrieb sind die Basisverbrauchs-faktoren gleichgesetzt mit den Verbräuchen der BEV (differenziert nach Größenkasse und Straßenkategorie). Im CS-Modus sind Hybridisierungsfaktoren analog den HEV abgeleitet. Die Faktoren basieren dabei auf Arbeiten im Rahmen von [IFEU, 2013b] (siehe Tab. 27).

	AB	AO	IO
CNG	+5%	+0%	-10%
Benzin	+5%	+0%	-10%
Diesel	+5%	+0%	-10%

Tabelle 10-19: Änderung des Energieverbrauchs von PHEV/REEV im CS-Modus gegenüber dem Verbrenner-Basiskonzept differenziert nach Straßenkategorie

Es ist dabei zu beachten, dass die Verbrauchsminderung der PHEV/REEV durch die Hybridisierung geringer als bei den HEV ausfällt, da der Hauptverbrauchsvorteil durch die Nutzung des rein elektrischen Betriebs (CD-Modus) entsteht.
Analog den HEV erfolgt die Anpassung der Basisverbrauchsfaktoren an die unterschiedlichen Referenzjahre der (Verbrenner-) Referenzfahrzeuge und der hybridisierten Varianten.

Leichte Nutzfahrzeuge

Die LNF sind mit den gleichen Antriebskonzepten definiert wie die Pkw. Die Verbrauchswerte für die konventionellen Benzin- und Dieselfahrzeuge nach Größenklassen liegen aus dem HBEFA vor und werden übernommen.

Für die nicht im HBEFA vorliegenden Antriebskonzepte werden die Verbräuche auf Basis der beim Pkw getroffenen Annahmen abgeleitet. Bei den LNF sind dies folgende Konzepte:

- BEV
- FCEV
- CNG
- LPG
- PHEV-Benzin
- PHEV-Diesel
- PHEV-CNG
- REEV-Benzin
- REEV-Diesel
- REEV-CNG

Die nach Größenklassen differenzierte Zuordnung der Verbräuche von den Pkw auf die LNF ist in Tabelle 10-20 dargestellt.

Tabelle 10-20: Zuordnung der Basisverbrauchsfaktoren zwischen Pkw und LNF nach Größenklassen

Pkw	LNF
Klein	M+N1-I
Mittel	N1-II
Groß	N1-III

Für die Konzepte BEV und FCEV werden dabei die Basisfaktoren der Pkw direkt übernommen.
Für CNG- und LPG-LNF wird der relative Mehrverbrauch zwischen den CNG- und LPG-Pkw gegen-über dem Benziner-Pkw (4 bzw. 2%) übertragen. Der Verbrauch der CNG- und LPG-LNF ergibt sich somit aus dem Verbrauch des Benzin-LNF und dem Mehrverbrauchsfaktor.
Für Hybride werden die relativen Änderungen im Verbrauch des chemischen Energieträgers gegen-über dem Verbrenner-Basiskonzept der Pkw für die LNF übernommen.
Im reinen Elektrobetrieb sind die Basisverbrauchs-faktoren der PHEV und REEV gleichgesetzt mit den Verbräuchen der BEV (differenziert nach Größenklasse und Straßenkategorie).

Schwere Nutzfahrzeuge

Bisher ist für die Schweren Nutzfahrzeuge (SNF) nur das Antriebskonzept Diesel in TREMOD implementiert gewesen. Die Daten dazu stammen direkt aus HBEFA. Die Annahmen zu den neuen Konzepten ergeben sich aus diesen Daten in Kombination mit Ergebnissen aus aktuellen Untersuchungen.
Für die Ableitung des Verbrauchs der alternativen Antriebe sind die Größenklassen der SNF in drei Gruppen zusammengefasst. Der Vorteil liegt dabei in dem Erhalten von sich stärker unterscheidenden Klassen, sowie dem Vermeiden von Scheingenauigkeit durch das Übertragen von groben Annahmen auf eine äußerst differenzierte Datenstruktur.
Die SNF sind dabei in die Größenklassengruppen (GKG) N2, N3-leicht (N3-l) und N3-schwer (N3-s) eingeteilt. Die Einordnung der TREMOD-Größenklassen ist in Tab. 28 dargestellt.

GKG	GK-TREMOD
N2	RT <=7,5t
	RT >7,5-12t
N3-l	RT >12-14t
	RT >14-20t
	RT >20-26t
	RT >26-28t
	RT >28-32t
	RT >32t
N3-s	TT/AT <=28t
	TT/AT >28-34t
	TT/AT >34-40t
	TT/AT >40-50t
	TT/AT >50-60t

Tabelle 10-21: Zuordnung der Größenklassengruppen (GKG) zu den differenzierten Größenklassen (GK) der Diesel-SNF in TREMOD

Für die Annahmen zu den Basisverbrauchsfaktoren ist eine genauere Definition der technischen Eigenschaften der GKG notwendig. Diese sind, mit Ausnahme der minimalen Reichweite, an die Studie [Kloess et al., 2011] angelehnt. Die Annahmen zum Gewicht stimmen dabei gut mit den bestandsgewichteten Mittelwerten der Größenklassengruppe in TREMOD überein.

Klasse	Gewicht [t]	Leistung [kW]	Min. Reichweite [km]
N2	9	150	200
N3-l	21	250	500
N3-s	35	300	800

Tabelle 10-22: Technische Eigenschaften der Größenklassengruppen bei SNF

Die Annahmen zur minimalen Reichweite von N3-s (vornehmlich im Fernverkehr eingesetzte Sattelzüge) und N2-Fahrzeugen (vornehmlich im Verteilverkehr eingesetzte SNF) sind aus der Studie [Delft, 2013b] entnommen. Die minimale Reichweite für die Gruppe der N3-l-Fahrzeuge ist aus dem Mittelwert der N3-s und N2-Gruppe abgeleitet.
Die Annahmen zur minimalen Reichweite dienen dabei der Identifikation von technisch nicht sinnvollen Antriebs-Größenklassen-Kombinationen. Diese werden ergänzt mit den Betrachtungen in [Delft, 2013b] und eigenen Annahmen basierend auf Informationen aus der Industrie. Dabei ist bereits die Realisierung der technischen Potenziale des Antriebskonzeptes bis 2050 mit berücksichtigt.
Die Einschränkungen im Einzelnen sind dabei:

- N3-s und PHEV-D: Dieser Kombination werden geringe Marktchancen zugesprochen, da
  - um eine für PHEV typische elektrische Reichweite zu erhalten, die Batterie recht schwer sein müsste
  - und Aufgrund des bevorzugten Einsatzes im Fernverkehr der N3-s der Elektrofahranteil gering wäre (durchschnittliche Fahrtlänge >> Elektroreichweite)
- N3-s und CNG: Es ist auf der Zugmaschine nicht genug Platz um genügend Tanks zu installieren, so dass die für die SNF-Klasse benötigte minimale Reichweite erreicht wird. Lösungen mit Zusatztanks auf dem Anhänger existieren, bedeuten aber kritische Einschränkungen in der Flexibilität. Daher werden der Kombination keine relevanten Marktchancen zugesprochen.
- N2 und HO-D: Diese Kombination hat den Nachteil, dass der Pantograph unverhältnismäßig teuer und groß im Verhältnis zu dem Rest des Fahrzeuges ist.
- N2 und LNG/DualFuel: Der Einsatz von LNG ist nur dann sinnvoller als CNG, wenn der Energiebedarf durch CNG nicht mehr gedeckt werden kann (siehe

Einschränkung N3-s und CNG). N2-Nutzfahrzeuge haben einen im Vergleich zu N3-Fahrzeugen geringeren Energie-bedarf, damit ist die im Verhältnis zu konventionellen Energieträgern geringere Energiedichte des CNGs unproblematisch.

- N3-l/N3-s und BEV: Aufgrund des Energiebedarfs der Größenklassen wäre eine Batterie unverhältnismäßig schwer und teuer.

Die damit getroffene Auswahl von Kombinationen für die Implementierung ist in Tab. 30 dargestellt. Dies bedeutet nicht, dass diesen Konzepten unmittelbare Marktchancen zugesprochen wird, nur dass ihrem Einsatz (falls die Randbedingungen diesen Vorteilhaft erscheinen lassen) keine grundlegenden technischen Hindernisse im Weg stehen.

Antriebskonzept	N2	N3-l	N3-s
Diesel	X	X	X
FCEV	X	X	X
PHEV-D	X	X	
CNG	X	X	
HO-D		X	X
LNG		X	X
Dual-Fuel		X	X
BEV	X		

Tabelle 10-23: Zuordnung der Antriebskonzepte zu den GKG

Die zentralen Studien für die Festlegung der Effizienzentwicklung aller SNF und den Basisverbräuchen der alternativen Fahrzeugkonzepte sind dabei die bereits erwähnten [Kloess et al., 2011] und [Delft, 2013b].

[Kloess et al., 2011] der TU Wien hat den Fokus auf verschiedene Effizienztechnologien und auf alternative, insbesondere verbrennungsmotorische, Konzepte gelegt. Die Verbräuche werden dabei mittels eines Simulationstools für die verschiedenen Fahrzeugtypen mittels des ARTEMIS-Fahrzyklus ermittelt. Neben einer Analyse der Verbräuche ist in der Studie auch eine ökonomische Betrachtung enthalten. Zusätzlich zu den heutigen Fahrzeugen sind mit dem „Potenzial 2010" und dem „Potenzial 2050" zwei effizientere Varianten definiert und mit Verbräuchen und Kosten belegt.

[Delft, 2013b] untersucht mögliche SNF-Antriebskonzepte ohne direkte Emissionen mit Zeithorizont 2050. Im Gegensatz zu [Kloess et al., 2011] stehen Effizienztechnologien nicht im Fokus der Betrachtung. Neben der Analyse der technischen Eigenschaften der alternativen Antriebstechnologien ist zudem eine ökonomische Analyse der Fahrzeuge enthalten. Datenbasis der Ergebnisse sind Literaturanalysen und Expertenbefragungen.

Die Daten der alternativen Antriebskonzepte sind dabei grundsätzlich als Faktoren zu den Diesel-Fahrzeugen festgelegt. Dies bedeutet, dass die in einer Quelle genannten Verbrauchsunterschiede zwischen dem alternativen Antriebskonzept und dem Dieselfahrzeug immer als relative Differenzen in TREMOD übernommen werden.

Für die Diesel-SNF werden die derzeitigen TRE-MOD-Werte, differenziert nach Größenklassen und Euro-Stufen weiter verwendet.

Für LNG-, CNG- und DualFuel-Fahrzeuge basieren die Verbräuche auf Arbeiten im Rahmen der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie, abgeleitet aus Informationen der Industrie. Die Differenz der Verbräuche zwischen den Gruppen N3-s und N3-l sind entsprechend der relativen Verbrauchsänderung zwischen Diesel-N3-s und N3-l-Fahrzeugen angenommen.

Bei N2-Fahrzeugen sind nur CNG-SNF relevant. Der Verbrauchsfaktor gegenüber Diesel wird aus der Studie [Kloess et al., 2011] entnommen.

Die Verbrauchsfaktoren gegenüber Diesel für die rein elektrisch angetriebenen Konzepte (BEV, FCEV- und HO-D-SNF im Elektrobetrieb) sind aus [Delft, 2013b] entnommen. Basis sind zum einen ein typischer Verteiler-Lkw und ein 40-Tonner im Jahr 2012. Die Differenz der Verbräuche zwischen den Gruppen N3-s und N3-l sind

entsprechend der relativen Verbrauchsänderung zwischen Diesel-N3-s und N3-l-Fahrzeugen.
Für die PHEV-D im Dieselbetrieb sind für alle Größengruppen die Verbräuche der Dieselfahrzeuge übernommen.
Im Elektrobetrieb ist das Vorgehen nach Größen-gruppe differenziert:

- Für N2 werden die Werte der BEV aus [Delft, 2013b] angenommen
- Autobahnverbräuche N3-l und N3-s: Es werden die Verbräuche der HO-Lkw aus [Delft, 2013b] übernommen
- Inner- und Außerortsverbräuche N3-l und N3-s: Es wird ein Faktor aus den relativen Mehrverbräuchen der Diesel N3-l bzw. N3-s gegenüber dem Diesel-N2 gebildet und mit dem Basisverbrauch der N2-BEV multipliziert.

Die getroffenen Annahmen führen zu den in Tabelle 10-24, Tabelle 10-25 und Tabelle 10-26 dargestellten spezifischen Verbräuchen in 2013 für die verschiedenen Antriebskonzepte.

	AB	IO	AO
Diesel	10,6	14,1	10,8
CNG	14,4	19,2	14,7
LNG	15,5	20,6	15,8
Dual Fuel	10,6	14,1	10,8
HO-Lkw Elektrisch	6,3	0,0	0,0
HO-Lkw Diesel	10,6	14,1	10,8
FCEV	8,9	11,9	9,1
PHEV-D Diesel	10,6	14,1	10,8
PHEV-D Elektrisch	6,3	7,1	6,7

Tabelle 10-24: Spezifische Verbräuche für N3-s SNF in 2013 (EURO 6 falls Diesel) [MJ/km]

	AB	IO	AO
Diesel	10,6	14,1	10,8
CNG	14,4	19,2	14,7
LNG	15,5	20,6	15,8
Dual Fuel	10,6	14,1	10,8
HO-Lkw Elektrisch	6,3	0,0	0,0
HO-Lkw Diesel	10,6	14,1	10,8
FCEV	8,9	11,9	9,1
PHEV-D Diesel	10,6	14,1	10,8
PHEV-D Elektrisch	6,3	7,1	6,7

Tabelle 10-25: Spezifische Verbräuche für N3-l SNF in 2013 (EURO 6 falls Diesel) [MJ/km]

Antrieb	AB	IO	AO
Diesel	5,25	4,77	4,68
CNG	7,13	6,48	6,36
FCEV	4,29	3,89	3,82
BEV	2,94	2,67	2,62
PHEV-D Diesel	5,25	4,77	4,68
PHEV-D Elektrisch	2,94	2,67	2,62

Tabelle 10-26: Spezifische Verbräuche für N2 SNF in 2013 für EURO IV (falls ICE-Konzept) [MJ/km]

Effizienzentwicklung in den Szenarien bis 2050

Pkw

Die Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs je Antriebskonzept orientiert sich an dem in [JEC, 2013] abgeleiteten Potenzial, siehe dazu Kapitel 7.1.1.

Dabei werden in der Studie heutige Fahrzeuge (differenziert nach Antriebskonzept) mit zukünftigen, also inklusive der aus heutiger Sicht denkbaren Effizienztechnologien, verglichen. Diese Fahrzeug-gruppen werden mit „2010“ und „2020+“ bezeichnet.
Für das aktuelle Basisszenario wird die in [JEC, 2013] zwischen den Fahrzeuggruppen „2010“ und „2020+“ berechnete Minderung in den Szenarien wie in Tab. 34 dargestellt umgesetzt

Jahr	2020	2030	2040	2050
Realisiertes Minderungspotenzial	33%	67%	89%	100%

Tabelle 10-27: Angenommene Realisierung des in [JEC, 2013a] abgeleiteten technischen Minderungspotenzials für Pkw

Dies ergibt die in Abbildung 10-4 beispielhaft für einige Antriebskonzepte dargestellten Minderungsverläufe.

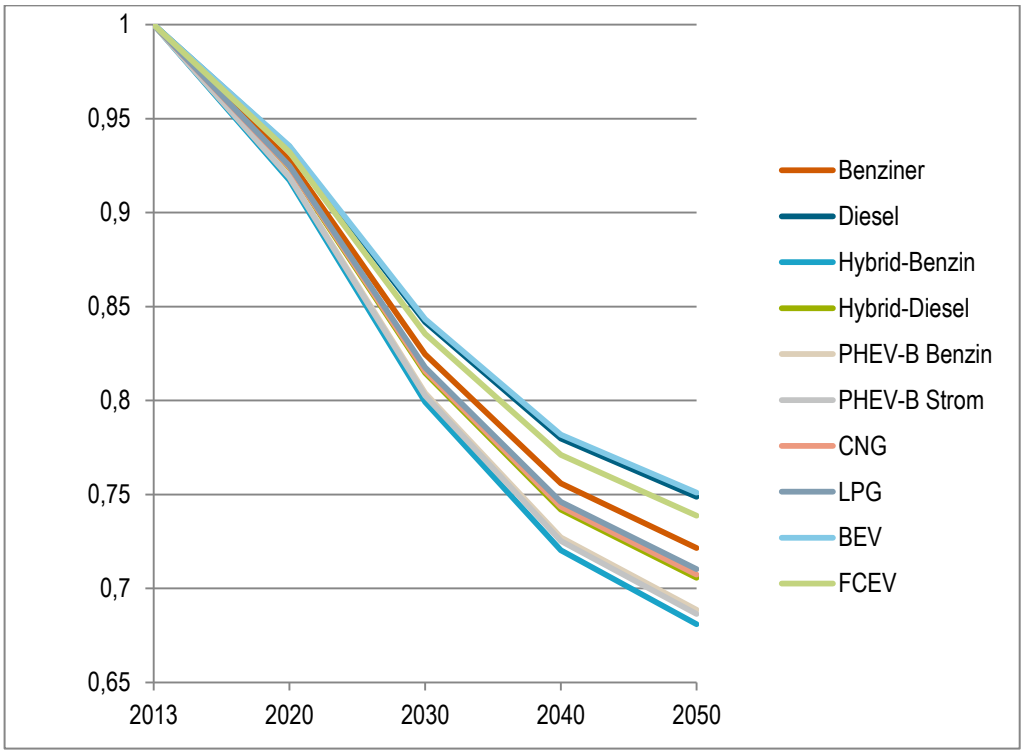


Abbildung 10-4: Im Szenario angenommene Minderungsverläufe für ausgewählte Antriebskonzepte

Über die in [JEC, 2013] betrachteten technischen Minderungspotenziale hinausgehende Verbrauchsminderungen werden nicht angenommen. Gründe hierfür sind:

- [JEC, 2013] bildet die bekannten Effizienztechnologien gut ab. Insbesondere bei den neuen Antriebskomponenten und deren Zusammenspiel basieren die berechneten Werte für die zukünftigen Fahrzeuge auf „best-enigineering estimates“ der Studienersteller.
- Unbekannte Technologien sind nicht quantifizierbar, es soll aber auch kein „autonomer technologischer Fortschritt“ angenommen werden, insbesondere vor dem Hintergrund, dass mit zunehmendem Wirkungsgrad weitere Effizienzgewinne immer schwieriger werden.

Weitere Unsicherheiten entstehen dadurch, dass in [JEC, 2013] bei der Effizienzentwicklung nicht zwischen Größenklassen unterschieden wird. Zudem wird die Entwicklung nach NEFZ auf den Realverbrauch übertragen.
Bei den reinen Verbrennungsmotor-Konzepten sind für die Berechnung der Verbrauchsentwicklung jeweils die Direkteinspritzer-Varianten (DISI-ICE) der heutigen und zukünftigen Fahrzeugkonzepte verwendet worden.
Bei der Effizienzentwicklung der Hybrid-Konzepte wird nach dem Verwendeten Energieträger differenziert. Veränderungen im Anteil der Betriebsmodi werden über die Entwicklung der Fahrleistung abgebildet
Für die elektrischen Konzepte ergeben sich etwas geringere Steigerungsraten in der Effizienz, durch den bereits in 2010 deutlich höheren Wirkungsgrad als die ICE-Konzepte.

Leichte Nutzfahrzeuge

Die Effizienzentwicklung der leichten Nutzfahrzeuge, differenziert nach Antriebskonzept, entspricht der Entwicklung bei den Pkw. Annahmen und Quellen sind in Kapitel 7.2.1 zu finden.

Schwere Nutzfahrzeuge

Die Effizienzentwicklung für SNF orientiert sich an den in [Kloess et al., 2011] und [Delft, 2013b] ermittelten Potenzial. Dabei wird die in [Kloess et al., 2011] angenommene Effizienzentwicklung folgen-dermaßen auf das Szenario übertragen:

- „Potenzial 2010" entspricht den neu zugelassenen SNF im Jahr 2030.
- „Potenzial 2050" entspricht den neu zugelassenen SNF im Jahr 2050.

Dabei wird, analog zu den Pkw, angenommen, dass das in der Studie quantifizierte Effizienzpotenzial bis 2050 komplett ausgeschöpft wird. In [Kloess et al., 2011] werden die Maßnahmen als von Experten „…in weiterer Zukunft mit der bis 2050 erwarteten Technologieentwicklung als realistisch angesehen" [Kloess et al., 2011, S. 39]. Die in der Studie betrachteten Effizienztechnologien sind in Tabelle 10-28 dargestellt.

Technologie	2030	2050
Steigerung Getriebewirkungsgrad		X
Steigerung ICE-Wirkungsgrad		X
Downsizing (Verkleinerung von Hubraum)	X	X
Downspeeding (Verlängerung der Endübersetzung)	X	X
Rekuperation/Boost	X	X
Elektrifizierung Nebenverbraucher	X	X
Waste Heat Recovery (Wiedernutzung eines Teils der Abwärme z.B. über einen Dampfkraftprozess)	X	X
Reduktion Fahrwiderstände	X	X

Tabelle 10-28: Im Szenario berücksichtigte SNF-Effizienztechnologien bis 2050

Mit den Annahmen zu den Jahren, in denen die Technologiepotenziale realisiert werden (2030 bzw. 2050), kann für die in [Kloess et al., 2011] enthalte-nen Fahrzeuge die Effizienzentwicklung direkt entnommen werden.
Für den in der Studie nicht enthaltenen CNG-N3-l sind folgende Analogieschlüsse getroffen:

- Die nicht-motorische Effizienzsteigerung entspricht der von Diesel-N3-l und
- die motorische Effizienzsteigerung (ICE-Paket) entspricht der Steigerung von CNG-N2-Fahrzeugen.

Für die aus der Studie [Delft, 2013b] entnommenen elektrischen Antriebskonzepte sind bis 2030 die dort angegebenen Effizienzsteigerungen angenommen. Dabei ist für die in beiden Studien ([Delft, 2013b] und [Kloess et al., 2011]) enthaltenen Diesel-SNF bis 2030 eine ähnliche Entwicklung angenommen.
Für den Zeitraum von 2030 bis 2050 sind in [Delft, 2013b] keine Angaben enthalten. Hier sind die Potenziale der Studie [Kloess et al., 2011] für die Wirkungsgradsteigerung E-Motor und für die Verringerung der Fahrwiderstände auf die elektrischen Antriebskonzepte übertragen worden.

Fahrzeugkosten im Straßenverkehr

Die Kosten der Fahrzeuge werden aus den für die betrachteten Fahrzeugtechnologien benötigten Komponenten entwickelt. Damit sind folgende Eingangsgrößen notwendig:

- Die Fahrzeugdefinitionen, in welcher nach Segment und Antriebskonzept differenziert die relevanten Komponenten definiert sind und
- die Kosten der betrachteten Komponenten.

Anschaffungskosten der Fahrzeuge werden nach folgender Formel berechnet:

$$AK = BK + \sum_{\forall K} (P * KK)$$

mit	*AK*	*Anschaffungskosten*
	BK	*Basiskosten/ Kosten antriebsunabhängige Komponenten (Body)*
	K	*antriebsabhängige Komponente*
	P	*technischer Parameter*
	KK	*spezifische Komponentenkosten*

Die Fahrzeugdefinitionen und die Komponentenkosten bauen dabei auf einer umfangreichen Literaturrecherche auf. Dabei fokussiert die hier durchgeführte Betrachtung auf die Preisdifferenzen zwischen den verschiedenen Antriebskonzepten.

Festlegung technischer Parameter der Fahrzeuge

Pkw/ LNF

Für Pkw und LNF orientiert sich die Aufteilung der Fahrzeuge in Komponenten und die Auswahl der technischen Parameter an der Studie [FH ISI, 2013]. In dieser sind die Fahrzeuge differenziert nach

- Segment und
- Antriebskonzept.

Sowohl die Anzahl der Segmente als auch die Zuordnung der entsprechenden disaggregierten KBA-Segmente entspricht dabei der in TREMOD gewählten Differenzierung, so dass die Fahrzeugparameter direkt übernommen werden können.
Bei der Aufteilung der Fahrzeuge in Komponenten sind in den Basiskosten lediglich die Kosten für die Komponenten der alternativen Antriebe nicht enthalten. Die Kosten für den konventionellen Kraftstofftank und den Verbrennungsmotor inklusive Abgasbehandlung lassen sich daher lediglich indirekt ableiten.
Bei den untersuchten Antriebskonzepten fokussiert [FH ISI, 2013] auf **konventionelle Antriebe**, rein **batteriebetriebene Konzepte** (BEV), sowie **Hybrid-Konzepte mit Batterie**

und Benzin-Verbrennungsmotor (PHEV-B, REEV-B). Für die weiteren Antriebskonzepte werden die Basiskosten und technischen Parameter folgendermaßen abgeleitet:

- Für **Brennstoffzellenfahrzeuge** (FCEV) sind die technischen Parameter aus dem im Rahmen des „VW Flottenversuch Elektromobilität" entwickelten Modells elCar entnommen, die Basiskosten entsprechen dem in [FH ISI, 2013] enthaltenen BEV;
- für Fahrzeuge mit **CNG-Verbrennungsmotor** sind die Mehrkosten gegenüber einem Benzin-Verbrenners für ein mittleres Fahrzeug (Segment C) aus [JEC, 2011] entnommen. Für das kleine und große Fahrzeugsegment werden die Mehrkosten proportional zu den angenommenen Motorleistungen variiert. Diese entstammen elCar und sind für das kleine Segment 20% kleiner, für das große Segment 50% größer als die Motorleistung des mittleren Segments.
- für **PHEV mit Diesel oder CNG-Verbrennungsmotor** entstammen die Kosten und Fahrzeugparameter der Hybridisierung aus [FH ISI, 2013]. Diese werden kombiniert mit den *halbierten* Mehrkosten des abweichenden Verbrennungsmotorkonzeptes. Von der Halbierung der Mehrkosten wird ausgegangen, da Motorleistung, Tankvolumen des Verbrennungsmotors kleiner gewählt werden können, sowie teilweise ein kostengünstigeres Abgasbehandlungssystem eingesetzt werden kann.

Für die Szenariovarianten wird eine hohe Durchdringung der Flotte mit batterieelektrischen Fahrzeugen angenommen. Dies bedeutet implizit, dass viele Nutzergruppen

- ihr Nutzerverhalten entsprechend den geringen Reichweiten der BEV anpassen werden, sowie
- dass die BEV ihre Reichweite bis zum Jahr 2050 deutlich erhöhen.

In der Studie wird Für BEV und REEV bis 2020 eine konstante Batteriekapazität angenommen. Nach 2020 wird der Preis des Batteriepaketes als konstant angesetzt. Die Batteriekapazität der Fahrzeuge erhöht sich demnach entsprechend der Minderung des spezifischen Batteriepreises nach 2020.

Durch die Anlehnung an das Kostenmodell von [FH ISI, 2013] erfolgt die komponentenfeine Berechnung der Anschaffungskosten lediglich für die elektrischen Fahrzeugkonzepte (xEV), die entsprechend Tabelle 10-29 definiert sind.

Definition Fahrzeuge		Batteriekapazität [kWh]				Batterie-typ	BZ	H_2-Tank
Konzept	Größe	2020	2030	2040	2050		kW	kWh
REEV	Klein	13	16,4	18,7	18,7	HE		
REEV	Mittel	16	20,2	23,0	23,0	HE		
REEV	Groß	19	23,9	27,3	27,3	HE		
PHEV[1]	Klein	7	7	7	7,0	HE		
PHEV	Mittel	10	10	10	10,0	HE		
PHEV	Groß	13	13	13	13,0	HE		
BEV	Klein	20	25,2	28,8	28,8	HE		
BEV	Mittel	24	30,2	34,5	34,5	HE		
BEV	Groß	28	35,3	40,3	40,3	HE		
FCEV	Klein	1,2	1,2	1,2	1,2	HL	60	149,3
FCEV	Mittel	1,5	1,5	1,5	1,5	HL	75	186,7
FCEV	Groß	2,25	2,3	2,3	2,3	HL	112,5	280

Tabelle 10-29: Definition für elektrische Fahrzeugkonzepte (HE = Hochenergie; HL = Hochleistung)

SNF

Es werden für die Kostenabschätzung die SNF in die Gruppen

- Lkw <12 t zugelassenes Gesamtgewicht (N2),
- Lkw >12 t zugelassenes Gesamtgewicht (N3-l) und
- Lastzüge/Sattelzüge (LZ/SZ, N3-s)

aggregiert. Mit dieser Aufteilung lassen sich die zulassungsstärksten Größenklassen gut charakterisieren. Diese Aufteilung ist vergleichbar mit der in [BMVIT, 2011], aus der die Gewichte und Motorleistungen der Referenzfahrzeuge entnommen sind.

Die SNF unterscheiden sich dabei sehr deutlich in ihren Anforderungsprofilen. So sind in Kooperation mit der ACEA im Rahmen eines Zertifizierungsverfahrens für CO2 folgende typische Einsatzzwecke erarbeitet worden:

- Urban delivery (Lkw städtischer Lieferverkehr)
- Regional delivery (Lkw Regionalverkehr)
- Long haul (Lkw Fernverkehr)
- Construction (Lkw Bauverkehr)
- Municipal utility (Lkw städtische Müllabfuhr)

Für das Projekt wurde sich dabei auf die für die CO2-Emissionen relevantesten Anwendungen beschränkt, den Verteiler-Lkw (städtischer, regionaler Lieferverkehr) und den Fernverkehrs-Lkw [IFEU / TU Graz, 2015]. [Delft, 2013] ordnet diesen Anwendungen folgende typischen Fahrzeuge zu:

[1] Bei den PHEV sind jeweils auch Fahrzeugtypen mit Verbrennungsmotoren für die Energieträger Diesel und CNG gemeint.

	Verteiler-Lkw	Fernverkehrs-Lkw
Zulässiges Gesamtgewicht (zul. GG)	7.5-16 t	30-40 t
Typische Tagesfahrweite	150-400 km	800-1,500 km
Einsatzbereich	Regional	(Inter)national
Kraftstoffverbrauch (Diesel)	18 l/100 km	35 l/100 km

Quelle: TREMOVE; MAN, 2012; ACEA, 2010.

Tabelle 10-30: Definition von Verteiler- und Fernverkehrs.Lkw [Delft, 2013]

Aus dieser Zuordnung werden Anforderungen an die in dem Projekt verwendeten Größenklassen abgeleitet:

Klasse	Angenommener Nutzungsfokus	Leergewicht [t]	Leistung [kW]	Min. Reichweite [km]
N2	städtischer Lieferverkehr	9	150	200
N3-l	Regionaler Verteiler	21	250	500
N3-s	Fernverkehr	35	300	800

Tabelle 10-31: Definition Größenklassen und Anforderungen SNF (N2, N3-s aufbauend auf [Delft, 2013], N3-l interpoliert zwischen N2 und N3-s)

Zudem wird für den PHEV eine minimale elektrische Reichweite von 50 km definiert.
Aus den Anforderungen der Größenklassen und den Eigenschaften der verschiedenen Antriebskonzepte lassen sich, analog der Studie [BMVIT, 2011], sinnvolle Größenklassen-Antriebs-Kombinationen ableiten. Um auch ambitioniertere Klimaschutzziele erreichen zu können, werden über die in [BMVIT, 2011] betrachteten Kombinationen für die Größenklassen N3-l und N3-zusätzlich die Technologien:

- FCEV,
- HO-D und
- LNG/DualFuel

betrachtet. Damit ergeben sich die in Tabelle 10-32 dargestellten Antriebs-Größenklassen Kombinationen:

Klasse	Diesel	FCEV	PHEV-D	CNG	HO-D	LNG	Dual Fuel	BEV
N2	X	X	X	X				X
N3-l	X	X	X	X	X	X	X	
N3-s	X	X			X	X	X	

Tabelle 10-32: Berücksichtigte Antriebs-Größenklassen Kombinationen bei SNF

Nicht betrachtet werden:

- **PHEV-D bei N3-s**: Die Vorteile des rein elektrischen Betriebs bei geringen Fahrweiten können aufgrund der typischerweise sehr langen Fahrweiten im Segment N3-s kaum genutzt werden, während die höheren Kosten und das höhere Gewicht deutliche Nachteile gegenüber einem Diesel-SNF darstellen.
- **CNG bei N3-s**: Aufgrund der geringen Energiedichte von CNG kann keine ausreichende Energiemenge für die mindestens benötigte Reichweite in einem Fernverkehrs-Lkw mitgeführt werden. Alternative Lösungen, wie im Auflieger integrierte CNG-Zusatztanks können sich nicht durchsetzen.
- **HO-Diesel bei N2**: Die HO-Technik kommt in Fahrzeugen dieses Segments nicht zum Einsatz, da diese typischerweise im Verteilerverkehr und damit mit geringen Autobahnanteilen eingesetzt werden. Zudem ist die HO-Technik (Pantograph) kaum skalierbar, und damit im Verhältnis zur Gesamtgröße und

zum Gesamtgewicht des Fahrzeugs in diesem Segment unverhältnismäßig groß bzw. schwer.

- **LNG/DualFuel bei N2**: Die höhere Energiedichte von LNG gegenüber CNG und damit größere mögliche Reichweite bietet für die hauptsächlich im Verteilerverkehr eingesetzten Lkw der Klasse N2 keinen relevanten Vorteil. Demgegenüber stehen die kostenintensiveren Tanks von LNG-Fahrzeugen sowie die geringere Verfügbarkeit des Treibstoffs.

Aus den in Tabelle 10-31 angegebenen Mindestreichweiten und den berechneten Verbräuchen können, zusammen mit den Annahmen zur Hybridisierung die Komponentengrößen für heute sowie für die Zeit nach 2030 abgeleitet werden. Die Annahmen zu den Motorleistungen und zu den benötigten Batteriekapazitäten der HEV-Varianten entstammen für die Verbrennungsmotorkonzepte aus [BMVIT, 2011]. Die Annahmen zur benötigten Kapazität an Hochleistungsbatterien in Brennstoffzellen-Lkw und die Kosten für die antriebsunabhängigen Komponenten basieren auf [Delft, 2013]. Eine Zusammenfassung der angenommenen technischen Parameter für die Kostenrechnung der SNF ist in Tabelle 10-33 gegeben.

Definition Fahrzeugsegment		ICE	El-Motor	FC	Tanksystem	Batterie HE	Batterie HL
Antriebskonzept/ Jahr	*Größe*	*[kW]*	*[kW]*	*[kW]*	*[kWh]*	*[kWh]*	*[kWh]*
Diesel	N2	150					
Diesel	N3-l	250					
Diesel	N3-s	300					
Diesel hybrid/ ab 2030	N2	120	40				5
Diesel hybrid/ ab 2030	N3-l	250	120				10
Diesel hybrid/ ab 2030	N3-s	300	150				12
FCEV	N2		150	150	223		5
FCEV	N3-l		250	250	1.109		5
FCEV	N3-s		300	300	2.035		5
FCEV/ ab 2030	N2		150	150	189		5
FCEV/ ab 2030	N3-l		250	250	943		5
FCEV/ ab 2030	N3-s		300	300	1.730		5
PHEV-D	N2	120	120			38	
PHEV-D	N3-l	150	150			76	
PHEV-D/ ab 2030	N2	120	120			32	
PHEV-D/ ab2030	N3-l	150	150			63	
CNG	N2	150			382		
CNG	N3-l	250			1.855		
CNG hybrid/ ab 2030	N2	120	40		292		5
CNG hybrid/ ab 2030	N3-l	250	120		1.472		10
HO-D	N3-l	125	250				5
HO-D	N3-s	150	300				5
LNG	N3-l	250			1.928		
LNG	N3-s	300			3.536		
LNG hybrid/ ab 2030	N3-l	250	120		1.530		10
LNG hybrid/ ab 2030	N3-s	300	150		2.872		12
Dual-Fuel	N3-l	250			793		
Dual-Fuel	N3-s	300			1.455		
Dual-Fuel hybrid/ ab 2030	N3-l	250	120		630		10
Dual-Fuel hybrid/ ab 2030	N3-s	300	150		1.182		12
BEV	N2		150			152	
BEV/ ab 2030	N2		150			127	

Tabelle 10-33:
Technische Parameter SNF

Kostenkomponenten

Die Entwicklung der Komponentenkosten basiert auf der Lernkurventheorie. Dabei wird aufgrund von Produktivitätsschritte angenommen, dass sich bei einer Verdoppelung der produzierten Menge die Kosten je Produktionseinheit um einen festen relativen Anteil senken.
Die angenommenen Preissenkungen bis 2050 gehen dabei davon aus, dass die Komponenten für im Massenmarkt eingesetzte Fahrzeugtechnologien produziert werden (d.h. das die Komponente in einem Antriebskonzept eingesetzt wird, für das

eine signifikante Marktdurchdringung im Pkw und/oder SNF angenommen wird). Diese Annahme ist entsprechend in den Szenariovarianten (siehe 0) umgesetzt.

Komponente	Bezugsgröße	Kosten [€$_{2010}$] im Jahr			
		2010	2020	2030	2050
Hochenergiebatterien (HE)	Speichergröße [kWh]	1.076	282	224	196
Hochleistungsbatterien (HL)	Speichergröße [kWh]	2953	774	614	538
Brennstoffzelle	Leistung [kW]	1409	190	80	64

Tabelle 10-34: Komponentenkosten beim Einsatz im Massenmarkt, Pkw/LNF und SNF

Komponente	Bezugsgröße	Kosten [€$_{2010}$] im Jahr			
		2010	2020	2030	2050
Elektromotor	Leistung [kW]	19	17	15	15
ICE-Diesel	Leistung [kW]	53	60	67	67
Leistungselektronik/ Batteriemanagement für BEV	E-Motorleistung [kW]	26	22	17	17
Leistungselektronik/ Batteriemanagement für FCEV/PHEV/HO	E-Motorleistung [kW]	19	16	13	13
CNG-Tank	Speichergröße [kWh]	3	2	1	1
LNG-Tank	Speichergröße [kWh]	4	3	2	2
H_2-Tank	Speichergröße [kWh]	26	18	10	10
Diesel-Tank	Fzg-Größe N2	300	300	300	300
	Fzg-Größe N3-l	650	650	650	650
	Fzg-Größe N3-s	1.000	1.000	1.000	1.000
Pantograph	-	40.000	23.333	10.000	10.000
ICE-Otto	Leistung [kW]	126	60	60	60

Tabelle 10-35: Komponentenkosten beim Einsatz im Massenmarkt, nur SNF

Batterien

Bei Batterien wird zwischen Hochenergie-(im Pkw beispielsweise verwendet in BEV) und Hochleistungsbatterien (beispielsweise verwendet in FCEV) unterschieden. Die Preise für Hochenergiebatterien werden mit der in der Studie [FH ISI, 2013] angegebenen zeitabhängige Ein-Faktor-Lernkurve und den Parametern des Base-Case berechnet und bis 2040 fortgeschrieben.

$$c = K_0(1-L)^{log_2[1+r*(t-t_0)]}$$

mit

K_0	L	r
798,4	*0,198*	*2,818*

Ab 2040 wird keine weitere Veränderung der Batteriepreise angenommen. Für Hochleistungsbatterien wird die gleiche relative Preisentwicklung wie für Hochenergiebatterien angenommen. Diese startet jedoch 2013 auf einem Preisniveau von 1200 €/kWh[1].

Brennstoffzelle

Die Entwicklung der Kosten von Brennstoffzellenfahrzeugen ist mit hohen Unsicherheiten verbunden, sowohl was die Anschaffungskosten der Brennstoffzellensysteme als auch deren zukünftige Lebensdauern betrifft. Unter den Randbedingungen einer Massenproduktion, Innovationen in der Produktionstechnologie sowie einer Reduktion des Platineinsatzes wird dabei von einer deutlichen Kostensenkung je Brennstoffzellenleistung ausgegangen [Delft, 2013]. Bis 2030 wird dabei die [Delft, 2013] in angenommene Entwicklung übernommen. Dieser Trend wird bis 2040 fortgeschrieben und ab dann konstant gehalten.

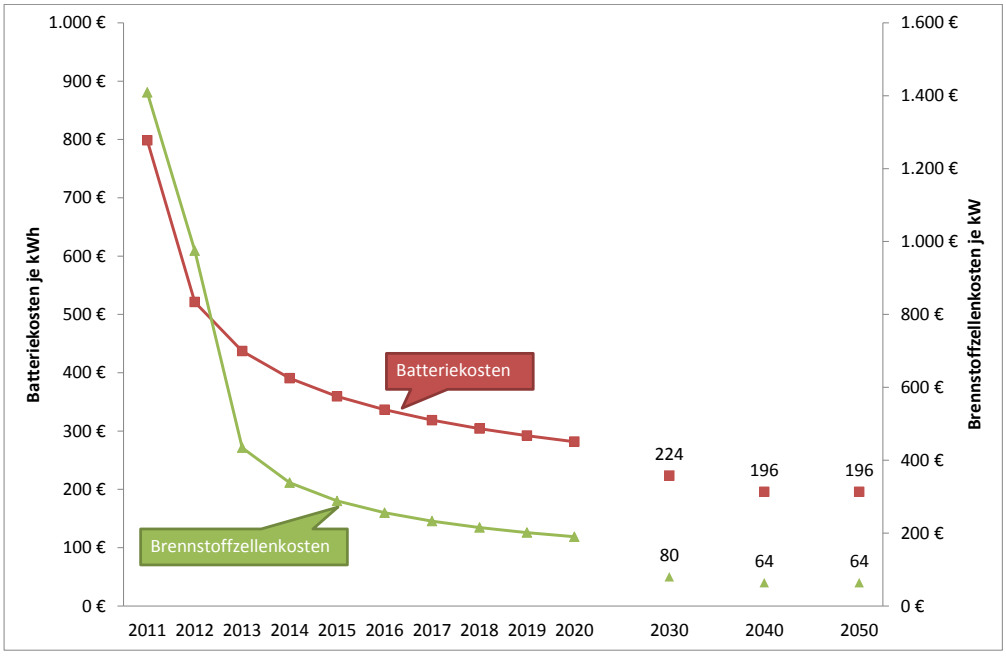


Abbildung 10-5: Entwicklung der Batterie- und Brennstoffzellenkosten 2011

Basiskosten Pkw

Aufgrund der an [FH ISI, 2013] angelehnten Systematik der Kostenberechnung von Pkw sind in den Basiskosten der Pkw die Kosten für Leistungselektronik, Batteriemanagementsystem, Elektro- sowie Verbrennungsmotor bereits enthalten. Die Basiskosten der Verbrennungsmotorkonzepte steigen dabei zwischen 2013 und 2020 aufgrund verschärfter Anforderungen an die Abgasreinigung an. Nach 2020 wird lediglich von einer kostenneutralen Verschärfung der Abgasvorschriften ausgegangen. Die Basiskosten der Fahrzeuge mit alternativen Antriebskonzepten werden als konstant angenommen (siehe [FH ISI, 2013]).

[1] Mail vom A. Kies, TU Graz am 28.11.2013