

CLIMATE CHANGE

03/2019

Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen

Abschlussbericht

CLIMATE CHANGE 03/2019

Umweltforschungsplan des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl FZK 3714 41 107 2
UBA-FB 002739/1

Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen

Abschlussbericht

von

Martin Wietschel et al.
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI , Karlsruhe

Im Unterauftrag:
DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher-Instituts für
Technologie (KIT)

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber:

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Str. 48
76139 Karlsruhe

Unterauftragnehmerin:

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher-Instituts für
Technologie (KIT)
Engler-Bunte-Institut 1-7
76131 Karlsruhe

Abschlussdatum:

September 2018

Redaktion:

Fachgebiet V 1.2 Energiestrategien und -szenarien
Dr.-Ing. Katja Purr

Fachgebiet V 1.5 Energieversorgung und –daten
Fabian Sandau

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, März 2019

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den
Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung

Ziel der Studie ist es, die Potentiale wichtiger neuer Anwendungen für Strom zur Substituierung fossiler Energieträger (sogenannte Sektorkopplungsoptionen (SKO)) für Deutschland bis 2050 zu identifizieren und den möglichen Beitrag dieser Anwendungen zu den energie- und klimapolitischen Zielen zu analysieren.

Für die untersuchten SKO lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen. Viele der SKO haben ein hohes Treibhausgas(THG)-Minderungspotential. Wichtig für den THG-Minderungsbeitrag der SKO ist, dass ausschließlich oder überwiegend erneuerbarer Strom zum Einsatz kommt. Eine relevante Anzahl der SKO weist zudem ein hohes Flexibilitätspotential auf und trägt zur Systemintegration von Erneuerbaren bei. Je stärker das Flexibilitätspotential der SKO genutzt wird, desto weniger bedarf es an Technologien, die ausschließlich zur Flexibilitätsbereitstellung eingesetzt werden wie z. B. Speicher. Einige der Sektorkopplungsoptionen können auch einen signifikanten Beitrag zur Energieeffizienzsteigerung leisten.

Bei der Wirtschaftlichkeit unter Einbezug der Umweltkosten schneiden insbesondere die untersuchten SKO im Verkehr, längerfristig auch in der Wärme gut ab. Viele der SKO in der Industrie stehen diesbezüglich jedoch vor großen Herausforderungen. Unter Wirtschaftlichkeits- und Umweltaspekten sollte möglichst der Strom direkt genutzt werden und auf die Umwandlung zu gasförmigen- oder flüssigen Brenn- und Kraftstoffen verzichtet werden. Dies ist allerdings nicht in allen Anwendungsbereichen möglich bzw. sinnvoll, beispielsweise im internationalen Flug- oder Schiffsverkehr. Wenn Strom umgewandelt wird, ist besonders auf die Stromherkunft zu achten sowie das vorhandene große Flexibilitätspotential dieser SKO zu nutzen. Die Elektrolyse sowie die Gewinnung von CO₂ aus Abscheidungsprozessen sind dabei die Schlüsseltechnologien für einen künftigen Markterfolg. Für den mittel- und langfristigen Markterfolg ist aufgrund der langen Vorlaufzeiten ein frühzeitiger Einstieg in die SKO bedeutsam.

Abstract

The aim of the study is to identify the potentials of important new applications where electricity can displace fossil fuels (Sector Coupling Options (SCO)) up to 2050 for Germany and to analyse the contribution these applications could make to achieving energy and climate policy targets.

The following conclusions can be drawn for the SCO examined. Many of the SCOs have a high potential to reduce greenhouse gases (GHG). For them to contribute significantly to GHG reduction, it is important that exclusively or predominantly renewable electricity is used. A relevant number of SCOs also have a high flexibility potential and can contribute to the system integration of renewables. The more the flexibility potential of the SCO is used, the less technology is needed that is used exclusively for flexibility provision such as energy storage, for example. Some sector coupling options can also make a significant contribution to increasing energy efficiency.

In terms of economic efficiency and taking environmental costs into account, the analysed SCOs performed particularly well in transport and, in the longer term, also in the heat sector. However, many of the SCO face major challenges in industry. From an economic and environmental point of view, electricity should be used directly wherever possible and not converted into gaseous or liquid fuels. However, this is not possible or sensible in every area of application, for example, international aviation or shipping. When electricity is converted, particular attention must be paid to the origin of the electricity and the existing high flexibility potential of this SCO must be exploited. Electrolysis and the recovery of CO₂ from separation and capture processes are key technologies for the future market success. For the medium- and long-term market success, it is important to get an early start on SCO due to the long lead times involved.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	12
Tabellenverzeichnis	15
Abkürzungsverzeichnis	20
Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	23
Summary and conclusions	34
1 Einleitung	47
2 Einführung in die Sektorkopplung	49
2.1 Einleitung und Definition Sektorkopplung	49
2.2 Diskussion ausgewählter Aspekte der Einführung der Sektorkopplung.....	53
3 Auswahl von Energieszenarien	56
3.1 Einleitung	56
3.2 Studie Klimaschutzszenario 2050: wichtige Rahmendaten	56
3.3 Szenarienauswahl aus der Studie Klimaschutzszenarien 2050	60
4 Kosten der Umwandlung von Strom in synthetische Kraftstoffe (Wasserstoff, Methan, Methanol)	62
4.1 Einleitung	62
4.2 Wasserstoffverwendung und -herstellung	62
4.2.1 Referenztechnik für die Wasserstoffherstellung	63
4.2.2 Herstellung von Wasserstoff über die Elektrolyse	63
4.3 CO ₂ -Bereitstellung	65
4.4 Techno-ökonomische Daten für die Methanherstellung	67
4.5 Techno-ökonomische Daten für die Methanolherstellung	69
4.6 Gesteungskosten von Wasserstoff, Methan und Methanol über Strom als Ausgangsenergieträger.....	69
5 Stand und technisches Umsetzungspotential von Sektorkopplungsoptionen	74
5.1 Einleitung	74
5.2 Verkehr	75
5.2.1 Einleitung.....	75
5.2.2 Personenkraftwagen (Pkw) und leichte Nutzfahrzeuge (LNF).....	76
5.2.2.1 Elektromobilität (Pkw, LNF)	77
5.2.2.2 Power-to-Gas (Pkw, LNF)	81
5.2.2.3 Power-to-Liquid	86
5.2.3 Lastkraftwagen (Lkw)	89
5.2.3.1 Hybrid-Oberleitungs-Lkw	92
5.2.3.2 Power-to-Gas H ₂	95

5.2.4	Abschlussbetrachtung Verkehr zu den technischen Potentialen zur Endenergieeinsparung	96
5.3	Wärme.....	100
5.3.1	Raumwärmebereitstellung dezentral	101
5.3.2	Raumwärmebereitstellung in Wärmenetzen	109
5.3.3	Warmwasserbereitung	115
5.3.4	Abschlussbetrachtung Heizwärme zu den technischen Potentialen zur Endenergieeinsparung	120
5.4	Industrie.....	120
5.4.1	Wärmebereitstellung in der Industrie – Großwärmepumpen.....	121
5.4.2	Glasindustrie.....	130
5.4.3	Stahlherstellung	134
5.4.4	Raffinerien	137
5.4.5	Ammoniakherstellung	141
5.4.6	Methanolherstellung.....	145
5.4.7	Abschlussbetrachtung Industrie zu den technischen Potentialen zur Endenergieeinsparung	148
5.5	Elektrifizierung der Betriebsmittel im Gasnetz	149
5.5.1	Verdichter und Verdichterantriebe	150
5.5.2	Vorwärmung in Gasdruckregelanlagen	153
5.5.3	Abschlussbetrachtung technisches Potential Gasnetz	155
5.6	Speicherpotentiale von Wasserstoff im Vergleich zu anderen Speichern.....	156
5.6.1	Einleitung.....	156
5.6.2	Konventionelle Pumpspeicher und neue Pumpspeichertechnologien	157
5.6.3	Untergroundspeicherpotential für Druckluft, Wasserstoff und Erdgas	157
5.6.4	Wasserstofftoleranz im Erdgasnetz	158
5.6.5	CO ₂ -Bezugsquellen für die Methanisierung	158
5.6.6	Zusammenfassung der Speicherpotentiale	158
5.7	Zusammenfassung des technischen Potentials.....	159
5.8	Berechnung der Primärenergieeinspar- und CO ₂ -Minderungspotentiale.....	160
5.8.1	Auswahl der SKO und der dazugehörigen Referenztechniken	161
5.8.2	Bestimmung der spezifischen Verbräuche und Emissionen der Referenztechniken	162
5.8.3	Bestimmung der spezifischen Verbräuche und Emissionen der Sektorkopplungsoptionen	163
5.8.4	Ableitung der gesamten Primärenergieeinsparungen und CO ₂ -Minderungen je Anwendung	166
5.8.4.1	Minderungspotential im Mobilitätssektor	166
5.8.4.2	Minderungspotential bei der Wärmebereitstellung	174
5.8.4.3	Minderungspotentiale in der Industrie.....	176
5.8.4.4	Minderungspotential für Betriebsmittel im Gasnetz	181
5.8.5	Zusammenfassung.....	182
6	Methodik der wirtschaftlichen Bewertung.....	187

6.1	Überblick Bewertungsansatz	187
6.2	Systemanalytische Bewertung.....	188
6.2.1	Systemkosten.....	188
6.2.2	Systemanalytische Betrachtung der Kosten der SKO mit einer Referenztechnologie	188
6.2.3	Abgrenzung zwischen volks- und betriebswirtschaftlichen Kosten.....	189
6.2.4	Berücksichtigte Kosten	189
6.2.5	Zinssatz	190
6.2.6	Kritische Diskussion	190
6.3	Umweltkosten	191
6.3.1	Hintergrund.....	191
6.3.2	Allgemeine Grundsätze zur Bewertung von Umweltkosten	192
6.3.2.1	Auswahl der Kostenkategorien.....	192
6.3.2.2	Weitere Wirkungskategorien	194
6.3.2.3	Grenz-, Durchschnitts- und Gesamtkosten	195
6.3.2.4	Schadens- versus Vermeidungskosten	195
6.3.2.5	Diskontraten und Equity Weighting	196
6.3.3	Struktur des Ansatzes	196
7	Wirtschaftliche Bewertung der Sektorkopplungsoptionen.....	199
7.1	Einleitung	199
7.2	Wirtschaftliche Bewertung auf Basis der Systemkosten.....	199
7.2.1	Verkehr	199
7.2.1.1	Einleitung.....	199
7.2.1.2	Personenkraftwagen und leichte Nutzfahrzeuge	200
7.2.1.3	Lastkraftwagen.....	210
7.2.2	Wärme	217
7.2.2.1	Einleitung.....	217
7.2.2.2	Wärmebereitstellung dezentral	217
7.2.2.3	Wärmebereitstellung in Wärmenetzen	220
7.2.3	Industrie	223
7.2.3.1	Wärmebereitstellung in der Industrie – Großwärmepumpen	223
7.2.3.2	Glasindustrie	223
7.2.3.3	Stahlherstellung.....	226
7.2.3.4	Raffinerieprodukte	228
7.2.3.5	Ammoniakherstellung.....	230
7.2.3.6	Methanolherstellung	232
7.2.4	Elektrifizierung der Betriebsmittel im Gasnetz.....	234
7.2.5	Zusammenfassung der Ergebnisse zur reinen wirtschaftlichen Bewertung	238
7.3	Umweltkosten	238
7.3.1	Allgemeine Eingangsparameter	238
7.3.1.1	Klimaschäden	238

7.3.1.2	Luftschadstoffe	240
7.3.1.3	Bewertung der Stromproduktion	241
7.3.2	Sektor Verkehr.....	243
7.3.2.1	Spezifische Eingangsparameter	243
7.3.2.2	Ergebnisse	245
7.3.3	Sektor Wärme.....	248
7.3.3.1	Spezifische Eingangsparameter	248
7.3.3.2	Ergebnisse	249
7.3.4	Sektor Industrie.....	252
7.3.4.1	Spezifische Eingangsparameter	252
7.3.5	Sektor Gasnetz	257
7.3.5.1	Spezifische Eingangsparameter	257
7.3.5.2	Ergebnisse	258
7.3.6	Vergleich der Sektoren	260
7.3.6.1	Gesamtpotentiale	260
7.3.6.2	Durchschnittliche Einsparpotentiale.....	261
8	Transformationspfade.....	262
8.1	Einleitung	262
8.2	Energie- und Klimaschutzziele in Deutschland.....	262
8.3	Transformationspfade Verkehr	264
8.3.1	Personenkraftwagen und leichte Nutzfahrzeuge.....	264
8.3.1.1	Entwicklung in den letzten Jahren und aktueller Stand der Marktdiffusion	264
8.3.1.2	Entwicklung von Marktpenetrationsszenarien zur Erreichung von Klimaschutzzielen.....	264
8.3.2	Beitrag zu energie- und klimapolitischen Zielen	266
8.3.3	Entwicklung eines möglichen Transformationspfades.....	268
8.3.4	Lastkraftwagen.....	273
8.3.4.1	Entwicklung in den letzten Jahren und aktueller Stand der Marktdiffusion	273
8.3.4.2	Entwicklung von Marktpenetrationsszenarien zur Erreichung von Klimaschutzzielen.....	273
8.3.5	Beitrag zu energie- und klimapolitischen Zielen	274
8.3.6	Entwicklung möglicher Transformationspfade HO-Lkw und BZ-Lkw.....	277
8.3.6.1	Entwicklung eines Transformationspfades für HO-Lkw	277
8.3.6.2	Entwicklung eines möglichen Transformationspfades für BZ-Lkw.....	280
8.4	Transformationspfade Wärme	282
8.4.1	Entwicklung in den letzten Jahren und aktueller Stand der Marktdiffusion.....	282
8.4.2	Entwicklung von Marktpenetrationsszenarien zur Erreichung von Klimaschutzzielen.....	283
8.4.3	Power-to-Heat als Flexibilitätsoption	284
8.4.4	Beitrag zu energie- und klimapolitischen Zielen	285
8.4.5	Entwicklung eines möglichen Transformationspfades.....	288
8.5	Entwicklung möglicher Transformationspfade Industrie	290

8.5.1	Entwicklung in den letzten Jahren und aktueller Stand der Marktdiffusion.....	290
8.5.1.1	Ammoniakherstellung.....	291
8.5.1.2	Methanolherstellung	291
8.5.1.3	Raffinerie	291
8.5.1.4	Stahlherstellung.....	291
8.5.1.5	Glaserherstellung.....	292
8.5.2	Entwicklung von Marktpenetrationsszenarien zur Erreichung von Klimaschutzziele.....	292
8.5.2.1	Ammoniakherstellung.....	292
8.5.2.2	Methanolherstellung	293
8.5.2.3	Raffinerie	293
8.5.2.4	Stahlherstellung.....	293
8.5.2.5	Glaserherstellung.....	294
8.5.3	Beitrag zu energie- und klimapolitischen Zielen	294
8.5.4	Entwicklung eines Transformationspfades	298
8.6	Transformationspfad Gasnetz	301
8.6.1	Entwicklung in den letzten Jahren und aktueller Stand der Marktdiffusion.....	301
8.6.1.1	Verdichtung im Speicher- und Transportbetrieb	301
8.6.1.2	Vorwärmung im Speicher- und Transportbetrieb	302
8.6.2	Entwicklung von Marktpenetrationsszenarien zur Erreichung von Klimaschutzziele.....	302
8.6.2.1	Verdichtung im Speicher- und Transportbetrieb	302
8.6.2.2	Vorwärmung im Speicher- und Transportbetrieb	303
8.6.3	Beitrag zu energie- und klimapolitischen Zielen	304
8.6.4	Entwicklung Transformationspfad und Roadmap	306
9	Quellenverzeichnis	309
10	Anhang.....	328
10.1	Annahmen und Ergebnisse der Energieszenarien.....	328
10.2	Modellbeschreibung eLOAD	334

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Änderung der THG-Emissionen von ausgewählten SKO für ein optimistisch-realisierbare Marktpenetrationsszenarien (unter den Rahmenbedingungen des AMS sowie KS95).....	26
Abbildung 2: Änderung des Primärenergieverbrauchs von ausgewählten SKO für ein optimistisch-realisierbares Szenario (unter den Rahmenbedingungen des AMS sowie KS95).....	27
Abbildung 3: Summe der System- und Umweltkosten von ausgewählten SKO im Jahre 2030 für ein optimistisch-realisierbares Szenario.....	29
Abbildung 4: Summe der System- und Umweltkosten von ausgewählten SKO im Jahre 2050 für ein optimistisch-realisierbares Szenario.....	30
Abbildung 5: Überblick über die Struktur und Vorgehensweise der Studie	48
Abbildung 6: Überblick der Sektorkopplungsoptionen entsprechend ihrer Umwandlung.....	51
Abbildung 7: Endenergienachfrage in Deutschland in 2015	54
Abbildung 8: Stromverbrauchsentwicklung in Deutschland am Beispiel des „Klimaschutzszenarios 90 (THG: -90 %)“	55
Abbildung 9: Entwicklung der verbrennungsbedingten Treibhausgas-Emissionen.....	58
Abbildung 10: Entwicklung der CO ₂ -Zertifikatspreise	58
Abbildung 11: Entwicklung des Strompreises.....	59
Abbildung 12: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs.....	60
Abbildung 13: Aufteilung der Wasserstoffnutzung in Deutschland auf Prozessebene in 2015.....	62
Abbildung 14: Sherwood Plot	66
Abbildung 15: Gesteungskosten für H ₂ , Methan und Methanol für das AMS und KS 95 mit den Sensitivitäten für das Jahr 2030 (vgl. Tabelle 12).....	71
Abbildung 16: Gesteungskosten für H ₂ , Methan und Methanol für das AMS und KS 95 mit den Sensitivitäten für das Jahr 2050 (vgl. Tabelle 12).....	72
Abbildung 17: Jahresdauerlinie der Spotmarktpreise im AMS.....	73
Abbildung 18: Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor in Deutschland – Stand und Prognose.....	76
Abbildung 19: Vergleich der Wirkungsgradketten bei der Umwandlung von erneuerbarem Strom in Antriebsenergie bei verschiedenen Pkw-Antriebssystemen in Deutschland in 2050	86
Abbildung 20: Aufteilung des Bestands 2013 nach Gewichtsklassen und Aufbauarten in Deutschland	90
Abbildung 21: Voraussichtlicher Einsatz von Antriebstechnologien in den Lkw-Größenklassen (alle Größen bezogen auf 2013; Einsatz der Antriebstechnologien für die nächsten zwei Dekaden).....	91
Abbildung 22: Technische Endenergieeinsparungspotentiale im Verkehrssektor bei Pkw und LNF.....	97
Abbildung 23: Technische Endenergieeinsparungspotentiale im Verkehrssektor bei schweren Lkw.....	98
Abbildung 24: Fossile Endenergieeinsparungspotentiale im Verkehrssektor bei Pkw und LNF	99
Abbildung 25: Fossile Endenergieeinsparungspotentiale im Verkehrssektor bei schweren Lkw (Anmerkung: andere sind BZ- sowie Methanol-Lkw).....	99
Abbildung 26: Endenergieverbrauch 2013 nach Anwendungsbereichen und Sektoren	100
Abbildung 27: Zusammensetzung des Endenergieverbrauchs für die Bereitstellung von Raumwärme bei privaten Haushalten	102
Abbildung 28: Absatzzahlen für Heizungswärmepumpen in Deutschland	103
Abbildung 29: Marktentwicklung von Wärmepumpen in Deutschland	104
Abbildung 30: Ableitung des technischen Potentials für die Deckung der Wärmenachfrage durch SKO	106
Abbildung 31: Entwicklung Endenergiebedarf für Raumwärmebereitstellung.....	107

Abbildung 32: Potentieller Anteil der Raumwärmenachfrage, der durch Wärmepumpen gedeckt wird (links) und resultierender Stromverbrauch (rechts).....	108
Abbildung 33: Effizienz einer Wärmepumpe in Abhängigkeit der Wärmequellentemperatur.....	112
Abbildung 34: Potentieller Anteil der Raumwärmenachfrage, der durch Großwärmepumpen gedeckt wird (links) und dazugehöriger Stromverbrauch (rechts).....	114
Abbildung 35: Zusammensetzung des Endenergieverbrauchs für die Bereitstellung von Warmwasser im Haushaltssektor in den Jahren 2008 bis 2013.....	116
Abbildung 36: Entwicklung des Endenergieverbrauchs für die Warmwasserbereitstellung im Haushalts- und Tertiärsektor	118
Abbildung 37: Potentieller Anteil der Warmwassernachfrage, der durch Wärmepumpen gedeckt wird (links) und resultierender Stromverbrauch	119
Abbildung 38: Fossile Endenergieeinsparungen bei der Heizwärme	120
Abbildung 39: Endenergieverbrauch in der Industrie im Jahr 2010	121
Abbildung 40: Zusammensetzung des Endenergieverbrauchs für die Bereitstellung von industrieller Prozess- und Raumwärme in den Jahren 2008 bis 2015	124
Abbildung 41: Verteilung des industriellen Wärmeverbrauchs auf die verschiedenen Branchen	125
Abbildung 42: Technisches Potential der industriellen Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen, aufgeschlüsselt nach Branchen	128
Abbildung 43: Entwicklung der industriellen Wärmenachfrage bis 2050 und technisches Potential der Wärmeerzeugung aus Wärmepumpen (links) sowie die resultierende Stromnachfrage (rechts).....	129
Abbildung 44: Überblick über Einsparungen an fossiler Endenergie ausgewählter Sektorkopplungsoptionen in der Industrie	148
Abbildung 45: Schematische Darstellung des Gasnetzes mit Betriebsmitteln	149
Abbildung 46: Einsatzbereiche für Verdichtertypen	151
Abbildung 47: Aufbau einer zweiseitigen Gasdruckregel- und Messanlage.....	153
Abbildung 48: Entwicklung des technischen Potentials in zwei Szenarien (AMS, KS95) bis 2050.....	156
Abbildung 49: Überblick über Einsparungen an fossiler Endenergie ausgewählter Sektorkopplungsoptionen.....	160
Abbildung 50: Berechnungsschritte für die Bestimmung der Energieeinspar- und THG-Minderungspotentiale von SKO	161
Abbildung 51: Spezifische CO ₂ -Emissionen des Stromsektors im Jahr 2030 in Deutschland für das KS95 (Januartage)	165
Abbildung 52: Reaktion der Nachfragesteuerung bei BEV-Pkw auf Preissignale (schwarze Markierung) im Vergleich zur Nachfrage der HO-Lkw im Jahr 2030 (basierend auf AMS-Rahmendaten)	174
Abbildung 53: Änderung des Primärenergieverbrauchs in der Wärmebereitstellung, Industrie und im Gasnetz im Jahr 2050 (Berechnung basiert auf Durchschnittswerten) (basierend auf AMS-Rahmendaten)	183
Abbildung 54: Änderung des Primärenergieverbrauchs in der Mobilität im Jahr 2050 (Berechnung basiert auf Durchschnittswerten) (basierend auf AMS-Rahmendaten).....	184
Abbildung 55: Änderungen der CO ₂ -Emissionen in der Wärmebereitstellung, Industrie und im Gasnetz im Jahr 2050 (Berechnung basiert auf Durchschnittswerten) (Einsparung -, Verschlechterung +) (basierend auf AMS-Rahmendaten).....	185
Abbildung 56: Änderung der CO ₂ -Emissionen in der Mobilität im Jahr 2050 (Berechnung basiert auf Durchschnittswerten) (Einsparung -, Verschlechterung +) (basierend auf AMS-Rahmendaten)	186
Abbildung 57: Schema zur Berechnung der Umweltkosten.....	197

Abbildung 58: Vergleich der spezifischen Kosten für Pkw im Jahr 2015	207
Abbildung 59: Vergleich der spezifischen Kosten für Pkw im Jahr 2030	208
Abbildung 60: Vergleich der spezifischen Kosten für Pkw im Jahr 2050	208
Abbildung 61: Vergleich der spezifischen Kosten für LNF im Jahr 2015	209
Abbildung 62: Vergleich der spezifischen Kosten für LNF im Jahr 2030	209
Abbildung 63: Vergleich der spezifischen Kosten für LNF im Jahr 2050	210
Abbildung 64: Investitionen für die Elektrifizierung von Autobahnen mittels Oberleitung (für beide Fahrtrichtungen)	211
Abbildung 65: Vergleich der spezifischen Kosten für Lkw (SZM) im Jahr 2030	216
Abbildung 66: Vergleich der spezifischen Kosten für Lkw (SZM) im Jahr 2050	216
Abbildung 67: Vergleich der spezifischen Kosten von Erdgasbrennwertkesseln und Wärmepumpen	219
Abbildung 68: Vergleich der spezifischen Kosten von Erdgasheizkesseln und Wärmepumpen in Wärmenetzen.....	222
Abbildung 69: Vergleich der spezifischen Produktionskosten von Glas unter Rahmenbedingungen des AMS	224
Abbildung 70: Vergleich der spezifischen Produktionskosten von Glas – Sensitivität (unter AMS-Rahmenbedingungen)	225
Abbildung 71: Vergleich der spezifischen Produktionskosten von Rohstahl unter Rahmenbedingungen des AMS	227
Abbildung 72: Vergleich der spezifischen Produktionskosten von Raffinerieprodukten unter Rahmenbedingungen des AMS	229
Abbildung 73: Vergleich der spezifischen Produktionskosten von Ammoniak unter Rahmenbedingungen des AMS	231
Abbildung 74: Vergleich der spezifischen Produktionskosten von Ammoniak – Sensitivität (unter KS95-Rahmenbedingungen).....	232
Abbildung 75: Vergleich der spezifischen Produktionskosten von Methanol unter Rahmenbedingungen des AMS	233
Abbildung 76: Spezifische Transportkosten in Ct./MWh (transportiertes Gas)	236
Abbildung 77: Änderung der Umweltkosten je Energieeinheit (Nettostromerzeugung) im Verkehr (eingesparte Umweltkosten -, zusätzliche Umweltkosten +) (unter den Rahmenbedungen des AMS bzw. KS95)	247
Abbildung 78: Änderung der Umweltkosten je Fahrzeug im Verkehr (technische Potential) (eingesparte Umweltkosten +, zusätzliche Umweltkosten -)	248
Abbildung 79: Eingesparte Umweltkosten je Energieeinheit bei der Gebäudeheizung	250
Abbildung 80: Eingesparte Umweltkosten je Produktionsmenge bei der Gebäudeheizung.....	251
Abbildung 81: Änderung der Umweltkosten je Energieeinheit in der Industrie (technisches Potential) (eingesparte Umweltkosten -, zusätzliche Umweltkosten +)	255
Abbildung 82: Änderung der Umweltkosten je Produktionsmenge in der Industrie (technisches Potential) (eingesparte Umweltkosten -, zusätzliche Umweltkosten +).....	256
Abbildung 83: Änderung der Umweltkosten je Energieeinheit im Gasnetz (eingesparte Umweltkosten +, zusätzliche Umweltkosten -)	259
Abbildung 84: Änderung der Umweltkosten je Produktionsmenge im Gasnetz (eingesparte Umweltkosten +, zusätzliche Umweltkosten -).....	260
Abbildung 85: Vergleich der vermiedenen bzw. der zusätzlichen Umweltkosten pro eingesetzter Strommenge in 2050 (eingesparte Umweltkosten -, zusätzliche Umweltkosten +).....	261
Abbildung 86: Entwicklung der jährlichen Neuzulassungen und des Bestandes von Elektrofahrzeugen (EV) bei Pkw und LNF	264

Abbildung 87: Möglicher Transformationspfad für Elektrofahrzeuge (EV).....	272
Abbildung 88: Möglicher Transformationspfad für Hybrid-Oberleitungs-Lkw (HO-Lkw)	279
Abbildung 89: Möglicher Transformationspfad für Brennstoffzellen-Lkw (BZ-Lkw).....	281
Abbildung 90: Absatzzahlen für Heizungswärmepumpen in Deutschland	283
Abbildung 91: Möglicher Transformationspfad für dezentrale Wärmepumpen.....	289
Abbildung 92: Möglicher Transformationspfad für Großwärmepumpen in Wärmenetzen	290
Abbildung 93: Möglicher Transformationspfad für die Industrie	301
Abbildung 94: Roadmap Gasnetz für die Elektrifizierung von Betriebsmitteln	308

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vor- und Nachteile verschiedener Sektorkopplungsoptionen	32
Tabelle 2: Beispiele verschiedener Sektorkopplungstechnologien in verschiedenen Anwendungssektoren.....	52
Tabelle 3: Beispielhafte historische Wachstumsraten von Technologien	55
Tabelle 4: Vergleich ausgewählter Grundannahmen der verschiedenen Modellierungsrunden des Klimaschutzszenarios 2050	57
Tabelle 5: Bandbreite aus der Literatur zur Elektrolyse	64
Tabelle 6: Annahmen zur Wasserstoffelektrolyse für nachfolgende Berechnung.....	64
Tabelle 7: Bandbreite aus der Literatur zur CO ₂ -Gewinnung	67
Tabelle 8: Annahmen zur CO ₂ -Gewinnung für nachfolgende Berechnungen	67
Tabelle 9: Bandbreite aus der Literatur zur Methanisierung.....	68
Tabelle 10: Annahmen zur Methanisierung für nachfolgende Berechnungen	68
Tabelle 11: Annahmen zur Methanolherstellung für nachfolgende Berechnungen	69
Tabelle 12: Gestehungskosten verschiedener Energieträger.....	70
Tabelle 13: Kennzahlen zum aktuellen Stand (2014) der Pkw und der leichten Nutzfahrzeuge (LNF) in Deutschland.....	76
Tabelle 14: Entwicklung des Pkw- und LNF-Bestands sowie der Antriebsarten in den zwei Szenarien der Studie Klimaschutzszenarien	78
Tabelle 15: Technisches Potential der Elektromobilität (Pkw) in Deutschland für zwei Szenarien.....	79
Tabelle 16: Technisches Potential der Elektromobilität (LNF) in Deutschland für zwei Szenarien	80
Tabelle 17: Technisches Potential für PtG – Wasserstoff in Deutschland (Pkw) für zwei Szenarien (zu Referenztechnik siehe Tabelle 15)	83
Tabelle 18: Technisches Potential für PtG – Wasserstoff (LNF) in Deutschland für zwei Szenarien (zu RT siehe Tabelle 16).....	84
Tabelle 19: Technisches Potential für PtL-Methanol in Deutschland (Pkw) für zwei Szenarien (zu Referenztechnik siehe Tabelle 15)	88
Tabelle 20: Technisches Potential für PtL-Methanol (LNF) in Deutschland für zwei Szenarien (zu Referenztechnik siehe Tabelle 16)	89
Tabelle 21: Technisches Potential für HO-Lkw-Diesel in Deutschland für zwei Szenarien.....	94
Tabelle 22: Technisches Potential für HO-Lkw-Batterie in Deutschland für zwei Szenarien	95
Tabelle 23: Marktdurchdringung von Wärmepumpen im Jahr 2015 in Haushalten und GHD in Deutschland	103
Tabelle 24: Technisches Potential von Wärmepumpen zur dezentralen Raumwärmebereitstellung im Haushalts- und Tertiärsektor (ohne Energieverbrauch der Wärmenetze).....	109

Tabelle 25:	Marktdurchdringung von Elektrokesseln im Jahr 2015 in Deutschland.....	110
Tabelle 26:	Technisches Potential von Großwärmepumpen in Wärmenetzen zur Raumwärmebereitstellung im Haushalts- und Tertiärsektor	115
Tabelle 27:	Technisches Potential von Wärmepumpen zur Warmwasserbereitstellung im Haushalts- und Tertiärsektor	119
Tabelle 28:	Beispiele für aktuelle elektrische Wärmeanwendungen in der Industrie.....	123
Tabelle 29:	Technisches Potential von Wärmepumpen zur Bereitstellung von Wärme in der Industrie.....	130
Tabelle 30:	Kennzahlen zum aktuellen Stand (2015) der Glasindustrie in Deutschland.....	131
Tabelle 31:	Produktionsmenge und Produktionswert der Glasindustrie in Deutschland im Jahr 2015	131
Tabelle 32:	Technisches Potential der Glasherstellung in Deutschland für zwei Szenarien	134
Tabelle 33:	Kennzahlen zum aktuellen Stand (2014) der Stahlproduktion in Deutschland.....	135
Tabelle 34:	Technisches Potential der Stahlproduktion in Deutschland für zwei Szenarien	137
Tabelle 35:	Kennzahlen zum aktuellen Stand (2013) der Mineralöl-Produktion in Deutschland	138
Tabelle 36:	Technisches Potential der Mineralölherstellung in Deutschland für zwei Szenarien	141
Tabelle 37:	Kennzahlen zum aktuellen Stand (2014) der Ammoniakproduktion in Deutschland	142
Tabelle 38:	Technisches Potential der Ammoniakherstellung in Deutschland für zwei Szenarien.....	144
Tabelle 39:	Kennzahlen zum aktuellen Stand (2014) der Methanolproduktion in Deutschland	146
Tabelle 40:	Technisches Potential der Methanolherstellung in Deutschland für zwei Szenarien	147
Tabelle 41:	Technisches Potential bei der Verdichtung im deutschen Gasnetz für zwei Szenarien	152
Tabelle 42:	Technisches Potential bei der Vorwärmung im deutschen Gasnetz für zwei Szenarien.....	155
Tabelle 43:	Speicherbestand und -potentiale für verschiedene Speicherarten.....	159
Tabelle 44:	Übersicht über die Referenztechniken und die entsprechenden Sektorkopplungsoptionen	162
Tabelle 45:	Überblick über die technologische Konfiguration und Betriebsweisen der SKO.....	164
Tabelle 46:	Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – BEV-Pkw (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)	168
Tabelle 47:	Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – PHEV- Pkw (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)	168
Tabelle 48:	Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – BEV-LNF (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)	169
Tabelle 49:	Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – PHEV-LNF (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)	170
Tabelle 50:	Vergleich der CO ₂ -Änderungen – Pkw und LNF (BEV, PHEV) für 2050 (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten).....	170
Tabelle 51:	Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – Pkw (Wasserstoff, Methanol) (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)	172
Tabelle 52:	Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – LNF (Wasserstoff, Methanol) (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)	172
Tabelle 53:	Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – Lkw (HO- Lkw, Methanol) (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)	173
Tabelle 54:	Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – Raumwärme und Warmwasser in den Sektoren GHD und Haushalte (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten).....	175

Tabelle 55:	Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – Einsatz dezentraler Wärmepumpen bei ungesteuertem und gesteuertem Betrieb (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten).....	176
Tabelle 56:	Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – Glasherstellung (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)	178
Tabelle 57:	Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – Rohstahlherstellung (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten).....	178
Tabelle 58:	Vergleich der Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen für unterschiedliche Einsatzarten der SKO am Beispiel der Ammoniakherstellung (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)	179
Tabelle 59:	Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – Methanolherstellung (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten).....	180
Tabelle 60:	Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – Raffinerien (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten).....	181
Tabelle 61:	Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – Betriebsmittel im Gasnetz (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)	182
Tabelle 62:	Strompreis- und Netzentgeltannahmen.....	199
Tabelle 63:	Eingangsparameter – Pkw (Mittelklasse) 2015, ohne Steuern und Abgaben	200
Tabelle 64:	Eingangsparameter – Pkw (Mittelklasse) 2030, ohne Steuern und Abgaben	201
Tabelle 65:	Eingangsparameter – Pkw (Mittelklasse) 2050, ohne Steuern und Abgaben	202
Tabelle 66:	Eingangsparameter – LNF 2015, ohne Steuern und Abgaben	203
Tabelle 67:	Eingangsparameter – LNF 2030, ohne Steuern und Abgaben	204
Tabelle 68:	Eingangsparameter – LNF 2050, ohne Steuern und Abgaben	205
Tabelle 69:	Eingangsparameter – Lkw (SZM) 2015	211
Tabelle 70:	Eingangsparameter – Lkw (SZM) 2030	212
Tabelle 71:	Eingangsparameter – Lkw (SZM) 2050	213
Tabelle 72:	Eingangsparameter – Wärmebereitstellung dezentral 2015, ohne Steuern und Abgaben.....	217
Tabelle 73:	Eingangsparameter – Wärmebereitstellung dezentral 2030, ohne Steuern und Abgaben.....	218
Tabelle 74:	Eingangsparameter – Wärmebereitstellung dezentral 2050, ohne Steuern und Abgaben.....	218
Tabelle 75:	Eingangsparameter – Wärmebereitstellung in Wärmenetzen 2015, ohne Steuern und Abgaben.....	220
Tabelle 76:	Eingangsparameter – Wärmebereitstellung in Wärmenetzen 2030, ohne Steuern und Abgaben.....	221
Tabelle 77:	Eingangsparameter – Wärmebereitstellung in Wärmenetzen 2050, ohne Steuern und Abgaben.....	221
Tabelle 78:	Übersicht Berechnungsfälle der Kostenanalyse.....	234
Tabelle 79:	Abschätzung der Altersstruktur der deutschen Gasturbinen im Gasferntransport.....	235
Tabelle 80:	Einheitswerte für die Bewertung von Treibhausgasemissionen durch Verkehr und Energieerzeugung	239
Tabelle 81:	Vorlaufemissionen der Kraft- und Brennstoffherstellung.....	240
Tabelle 82:	Kostensätze Luftverschmutzung in Deutschland (€ ₂₀₁₀ /t Schadstoff)	241
Tabelle 83:	Kostensätze Klimagase und Luftschadstoffe der Stromerzeugung nach Kraftwerkstypen 2030 und 2050.....	242
Tabelle 84:	Umweltkostensätze der Stromerzeugung nach Szenarien und Jahren (€/MWh).....	242

Tabelle 85:	Änderungen an konventioneller Energie sowie Strommehrverbrauch durch SKO im Verkehr (TWh/a).....	243
Tabelle 86:	WtW-Emissionsfaktoren Verkehr für Verbrennungskraftstoffe (t/TWh).....	244
Tabelle 87:	THG-Emissionen der Produktion und Entsorgung von Elektrofahrzeugen	245
Tabelle 88:	Änderungen der Umweltkosten im Verkehr nach Wirkungsbereichen (Mio. € pro Jahr) (+ bedeutet zusätzliche Umweltkosten) (technisches Potential)	246
Tabelle 89:	Änderung an konventioneller Energie sowie Strommehrverbrauch durch SKO bei der Wärmebereitstellung (TWh/a) (technisches Potential).....	249
Tabelle 90:	TtW-Emissionsfaktoren Gebäudeheizung mit fossilen Brennstoffen (t/TWh)	249
Tabelle 91:	Gesamtbilanz zur Änderung der Umweltkosten Gebäudeheizung nach Wirkungsbereichen (Mio. €) (technisches Potential) (eingesparte Umweltkosten -, zusätzliche Umweltkosten +).....	250
Tabelle 92:	Änderung an konventioneller Energie- sowie Strommehrverbrauch durch SKO in der Industrie (TWh/a) (technisches Potential) (Einsparungen -, Strommehrverbrauch +)	252
Tabelle 93:	TtW-Emissionsfaktoren Industrie für fossile Brennstoffe und eigene Stromproduktion (t/TWh).....	253
Tabelle 94:	Änderung der Umweltkosten Industrie nach Wirkungsbereichen (Mio. €) (technisches Potential) (eingesparte Umweltkosten -, zusätzliche Umweltkosten +).....	254
Tabelle 95:	Änderung der Energiebedarfe Gasnetz (TWh/a)	257
Tabelle 96:	TtW-Emissionsfaktoren Gasnetz für fossile Brennstoffe (t/TWh)	257
Tabelle 97:	Änderung der Umweltkosten Gasnetz nach Wirkungsbereichen (Mio. €) (eingesparte Umweltkosten -, zusätzliche Umweltkosten +).....	258
Tabelle 98:	Ziele der Energiewende und Indikatoren	263
Tabelle 99:	Sektorale THG-Minderungsziele in Deutschland nach dem Klimaschutzplan	263
Tabelle 100:	Realisierbares Marktpenetrationsszenario für Pkw (optimistisch realisierbares Szenario).....	265
Tabelle 101:	Realisierbares Marktpenetrationsszenario für LNF (optimistisch realisierbares Szenario).....	265
Tabelle 102:	Änderungen beim Energieeinsatz und den Treibhausgasemissionen von EV (Pkw und LNF) (optimistisch realisierbares Szenario) (-bedeutet Einsparung)	267
Tabelle 103:	Beitrag von EV (Pkw und LNF) zu den THG- Zielen (optimistisch realisierbares Szenario).....	267
Tabelle 104:	Beitrag von EV (Pkw und LNF) zur Einsparung von Energie (optimistisch realisierbares Szenario).....	268
Tabelle 105:	Änderung der jährliche System- und Umweltkosten durch EV (Pkw+LNF) (optimistisch realisierbares Szenario) (- bedeutet Einsparung)	268
Tabelle 106:	Realisierbares Marktpenetrationsszenario für HO-Lkw (optimistisch realisierbares Szenario).....	274
Tabelle 107:	Realisierbares Marktpenetrationsszenario für BZ-Lkw (optimistisch realisierbares Szenario).....	274
Tabelle 108:	Änderungen beim Energieeinsatz und den Treibhausgasemissionenvon HO-Lkw (optimistisch realisierbares Szenario) (- bedeutet Einsparung).....	275
Tabelle 109:	Änderungen beim Energieeinsatz und den Treibhausgasemissionenvon BZ-Lkw (optimistisch realisierbares Szenario) (- bedeutet Einsparung).....	275
Tabelle 110:	Beitrag von HO-Lkw zu den THG- Zielen (optimistisch realisierbares Szenario).....	276
Tabelle 111:	Beitrag von BZ-Lkw zu den THG- Zielen (optimistisch realisierbares Szenario)	276
Tabelle 112:	Beitrag von HO-Lkw zur Einsparung von Energie und zur Lastverlagerung (optimistisch realisierbares Szenario)	276

Tabelle 113:	Beitrag von BZ-Lkw zur Einsparung von Energie und zur Lastverlagerung (optimistisch realisierbares Szenario)	276
Tabelle 114:	Änderung der Systemkosten und Umweltkosten durch HO-Lkw (optimistisch realisierbares Szenario) (- bedeutet Einsparung)	277
Tabelle 115:	Änderung der jährliche Systemkosten und Umweltkosten durch BZ-Lkw AMS (KS95) (optimistisch realisierbares Szenario) (- bedeutet Einsparung).....	277
Tabelle 116:	Realisierbares Marktpenetrationsszenario für dezentrale Wärmepumpen in Haushalten und GHD (optimistisch realisierbares Szenario).....	284
Tabelle 117:	Realisierbares Marktpenetrationsszenario für Großwärmepumpen (optimistisch realisierbares Szenario)	284
Tabelle 118:	Änderungen beim Energieeinsatz und den Treibhausgasemissionendurch Wärmepumpen AMS (KS95) (optimistisch realisierbares Szenario) (- bedeutet Einsparung)	286
Tabelle 119:	Beitrag von Wärmepumpen zu den THG-Zielen.....	286
Tabelle 120:	Beitrag von Wärmepumpen zur Einsparung von Energie und zur Lastverlagerung.....	287
Tabelle 121:	Änderung der Systemkosten und Umweltkosten durch Wärmepumpen (optimistisch realisierbares Szenario) (- bedeutet Einsparungen)	287
Tabelle 122:	Unterstellte Marktpenetrationsszenario für die Industrie (optimistisch realisierbares Szenario).....	294
Tabelle 123:	Änderungen beim Energieeinsatz und den Treibhausgasemissionenin der Industrie (optimistisch realisierbares Szenario) (- bedeutet Einsparung).....	295
Tabelle 124:	Beitrag der Industrie zu den THG-Zielen (optimistisch realisierbares Szenario).....	296
Tabelle 125:	Beitrag der Industrie zur Einsparung von Energie (optimistisch realisierbares Szenario).....	297
Tabelle 126:	Änderung der Systemmehrkosten und Umweltmehrkosten durch die Industrie entsprechend AMS (KS95) (optimistisch realisierbares Szenario) (- bedeutet Einsparung)	298
Tabelle 127:	Realisierbares Marktpenetrationsszenario für die Verdichtung im Gasnetz (optimistisch realisierbares Szenario)	303
Tabelle 128:	Realisierbares Marktpenetrationsszenario für Vorwärmung im Gasnetz (optimistisch realisierbares Szenario)	303
Tabelle 129:	Änderungen beim Energieeinsatz und den Treibhausgasemissionen im Gasnetz (optimistisch realisierbares Szenario) (- bedeutet Einsparung).....	304
Tabelle 130:	Beitrag des Gasnetzes zu den Klimazielen (THG-Minderung) (optimistisch realisierbares Szenario)	305
Tabelle 131:	Beitrag des Gasnetzes zur Einsparung von Energie und zur Lastverlagerung (optimistisch realisierbares Szenario).....	306
Tabelle 132:	Änderung der System- und Umweltkosten im Gasnetz bei Einsatz der SKO (optimistisch realisierbares Szenario) (- bedeutet Einsparung).....	306
Tabelle 133:	Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (Studie Klimaschutzszenarien 2050, 2. Modellierungsrunde).....	328
Tabelle 134:	Klimaschutzszenario 80 (Studie Klimaschutzszenarien 2050, 2. Modellierungsrunde).....	330
Tabelle 135:	Klimaschutzszenario 95 (Studie Klimaschutzszenarien 2050, 2. Modellierungsrunde).....	332

Abkürzungsverzeichnis

AMS	Aktuelle-Maßnahmen-Szenario
BEV	Battery Electric Vehicle / Batterieelektrisches Fahrzeug
BHKW	Blockheizkraftwerk
BZ	Brennstoffzelle
CNG	Compressed Natural Gas
COP	Coefficient of Performance / Leistungszahl
DAC	Direct Air Capture/ Direkte Luftabscheidung
DMFC	Direktmethanolbrennstoffzelle
DRI	Direct Reduced Iron / direktreduziertes Eisen / Eisenschwamm
EDL	Energiedienstleistung
EE	Erneuerbare Energien
EnEV	Energiesparverordnung
EM	Elektromobilität
EU ETS	European Union Emissions Trading System
EV	Electric Vehicle bzw. Elektrofahrzeug
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle / Brennstoffzellenfahrzeug
Fzkm	Fahrzeugkilometer
GGW	Gesamtgewicht
H₂	Wasserstoff
HO-Lkw	Hybrid-Oberleitungs-Lkw
HV	Hochvolt
JAZ	Jahresarbeitszahl
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KS80	Klimaschutzszenario 2050 mit 80 % THG-Minderung
KS90	Klimaschutzszenario 2050 mit 90 % THG-Minderung
KS95	Klimaschutzszenario 2050 mit 95 % THG-Minderung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LIB	Lithium-Ionen-Batterie
LNF	Leichtes Nutzfahrzeug
LNG	Liquified Natural Gas / Flüssigerdgas
MAP	Marktanreizprogramm des BMWi
O&M	Operations & Maintenance / Wartung, Reparatur und Instandhaltung
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle / Kraftfahrzeug mit Hybridantrieb

PEM	Polymerelektrolytbrennstoffzelle
PM	Feinstaub
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
RT	Referenztechnik
SK	Sektorkopplung
SKO	Sektorkopplungsoption
SKT	Sektorkopplungstechnik
SSAS	Solid-State Ammonia Synthesis / Festkörper-Ammoniaksynthese
SZM	Sattelzugmaschine
THG	Treibhausgas
TTW	Tank-to-Wheel
WE	Wohneinheit
WTW	Well-to-Wheel

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Ausgangslage, Zielsetzung und Vorgehensweise

Die Energiewende in Deutschland zielt auf eine signifikante Minderung der Treibhausgasemissionen ab. Um diese Minderungsziele erreichen zu können, müssen zunehmend fossile Energieträger durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Ein derzeit vieldiskutierter Weg dabei ist, Strom aus erneuerbaren Quellen verstärkt in den Nachfragesektoren zur Substitution von fossilen Quellen einzusetzen. Bisher findet der direkte Einsatz von Strom in den Sektoren Verkehr, Wärme (Heizen und Warmwasser) und Industrie nur in wenigen Anwendungsfällen statt. Unter Berücksichtigung des steigenden Anteils erneuerbarer Stromerzeugung liegt in der Erschließung neuer Stromanwendungen, den sogenannten Sektorkopplungsoptionen (SKO), ein großes Treibhausgasreduktionpotential. Dies kann über den direkten Stromeinsatz geschehen oder über die Umwandlung von Strom in Gase, Flüssigkeiten oder Wärme/Kälte (Power-to-X), die dann genutzt werden. Der hohe politische Stellenwert der Sektorkopplung in der heutigen energiepolitischen Diskussion spiegelt sich unter anderem im Klimaschutzplan 2050 (BMUB 2016) und in dem Grünbuch Energieeffizienz (BMWi 2016a) wieder.

Der Begriff Sektorkopplung wird oft unterschiedlich verwendet. Im Rahmen der Studie wurde folgende Definition entwickelt¹, die im Weiteren zu Grunde gelegt wird:

Sektorkopplung bezeichnet die Substitution fossiler Energieträger durch weit überwiegend erneuerbar erzeugten Strom oder durch andere erneuerbare Energieträger und nachhaltige Energienutzungsformen in neuen sektorenübergreifenden Anwendungen oder durch verstärkte Nutzung bekannter sektorenübergreifender Anwendungen. Bei Strom geschieht dies zum einen durch eine direkte Stromnutzung, die auch eine strombasierte Wärme / Kälteerzeugung (Power-to-Heat) einschließt. Zum anderen über die Umwandlung von Strom in synthetischen Kraftstoffe (Power-to-Gas, Power-to-Liquid). Die indirekte Stromnutzung über Power-to-Liquid und Power-to-Gas bilden eine Teilmenge der Sektorkopplung. Synthetische Kraftstoffe können aber auch aus anderen (erneuerbaren) Quellen hergestellt werden. Primäres Ziel der Sektorkopplung ist die Senkung der Treibhausgasemissionen durch Substitution fossiler Energieträger, weshalb bei den Energieträgern primär die Nutzung der Erneuerbaren notwendig ist. Sekundäre Ziele (Co-Benefits) können durch einen Beitrag zur Flexibilisierung und Energieeffizienzsteigerung entstehen.

In dieser Studie stehen die SKO, die auf der Basis von Strom beruhen, aufgrund ihres hohen technischen Potentials im Fokus. Zudem wird eine stark technologische Perspektive eingenommen, weil es um die energie- und klimapolitische Bewertung von Sektorkopplungstechnologien geht. Andere Perspektiven auf die Sektorkopplung können u.a. auf der Anpassung des regulatorischen Rahmens oder auf der notwendigen Digitalisierung liegen (siehe zu den verschiedenen Perspektiven der Sektorkopplung auch Wietschel et al. 2018).

Ziel der Studie ist es, die Potentiale wichtiger SKO für Deutschland bis 2050 zu identifizieren und ihren möglichen Beitrag zu den energie- und klimapolitischen Zielen auf Basis von Zukunftsszenarien aus der Literatur zu analysieren. Dies geschieht in einem ersten Schritt auf der Basis des technischen Potentials, d.h. alle ausgewählten technisch machbaren Lösungen werden einbezogen ohne Berücksichtigung der Kostenwirkung. Zudem wird die Wirtschaftlichkeit der SKO bewertet. Sie wird auf der Basis der sogenannten Systemkosten analysiert, die ohne Steuern und Abgaben berechnet werden, um die bestehenden Steuerungswirkungen auszuschließen. Im Fokus der Studie steht somit die

¹ Siehe zu einer Vorläuferdefinition Wietschel et al. 2015a sowie auch die detaillierten Ausführungen in Wietschel et al. 2018.

Frage, wie das Energiesystem am zweckmäßigsten gestaltet werden sollte, damit die gewünschten energie- und klimapolitischen Ziele möglichst kosteneffizient erreicht werden können.

In einem weiteren Schritt werden zudem die Umweltkosten der Optionen kalkuliert. Dabei beschränkt sich diese Studie auf die für die SKO zentralen externen Effekte, die THG-Emissionen und Luftschadstoffe.

Auf der Basis der Ergebnisse wird dann für diejenigen SKO, die aus wirtschaftlichen sowie energie- und klimapolitischen Abwägungen am erfolgversprechendsten sind, jeweils ein Transformationspfad ausgearbeitet. Für diesen wird ein ambitioniertes, aber noch als realisierbar eingestuftes Szenario der Marktdiffusion entwickelt (ein sogenanntes optimistisch-realisierbares Szenario). Mögliche Beiträge zu den energie- und klimapolitischen Auswirkungen werden quantifiziert. Zu erwähnen ist, dass die gesamten Potentiale der SKO auf der Basis eigener Analysen ausgewiesen werden. Diese unterscheiden sich von den Marktpenetrationsszenarien des AMS und KS95², um die Effekte der SKO einzeln und detaillierter analysieren zu können. Neben den Marktentwicklungen sowie den Forschungs- und Entwicklungs (F&E)-Zielen enthalten die Transformationspfade weiterhin Handlungsempfehlungen für politische Entscheidungsträger bezüglich der Unterstützung einer erfolgreichen Marktpenetration der SKO.

Die Studie fokussiert sich auf SKO mit erwarteter hoher energie- und klimapolitischer Relevanz:

Im Verkehrssektor werden für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge die Optionen Elektrofahrzeuge (EV; reine Batteriefahrzeuge/BEV und Plug-in-Hybride/PHEV), Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren und Methanol als Kraftstoff sowie Brennstoffzellen(BZ)-Fahrzeuge mit Wasserstoff analysiert.

Für den Lkw-Sektor (schwerer Straßengüterverkehr) stehen Hybridoberleitungs-Lkw (entweder mit Batterien oder Verbrennungsmotoren als hybride Komponente), BZ-Lkw und Methanol-Lkw (mit Verbrennungsmotor) im Fokus der Studie.

Im Wärmebereich wird insbesondere die Wärmepumpe für dezentrale Anwendungen, Anwendungen in Wärmenetzen und der Industrie detaillierter untersucht.

Weiterhin werden in der Industrie SKO für die Glas-, Stahl-, Ammoniak- und Methanolherstellung sowie die Raffinerien und der Gastransport bzw. die Speicherung in Gasnetzen betrachtet.

Es existieren allerdings auch andere Anwendungsbereiche, die in dieser Studie ausgeklammert wurden. Zu nennen sind hier z. B. der internationale Flugverkehr, der Seeschiffsverkehr, Wochen- oder saisonale Speicheranwendungen oder im nicht-elektrifizierten Teil des Schienenverkehrs oder bei Bussen.

Um die Wirtschaftlichkeit sowie den energie- und klimapolitischen Beitrag der SKO erheben zu können, wird zur Bewertung jeder SKO eine konventionelle Referenztechnologie definiert, die derzeit bei den jeweiligen Anwendungen in den verschiedenen Sektoren dominiert. Die notwendigen Rahmen- daten wie Energieträgerpreise oder Nachfrageentwicklungen basieren auf der Studie Klimaschutzszenario 2050 (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015) und dabei auf den Szenarien "Aktuelle-Maßnahmen-Szenario" (AMS) und "Klimaschutzszenario 95" (KS95). Im AMS werden die bestehenden energie- und klimaschutzpolitischen Maßnahmen berücksichtigt. In diesem Szenario werden jedoch die energie- und klimaschutzpolitischen Ziele der Bundesregierung weitgehend verfehlt. Das Klimaschutzszenario 95 beschreibt hingegen ein Szenario, in welchem die festgelegten energie- und klimaschutzpolitischen Ziele für Treibhausgasemissionen, Energieeffizienz und erneuerbare Energien erreicht werden. Dabei wird für das Treibhausgasziel eine 95-prozentige Reduzierung bis 2050 (gegenüber 1990)

² Dort werden gerade auch im KS95 eigene Szenarien zur Marktpenetration von SKO ausgewiesen. Methodisch bedingt kann der Beitrag der einzelnen SKO zur Energieeffizienz und THG-Emissionen dort nicht ausgewiesen werden.

angenommen. Das KS95 ist gegenüber dem AMS durch eine deutlich stärkere Dekarbonisierung des Stromsektors, höhere Stromnachfrage sowie längerfristig durch höhere Strompreise geprägt. Bei den SKO wird immer vom Strommix ausgegangen, wobei das KS95 ein sehr stark von erneuerbaren Energieträgern dominiertes Energiesystem widerspiegelt, während das AMS es erlaubt die SKO mit einem Stromsystem zu bewerten, was nach wie vor nennenswerte fossile Anteile enthält.

Neben den beiden unterschiedlichen Rahmendaten aus dem AMS und dem KS95 werden weitere Sensitivitäten zur Wirtschaftlichkeit betrachtet, beispielsweise bezüglich der Herkunft des CO₂ für die Methan- oder Metanolherstellung aus Strom oder zur Entwicklung der konventionellen Energieträgerpreise.

Im Fokus der Studie steht somit die Frage, welche SKO unter den gegebenen Szenarioannahmen aus energie- und klimapolitisch einen hohen positiven Effekt haben. Sie richtet sich primär an politische Entscheidungsträger.

Generelle Schlussfolgerungen zu Sektorkopplungsoptionen

Für die untersuchten SKO und unter den getroffenen Rahmenbedingungen sowie festgelegten techno-ökonomischen Parametern zu den Techniken lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

Viele SKO haben ein hohes Treibhausgasminderungspotential.

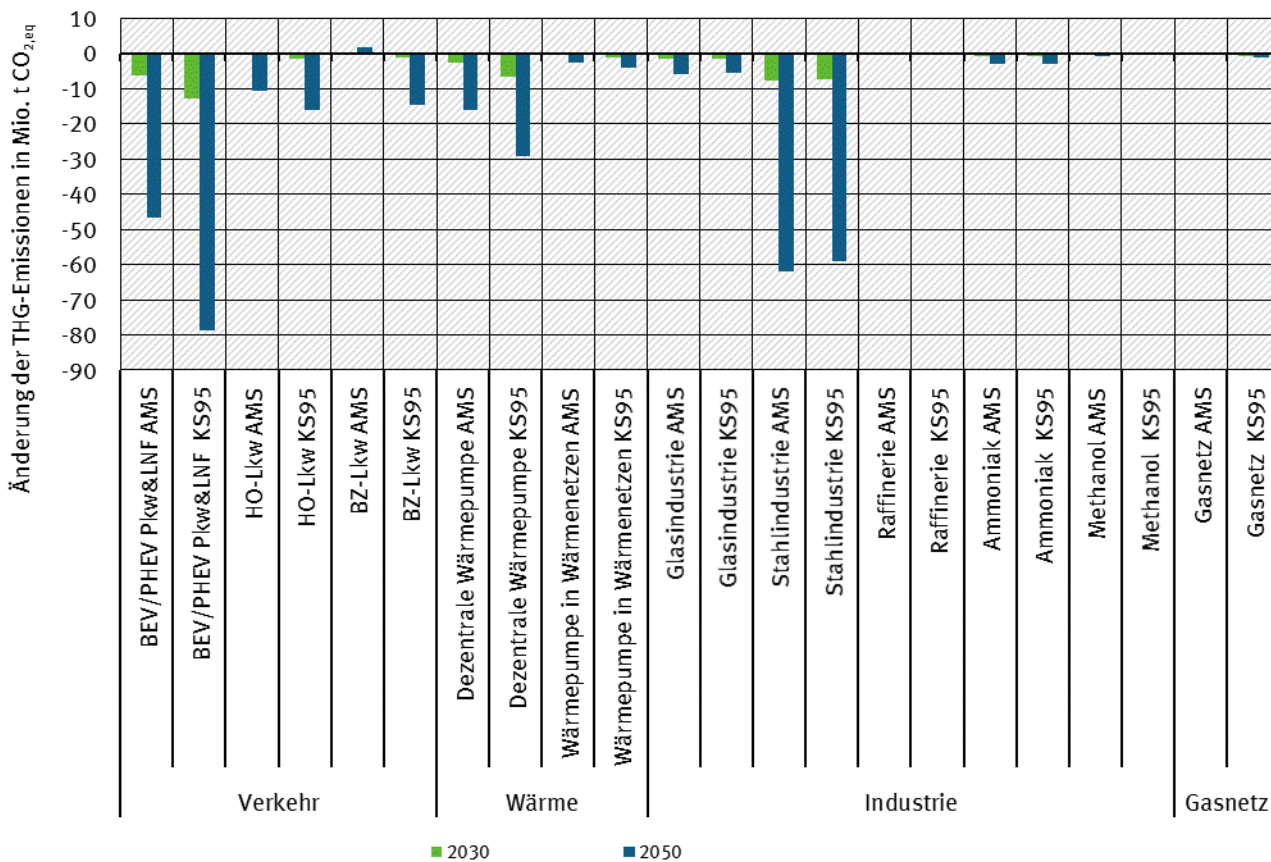
Mit den untersuchten SKO kann perspektivisch in allen Anwendungsbereichen die Erfüllung klimapolitischer Ziele durch die Substitution von fossilen durch erneuerbare Energieträger unterstützt bzw. sogar wesentlich vorangetrieben werden. So könnten unter optimistischen, aber als noch realisierbar eingestuften Marktpenetrationsszenarien bezüglich der untersuchten SKO im Jahre 2030 ca. 33 Mio. t an Treibhausgasen und in 2050 sogar 197 Mio. t in Deutschland im KS95 eingespart werden. Dabei sind die zusätzlich möglichen Minderungen durch Lastverlagerung noch nicht berücksichtigt. Dies ist ein erheblicher Beitrag zur politisch gesetzten Zielsetzung der THG-Minderung um 1000 bis 1290 Mio. t CO_{2eq} in 2050. Zu beachten ist, dass in dieser Studie zwar viele wichtige SKO betrachtet werden, aber nicht alle Optionen und ebenfalls nicht alle Anwendungsbereiche.

Weiterhin ist zu erwähnen, dass manche der untersuchten PtG- und insbesondere der PtL-Optionen gerade bei frühzeitiger Integration sogar zu einer Erhöhung der THG-Emissionen führen können. Dies gilt schwerpunktmäßig für das AMS, aber bis 2030 teilweise auch im KS95 (siehe hierzu auch die Abbildung 55 und Abbildung 56). Geschuldet ist dies neben den THG-Emission bei der Stromerzeugung den niedrigen Wirkungsgraden der gesamten Umwandlungskette dieser SKO.

Wichtig für den THG-Minderungsbeitrag der SKO ist deshalb, dass ausschließlich oder überwiegend Strom aus erneuerbaren Energien zum Einsatz kommt.

Im Vergleich der beiden Szenarien AMS und KS95 zeigt sich, dass in einem Stromsystem, in welchem der Strom, überwiegend aus erneuerbaren Quellen stammt, die THG- und Energieeinsparungen natürlich deutlich größer sind. In 2030 sind es in der Summe über alle betrachteten SKO im AMS "nur" 20 statt 33 Mio. t CO_{2eq} im KS95 und in 2050 "nur" 148 Mio. t. CO_{2eq} statt 197 Mio. t. CO_{2eq}. Für effektive Klimaschutzmaßnahmen in den Anwendungsbereichen ist folglich eine Hand-in-Hand Umstrukturierung der Energieversorgung hin zu erneuerbaren Quellen erforderlich.

Abbildung 1: Änderung der THG-Emissionen von ausgewählten SKO für ein optimistisch-realisiertes Marktpenetrationsszenarien (unter den Rahmenbedingungen des AMS sowie KS95)



Anmerkungen: THG-Minderung abzüglich der THG-Emissionen aus der Stromerzeugung. Berechnet auf Basis der THG-Durchschnittsemissionen im Stromsektor.

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI und DVGW-EBI

Eine relevante Anzahl der SKO weisen zudem ein hohes Flexibilitätspotential auf und tragen zur Systemintegration von Erneuerbaren bei.

Es ist dabei auch zu beachten, dass viele der SKO mit hohem technischem Minderungspotential auch flexibel gesteuert werden können. Da dies üblicherweise nach wirtschaftlichen Kriterien geschieht und eine positive Korrelation zwischen niedrigen Strompreisen und hohen Anteilen an erneuerbaren Energien existiert, trägt die Lastflexibilisierung deutlich zur guten Umweltbilanz von SKO bei. Die SKO nutzen dann verstärkt Strom in günstigen Stunden mit hoher EE-Einspeisung. Berücksichtigt man diesen Effekt, steigen die THG-Minderung durch Elektromobilität bei Pkw und LNF im KS95 um nochmals bis zu 10 Mio. t CO_{2,eq} in 2050 an. Die THG-Minderung im KS95 steigen dann durch Elektromobilität bei Pkw und LNF um nochmals bis zu 10 Mio. t CO_{2,eq} in 2050 an. Für dezentrale Wärmepumpen kann der zusätzliche Beitrag in 2050 bei bis zu ca. 3 Mio. t CO_{2,eq} liegen. Im Vergleich zu anderen Flexibilitätsmaßnahmen, beispielsweise dem Lastverlagerungspotential von Nachtspeicherheizungen, weißer Ware oder industriellen Optionen wie in der Chlorindustrie, ist das Flexibilitätspotential der Elektromobilität, aber auch der Wärmepumpe, als sehr hoch einzustufen. Dies verringert den Bedarf an Back-up-Kapazitäten im Kraftwerkssektor.

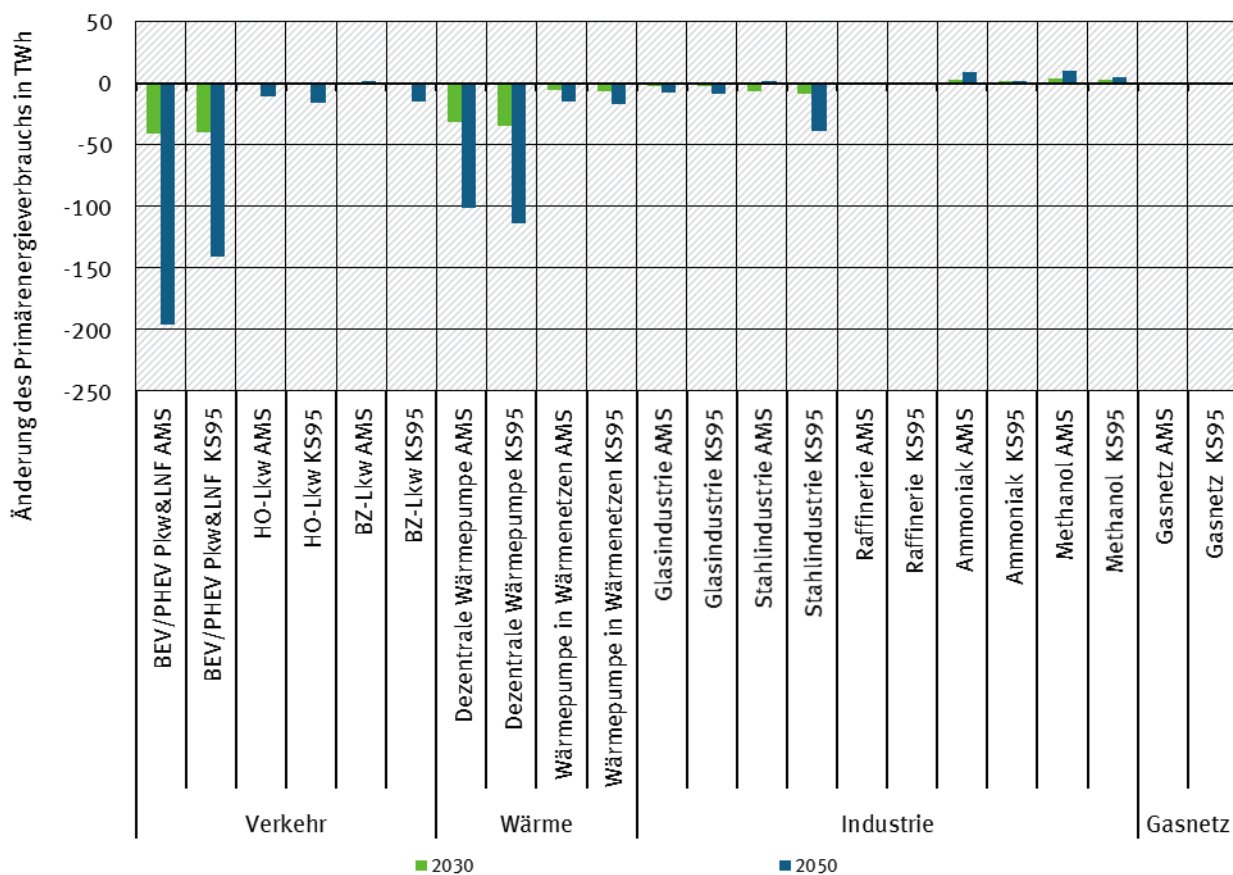
Bei den PtG/PtL-Optionen bietet es sich an, die Wasserstoffherzeugung über die Elektrolyse mit einer Speicherung zu verbinden. Der Vorteil der Zwischenspeicherung ist, dass damit die Elektrolyse flexibler an das Stromangebot angepasst werden kann. Es lassen sich somit Speicherkapazitäten sehr kostengünstig erschließen, die weit über die heutigen Speicherkapazitäten der Pumpspeicher in Deutschland hinausgehen. SKO helfen somit auch, fluktuierende erneuerbare Energien besser in das Stromsystem zu integrieren, weil die Abregelung in Zeiten mit Stromüberschüssen reduziert wird und damit die Systemkosten insgesamt gesenkt werden können.

Deshalb sollten die politischen Rahmenbedingungen so gesetzt werden, dass die bestehenden Potentiale zur Lastflexibilisierung bei direkter Stromnutzung oder über PtG/PtL bei den SKO genutzt werden.

Viele der Sektorkopplungsoptionen tragen auch zur Erhöhung der Energieeffizienz bei.

Neben der Substitution fossiler Energieträger durch erneuerbaren Strom liegt ein Beitrag zur THG-Minderung und Einsparungen an fossilen Energieträgern auch darin begründet, dass einige der SKO einen deutlich Beitrag zur Erhöhung der Energieeffizienz beitragen können (z. B. die Elektromobilität oder Elektrostahlerzeugung, siehe Abbildung 2). Bei Wärmepumpen macht sich weiterhin die Nutzung von Umgebungswärme bei der Klimabilanz positiv bemerkbar.

Abbildung 2: Änderung des Primärenergieverbrauchs von ausgewählten SKO für ein optimistisch-realisierbares Szenario (unter den Rahmenbedingungen des AMS sowie KS95)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI und DVGW-EBI

Rechnet man die Primärenergieeinsparungen aller Optionen zusammen, so kommt man im AMS (bzw. KS95) im Jahre 2030 auf 80 TWh (89 TWh) und im Jahr 2050 auf 310 TWh (329 TWh) an Primärenergieeinsparung.

Kurz- und mittelfristig sind aus klimapolitischen Gründen insbesondere SKO im Verkehrs- und Wärmesektor relevant.

Die SKO haben im Vergleich untereinander ein sehr unterschiedliches THG-Potential. Ein kurz- und mittelfristig besonders hohes THG-Minderungspotential haben dabei die Elektromobilität, die Wärmepumpe und die Elektrostahlerzeugung. Längerfristig könnten auch der Hybrid-Oberleitungs-Lkw oder BZ-Lkw eine bedeutende Rolle spielen. Auch in der Industrie gibt es insbesondere längerfristig relevante erschließbare hohe Potentiale.

Bei der Wirtschaftlichkeit unter Einbezug der Umweltkosten schneiden insbesondere einige der untersuchten SKO im Verkehr und in der Wärme gut ab. Viele der SKO in der Industrie stehen bezüglich der Wirtschaftlichkeit jedoch vor großen Herausforderungen.

Abbildung 3 und die Abbildung 4 stellen die Systemkosten und die Umweltkosten der ausgewählten SKO dar. Sie zeigen, dass insbesondere im Verkehr die untersuchten SKO sowohl aus System- als auch aus Umweltkostensicht interessant sind und gegenüber der gewählten Referenztechnologie unter den getroffenen Rahmenannahmen wirtschaftlich sind. Dies gilt in 2030 insbesondere für Elektro-Pkw und leichte elektrische Nutzfahrzeuge, langfristig (2050) auch für Oberleitungs- und Brennstoffzellen-Lkw.

Mittel- und insbesondere langfristig sind auch für die untersuchten SKO im Wärmebereich wirtschaftlich. In der Industrie sind bis auf die Maßnahmen in der Glasindustrie keine Kosteneinsparungen zu verzeichnen. Anzumerken ist aber für die Industrie, dass nur eine schwache Datengrundlage vorhanden ist und es größere betriebsspezifische Unterschiede gibt, was dazu führt, dass die Auswertungen einer größeren Unsicherheit unterliegen. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf.

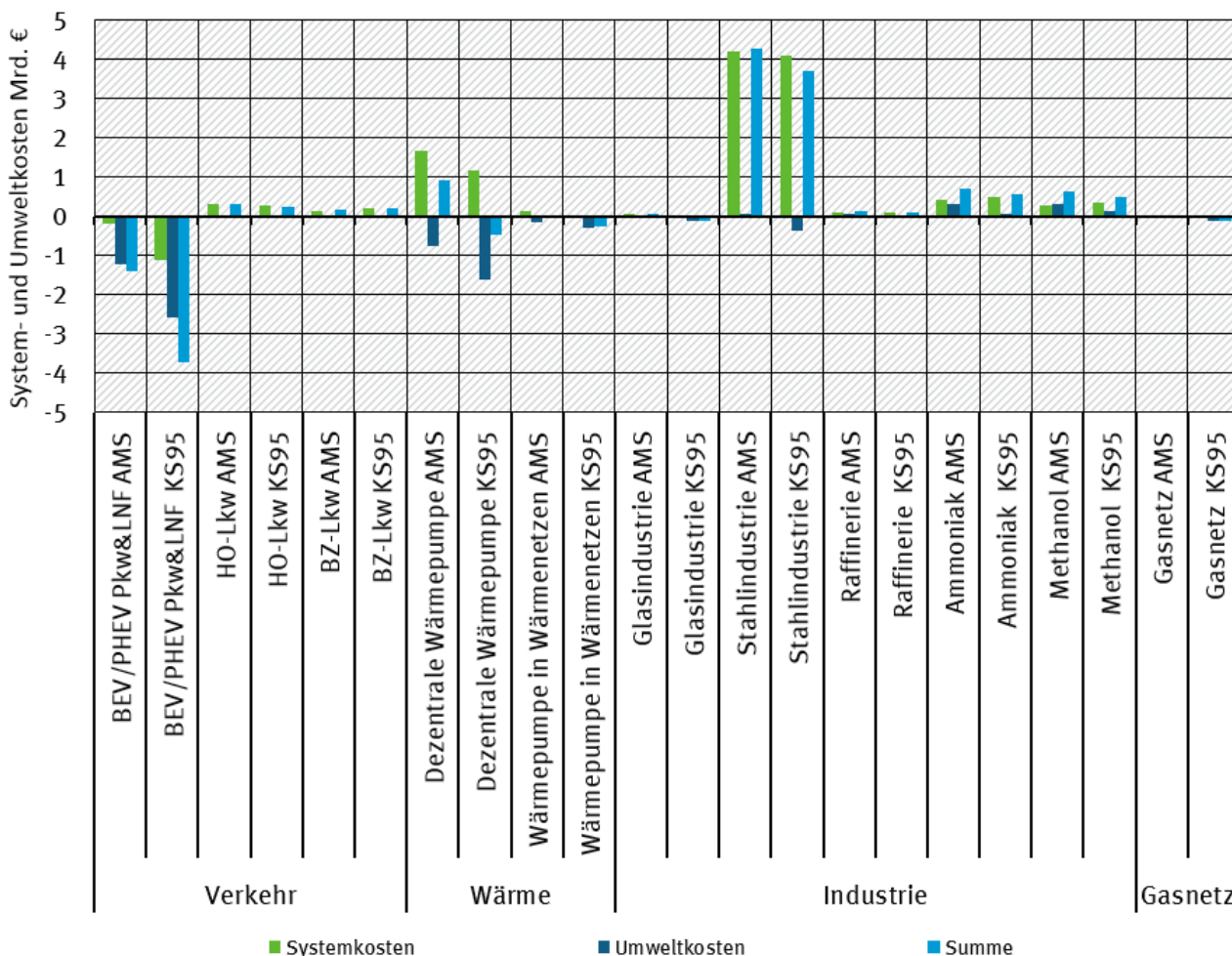
Die Umweltkosten werden in vielen Fällen stark durch die THG-Emissionen beeinflusst und deshalb spiegeln sich die THG-Minderungspotentiale in den Umweltkosten wider. Die Umweltkosten sind aber stark abhängig davon, ob mit dem Stromsystem aus dem AMS oder dem KS95 gerechnet wird. Das KS95 unterstellt deutlich höhere Anteile an erneuerbaren Energien. Damit ist die Stromerzeugung im Vergleich zum AMS weniger mit THG-Emissionen und Luftschadstoffen belastet, was sich in deutlich positiveren Effekten bei den Umweltkosten niederschlägt.

Da im Verkehrssektor die Summe aus System- und Umweltkosten in den meisten Fällen positiv ist, fallen in diesen Fällen keine spezifischen THG-Vermeidungskosten an, sondern es wird ein wirtschaftliches Plus erzielt. Beispielsweise wird im KS95 für das Jahr 2050 bei den BEV/PHEV-Pkw ein Plus von 675 € pro eingesparter Tonne CO_{2,eq} erzielt. Lediglich bei den BZ-Pkw und -Lkw können je nach Szenario und Jahr dann Vermeidungskosten anfallen (z. B. für den BZ-Lkw im Jahr 2030 im KS95 von 162 € pro eingesparter Tonne CO_{2,eq}).

Im Wärmesektor ist die Summe aus System- und Umweltkosten ebenfalls in den meisten Fällen positiv. So ergeben sich beispielsweise im KS95 für das Jahr 2050 bei den dezentralen Wärmepumpen Einsparungen in Höhe von 243 € pro eingesparter Tonne CO_{2,eq}.

Die spezifischen Kosten pro vermiedener Tonne CO_{2,eq} im Industriesektor sind besonders niedrig bei der Glasherstellung. Sie können bis zu Einsparungen von ca. 200 € pro eingesparter Tonne CO_{2,eq} im KS95 in 2050 betragen. Ansonsten sind in 2030 nur im KS95 Emissionsminderungen mit ca. 1.000 €/t CO_{2,eq} bei der Stahlherstellung zu erzielen. In 2050 fallen diese auf ca. 40 €/t CO_{2,eq}. Für die Ammoniak- und Methanolherstellung betragen die spezifischen Kosten ca. 1.600 €/t CO_{2,eq} bzw. 10.400 €/t CO_{2,eq} unter den getroffenen Annahmen in 2050.

Abbildung 3: Summe der System- und Umweltkosten von ausgewählten SKO im Jahre 2030 für ein optimistisch-realisierbares Szenario³



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI und DVGW-EBI

Umgekehrt ist es bei der Wirtschaftlichkeit. Es ergeben sich unter den Annahmen des AMS eine bessere Wirtschaftlichkeit der SKO bezüglich der Systemkosten als im KS95, weil die Stromgestehungskosten im KS95 in 2030 und insbesondere in 2050 deutlich höher sind. Die Analyse der Summe der System- und Umweltkosten führt zur folgenden weiteren relevanten Empfehlung:

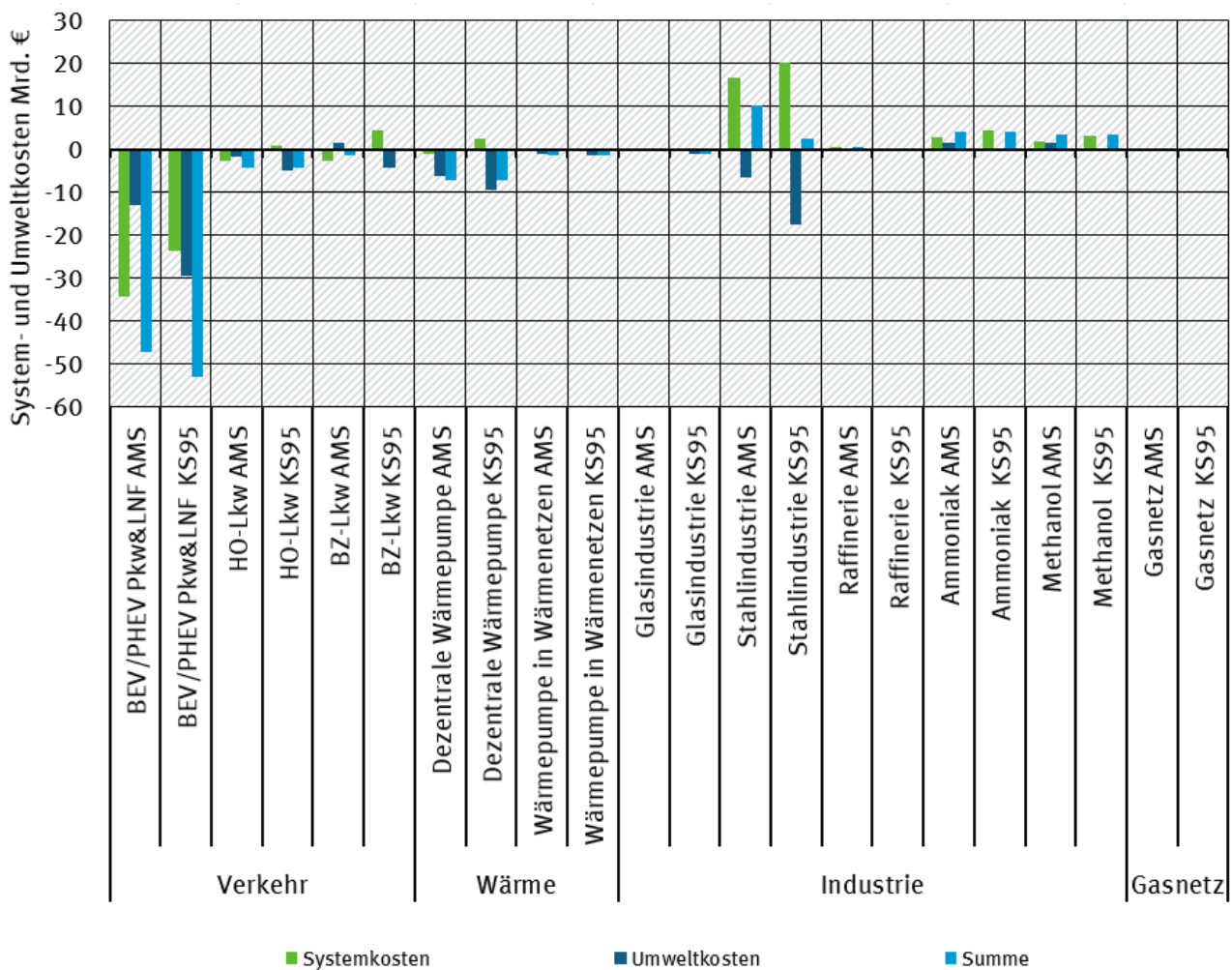
Der Strom sollte möglichst direkt genutzt werden und auf die Umwandlung zu PtG und PtL sollte möglichst verzichtet werden.

Dort wo es technisch möglich ist, ist es meist sinnvoll, direkten Stromnutzung einzusetzen und auf die Umwandlung zu PtG oder PtL zu verzichten. Die Gründe hierfür sind vielschichtig. Zu nennen sind hier die hohen Umwandlungsverluste in der Herstellung von synthetischen Kraftstoffen kombiniert mit niedrigen Wirkungsgraden in den Anwendungssektoren (i. d. R. Verbrennungsmotoren).

³ Dabei wird nicht die Marktpenetration der SKO aus dem KS95 oder AMS unterstellt, sondern eine eigene, optimistische Marktdurchdringung, allerdings mit den Rahmenbedingungen (u.a. Stromsystem und Strompreise) auf der Basis der beiden Szenarien AMS und KS95.

Dies macht sie aus energie- und klimapolitischen Gesichtspunkten nur bedingt attraktiv. Hinzu kommt, dass die Umwandlungsanlagen (wie Elektrolyseure oder die Methanolsynthese) kapitalintensiv sind und deshalb für einen wirtschaftlichen Betrieb eine hohe Auslastung benötigen. Eine hohe Anzahl an Stunden mit sehr niedrigen Strompreisen, welche die PtL und PtG-Optionen aus wirtschaftlichen Gründen brauchen, kommen in Deutschland in den untersuchten Szenarien in den nächsten 15 Jahren nicht vor. Erst bei Anteilen erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von 60 % und mehr in Deutschland ist dies in nennenswerten Umfang der Fall. Umgekehrt sind in einem Stromsystem mit niedrigeren Anteilen an Erneuerbaren (AMS) die energie- und klimapolitischen Effekte der PtL- und PtG-Maßnahmen geringer und somit auch die Umweltkosten höher.

Abbildung 4: Summe der System- und Umweltkosten von ausgewählten SKO im Jahre 2050 für ein optimistisch-realisierbares Szenario



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI und DVGW-EBI

Sowohl im AMS wie auch im KS95 schneidet deshalb die direkte Stromnutzung aus einer energie- und klimapolitischen Perspektive in vielen der untersuchten Anwendungsfälle besser ab. Dies gilt auch aus wirtschaftlichen Überlegungen, wenn die externen Effekte als Umweltkosten monetarisiert werden, oder auch dann wenn die direkte Stromnutzung zu höheren Anfangsinvestitionen führt, beispielsweise in Elektrofahrzeuge oder Infrastrukturen für den Aufbau von Oberleitungen.

Für PtH gelten diese Ausführungen nicht.

Es muss auf die Stromherkunft und die Nutzung der Flexibilitätspotentiale geachtet werden.

Wie oben erwähnt können manche der PtL- und PtG-Anwendungen sogar zu einer Erhöhung der THG-Emissionen führen, wenn nicht die Stromherkunft überwiegend aus erneuerbaren Quellen stammt. Dies entsprechend regulatorisch sicher zu stellen ist eine politische Aufgabe. Dabei ist auch darauf zu achten, dass die beachtlichen Flexibilitätspotentiale der PtL/PtG-Optionen ausgenutzt werden, um die damit bereits weiter oben angesprochenen positiven Effekte zur THG-Minderung ausnutzen zu können. Gerade im KS95 wird wegen der höheren Anzahl an Stunden mit niedrigeren Strompreisen damit auch die Wirtschaftlichkeit dieser SKO deutlich erhöht.

Die Elektrolyse sowie die Gewinnung von CO₂ aus Abscheidungsprozessen sind für PtG/PtL die Schlüsseltechnologien für einen künftigen Markterfolg.

Aufgrund des hohen Beitrags zu den Gesteungskosten sowie den relevanten Umwandlungsverlusten ist die Schlüsseltechnologie für die PtL/PtG-Optionen die Elektrolyse, die deshalb im besonderen Fokus für F&E-Aktivitäten sowie der Schaffung adäquater rechtlicher Rahmenbedingungen stehen sollte. Die Förderung einer Marktdiffusion sollte allerdings erst zu einem späteren Zeitpunkt anstehen, wenn durch hohe Anteile an Erneuerbaren sich auch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Elektrolyseure verbessern.

Anfänglich spielt die Abscheidung von CO₂ aus Kraftwerken oder Industrieprozessen für die Herstellung regenerativer Kraftstoffe eine wichtige Rolle. Da CO₂ aus Kraftwerken oder Industrieprozessen aber langfristig in einer stark dekarbonisierten Welt nur noch in einem sehr begrenzten Umfang zur Verfügung stehen wird, kommt der Gewinnung von CO₂ aus der Atmosphäre ebenfalls eine bedeutende Rolle für PtG/PtL-Technologien zu. Diese Technologieentwicklung steht noch in einem frühen Entwicklungsstadium und sie sollte künftig bei einer F&E-Förderung ebenfalls eine der Fokustechnologien sein.

Für den mittel- und langfristigen Markterfolg ist aufgrund der langen Vorlaufzeiten ein frühzeitiger Einstieg in die SKO bedeutsam.

Aufgrund der realisierbaren Marktwachstumsraten, die mit SKO erzielbar sind, ist ein frühzeitiger Markteinstieg notwendig, damit die SKO überhaupt mittel- und langfristig im größeren Umfang erschlossen werden können. Damit verbunden ist ein notwendiger zusätzlicher Ausbau an erneuerbaren Energien, um die Umweltziele erreichen zu können. Aus Kosten- und Akzeptanzgründen sollten zu Beginn des Transformationsprozesses insbesondere SKO mit einem hohen Wirkungsgrad und dem entsprechend hohem THG-Minderungspotential umgesetzt werden.

Die abschließende Tabelle 1 fasst die wichtigsten Vor- und Nachteile zusammen.

Tabelle 1: Vor- und Nachteile verschiedener Sektorkopplungsoptionen

	Direkte Stromnutzung	Wasserstoff (Elektrolyse)	Strombasierte Kohlenwasserstoffe (PtL, PtG)
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> ▶Technisch effizientester Pfad ▶In vielen Fällen wirtschaftlich günstigste Lösung 	<ul style="list-style-type: none"> ▶Technisch effizienterer Pfad als Kohlenwasserstoffe ▶Gut speicherbar ▶Flexibilitätsoption zu besserer Integration Erneuerbarer 	<ul style="list-style-type: none"> ▶Infrastruktur in Teilen vorhanden ▶Einsetzbar in sehr vielen Anwendungsfeldern mit bekannten Technologien ▶Vorhandene Speicher können genutzt werden
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> ▶Nötiger Ausbau Netz- und ggf. Speicherinfrastruktur ▶Bei hohen EE-Anteilen ist Ausbau der Flexibilitätsmaßnahmen notwendig ▶In bestimmten Anwendungsfällen nicht umsetzbar (z. B. zu geringe Speicherdichte, technisch) 	<ul style="list-style-type: none"> ▶Aufbau einer neuen und teuren Infrastruktur notwendig ▶Pfadabhängigkeit ▶Höhere Verluste als direkte Stromnutzung ▶Akzeptanz, weil erhöhter Ausbaubedarf an Erneuerbaren erforderlich 	<ul style="list-style-type: none"> ▶CO₂-Input notwendig ▶Potentiale für „bilanzneutrales“ CO₂ beschränkt ▶Oftmals unwirtschaftlicher als anderen Optionen ▶Energetisch ineffizienteste der drei Optionen ▶Akzeptanz, weil höchster Ausbaubedarf an Erneuerbaren erforderlich

Anmerkung: in Erweiterung von Ausführungen in Pfluger et al. 2017

Zusammenfassung der Transformationspfade

Im Folgenden werden die Transformationspfade in den einzelnen Anwendungen zusammengefasst.

Im Pkw- und leichten Nutzfahrzeugbereich hat sich herausgestellt, dass die Elektromobilität die sinnvollste der untersuchten SKO ist. Sie weist sehr hohe Einsparpotentiale an THG-Emissionen aus. Sie kann zudem signifikant zur Senkung der Endenergie im Verkehrssektor und damit zur Erreichung der dort gesteckten politischen Einsparziele beitragen. Weiterhin ist sie durch hohe Potentiale zur Lastverlagerung gerade im kurzfristigen Bereich gekennzeichnet. Zusätzlich befindet sie sich bereits in einigen Anwendungsfällen nahe der Wirtschaftlichkeit und wird, falls sich die Rahmenbedingungen entsprechend entwickeln, mittelfristig selbsttragend in den Markt diffundieren. Neben einer kurzfristigen Förderung des Markteintritts sollte mittelfristig seitens der Politik insbesondere die Rahmenbedingungen so gesetzt werden, dass die hohen Flexibilitätspotentiale der Elektromobilität auch genutzt werden und Anreize gesetzt werden, überwiegend erneuerbaren Strom zu laden, um die Umweltbilanz zu verbessern.

Im schweren Straßengüterverkehr, der derzeit aufgrund seiner hohen Relevanz bezüglich der THG-Emissionsentwicklung immer stärker in das Zentrum der politischen Diskussion rückt, haben die Hybrid-Oberleitungs-Lkw mittel- und insbesondere langfristig viele Vorteile. Sie stehen aber noch vor gewissen Herausforderungen, beispielsweise bezüglich des Infrastrukturaufbaus und der Akzeptanz auf verschiedenen Ebenen. Die derzeit geplanten Pilotprojekte auf öffentlichen Straßen in Deutschland können helfen, wichtige offene Fragen weiter zu untersuchen.

BZ-Lkw könnten zu den HO-Lkw aus wirtschaftlichen Überlegungen heraus eine interessante Alternative sein. Sie bieten weiterhin wichtige Flexibilitätspotentiale, die bei den HO-Lkw nicht gegeben sind. Bei den BZ-Lkw sind aber u. a. bei der Fahrzeugentwicklung sowie dem Aufbau der Versorgungsinfrastruktur noch technische Entwicklungsarbeiten zu leisten. Wichtig erscheint auch, dass bald erste Pilotprojekte hier starten.

Die untersuchten strombasierten Methanollösungen im Verkehr für Pkw und Lkw haben bei der Umweltbilanz und den Kosten deutlich schlechter abgeschnitten als die Lösungen mit der direkten Stromnutzung bzw. der Brennstoffzelle im Lkw-Verkehr.

Im Gebäudesektor sind Wärmepumpen neben Effizienzmaßnahmen und der direkten Nutzung erneuerbarer Energien eine sehr wichtige Technologie zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele. Dezentrale Wärmepumpen sind eine ausgereifte Technologie mit stabilen Absatzzahlen, die weitere positive Entwicklung ist jedoch stark von den politischen Rahmenbedingungen abhängig. Die Verbreitung ist derzeit insbesondere in Bestandsgebäuden noch gering. Eine wichtige Herausforderung für die Weiterentwicklung der politischen Rahmenbedingungen ist daher die Förderung der effizienten Nutzung von Wärmepumpen in Bestandsgebäuden. Dabei ist ebenfalls zu berücksichtigen, dass die Abgabenbelastung (EEG-Umlage und Stromsteuer) auf Strom eine Barriere darstellt und Gas weniger stark belastet ist. Langfristig sind die regulatorischen Bedingungen so zu setzen, dass die Hebung des Lastmanagementpotentials der Wärmepumpen möglich wird, um die Umweltbilanz und die Systemdienlichkeit der Wärmepumpen zu verbessern.

Wärmepumpen in Wärmenetzen sind derzeit noch nicht weit verbreitet, haben jedoch ein hohes Potential die Wärmezeugung in Wärmenetzen zu dekarbonisieren und gleichzeitig einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung der Stromnachfrage zu leisten. Bei geeigneten Rahmenbedingungen ist ein deutlicher Ausbau bereits bis 2030 möglich. Wichtigste Voraussetzung ist dabei die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit gegenüber Konkurrenztechnologien und die Schaffung von Anreizen für einen flexiblen klimafreundlichen Betrieb.

Die untersuchten SKO in der Industrie haben gezeigt, dass ohne eine deutliche Anpassung der Rahmenbedingung eine Umstellung auf eine strombasierte Produktion kaum zu erwarten ist. Dies liegt hauptsächlich darin begründet, dass Strom tendenziell deutlich teurer als die fossilen Energieträger ist. Dieser Kostenunterschied kann momentan auch auf absehbarer Zeit nicht durch die Kosten für CO₂-Zertifikate kompensiert werden. Neben den Kostenunterschieden bei den Energieträgern muss zudem die internationale Wettbewerbsfähigkeit sichergestellt werden.

Großwärmepumpen, die in vielen Industrieprozessen die Wärme für Niedertemperaturanwendungen bereitstellen können, stellen momentan die vielversprechendste Option dar bereits kurzfristig einen Beitrag zu den Klimaschutzzielen zu leisten. Auch bei der Glasherstellung kann für einige Glassorten mittelfristig eine Umstellung auf elektrische Schmelzöfen erfolgen und somit THG-Einsparungen erzielt werden. Die größten Einsparungspotentiale von THG-Emissionen bestehen bei der Stahlherstellung. Damit diese erschlossen werden können, sind Anpassungen der Rahmenbedingungen für eine erfolgreiche Marktdiffusion erforderlich.

Die Schlüsseltechnik für die Elektrifizierung in der Industrie ist die regenerative Wasserstoffbereitstellung. Neben der Erschließung der Einsparungspotentiale in der Stahlherstellung kann sie einen großen Beitrag zur THG-Reduzierung in der Grundstoff- und Petrochemie (z. B. Ammoniak, Methanol oder Raffinerien) leisten. Für eine erfolgreiche Diffusion ist jedoch eine weitere Verbesserung der Technik als auch ein angepasstes regulatorisches Umfeld unabdingbar.

Summary and conclusions

Background, objective and methodology

The energy transition in Germany aims to reduce greenhouse gas emissions significantly. To achieve these reduction targets, fossil energy sources must be increasingly replaced by renewable ones. One way of doing so that is currently the subject of much discussion is to use electricity from renewable sources to substitute fossil-based sources in demand sectors. So far, only a few applications in the transport, heating (heating and hot water) and industry sectors use electricity directly. Considering the rising share of renewable electricity generation, integrating new electricity applications via the so-called sector coupling options (SCO) has high potential for greenhouse gas reduction. This can be done by using electricity directly or by converting it into gases, liquids or heat/cold (Power-to-X) that are then used. The high political importance attached to sector coupling in today's energy policy discussion is reflected in the Climate Action Plan 2050 (BMUB 2016) and the Green Paper on Energy Efficiency (BMWi 2016a), among others.

The term sector coupling is often used in different ways. The following definition was developed within this study⁴, and is used as a base in the following:

Sector coupling describes the substitution of fossil energy sources by electricity generated predominantly from renewable sources or by other renewable energy sources and sustainable forms of energy use in new cross-sector applications or by increasing the use of well-known cross-sector applications. For electricity, this can be done by using it directly; this also includes electricity-based heating/cooling (power-to-heat). It can also be done by converting electricity into synthetic fuels (power-to-gas, power-to-liquid). The indirect use of electricity through power-to-liquid and power-to-gas forms a subset of sector coupling. Synthetic fuels can also be produced from other (renewable) sources. The primary objective of sector coupling is to lower the emissions of greenhouse gases by substituting fossil-based energy sources, which is why it is necessary to use primarily renewables as the energy carriers. Secondary objectives (co-benefits) can be the provision of greater flexibility and increased energy efficiency.

This study focuses on the SCO that are based on electricity because of their high technical potential. In addition, a strongly technological perspective is taken, because we are interested in the energy and climate policy evaluation of sector coupling technologies. Other perspectives of sector coupling may look at the adaptation of the regulatory framework or the necessary digitalization, among other things (for different perspectives of sector coupling, see Wietschel et al. 2018).

The study aims to identify the potentials of important SCO for Germany up to 2050 and to analyze their possible contribution to energy and climate policy objectives based on future scenarios from the literature. In a first step, this is done based on the technical potential, i.e. all the selected technically feasible solutions are included without considering the effect of costs. In addition, the economic efficiency of the SCO is assessed. This is analyzed based on the so-called system costs that are calculated without taxes and levies in order to exclude the steering effects of current taxation policies. The study focuses on how to design the energy system to achieve the desired energy and climate policy objectives as cost efficiently as possible.

In an additional step, we calculated the environmental costs of the options. This study is restricted to the main external effects for SCO: GHG emissions and air pollutants.

Based on the results, a transformation pathway is plotted for those SCO that are considered the most promising economically as well as in energy and climate policy terms. A market diffusion scenario is

⁴ For an earlier definition, see Wietschel et al. 2015a and the detailed discussion in Wietschel et al. 2018.

developed that is classified as ambitious but still realizable (a so-called optimistically realizable scenario). Possible contributions to energy and climate policy impacts are quantified. It should be mentioned that the SCO's overall potentials are identified based on our own analyses. These differ to the market penetration scenarios of the EMS and the CS95⁵, so that we can analyze the effects of the SCO individually and in more detail. Apart from market developments and research and development (R&D) goals, the transformation pathways also feature recommendations for political decision-makers on how to act to support the successful market penetration of SCO.

The study focuses on SCO that are expected to be very relevant for energy and climate policy:

For passenger cars and light-duty commercial vehicles in the transport sector, we analyze the options of electric vehicles (EV; battery-electric vehicles/BEV and plug-in hybrids/PHEV), vehicles with internal combustion engines powered by methanol and fuel cell (FC) vehicles powered by hydrogen.

For trucks (heavy goods vehicles), the study focuses on hybrid catenary trucks powered by overhead lines (either with batteries or internal combustion engines as the hybrid components), FC-trucks and methanol trucks (with internal combustion engines).

In the heating sector, detailed analyses are conducted of heat pumps for decentralized applications, applications in heating networks and industry.

SCO are also considered in industry for glass, steel, ammonia and methanol production as well as refineries and gas transport or storage in gas networks.

There are other applications that were excluded from this study. These include, e.g. international aviation, maritime transport, weekly or seasonal storage applications or the non-electrified part of the rail sector or buses.

In order to assess the economic efficiency and the contribution of the SCO to energy and climate policy goals, we defined a conventional reference technology for the evaluation of each SCO that currently dominates the respective applications in the different sectors. The necessary framework data such as energy carrier prices or demand developments are based on the Climate Protection Scenario 2050 study (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015) and its scenarios "Existing Measures Scenario" (EMS) and "Climate Protection Scenario 95" (CS95). The EMS considers current energy and climate policy measures. However, this scenario largely fails to meet the German government's energy and climate policy targets. The Climate Protection Scenario 95, in contrast, describes a scenario that achieves the energy and climate policy targets set for greenhouse gas emissions, energy efficiency and renewable energies. It assumes a 95% reduction target for greenhouse gases by 2050 (compared to 1990). Compared to the EMS, the CS95 is characterized by much stronger decarbonization of the power sector, higher demand for electricity and higher electricity prices in the longer term. An electricity mix is always assumed for the SCO; the CS95 reflects an energy system very strongly dominated by renewable energies, while the EMS makes it possible to evaluate the SCO with an electricity system that still contains significant fossil shares.

As well as the different framework data from the EMS and the CS95, we consider other sensitivities for the economic efficiency, for example regarding the origin of the CO₂ for methane or methanol production from electricity, or the development of conventional energy carrier prices.

The study therefore focuses on which SCO have a high positive effect on energy and climate policy goals under the given scenario assumptions. It is aimed primarily at political decision-makers.

⁵ These have their own scenarios on the market penetration of SCO, especially the CS95. Due to the methodology used, they are unable to identify the contribution of individual SCO to energy efficiency and GHG emissions.

General conclusions concerning sector coupling options

The following conclusions can be drawn for the analyzed SCO under the defined framework conditions and techno-economic parameters for the technologies:

Many SCO have a high greenhouse gas reduction potential.

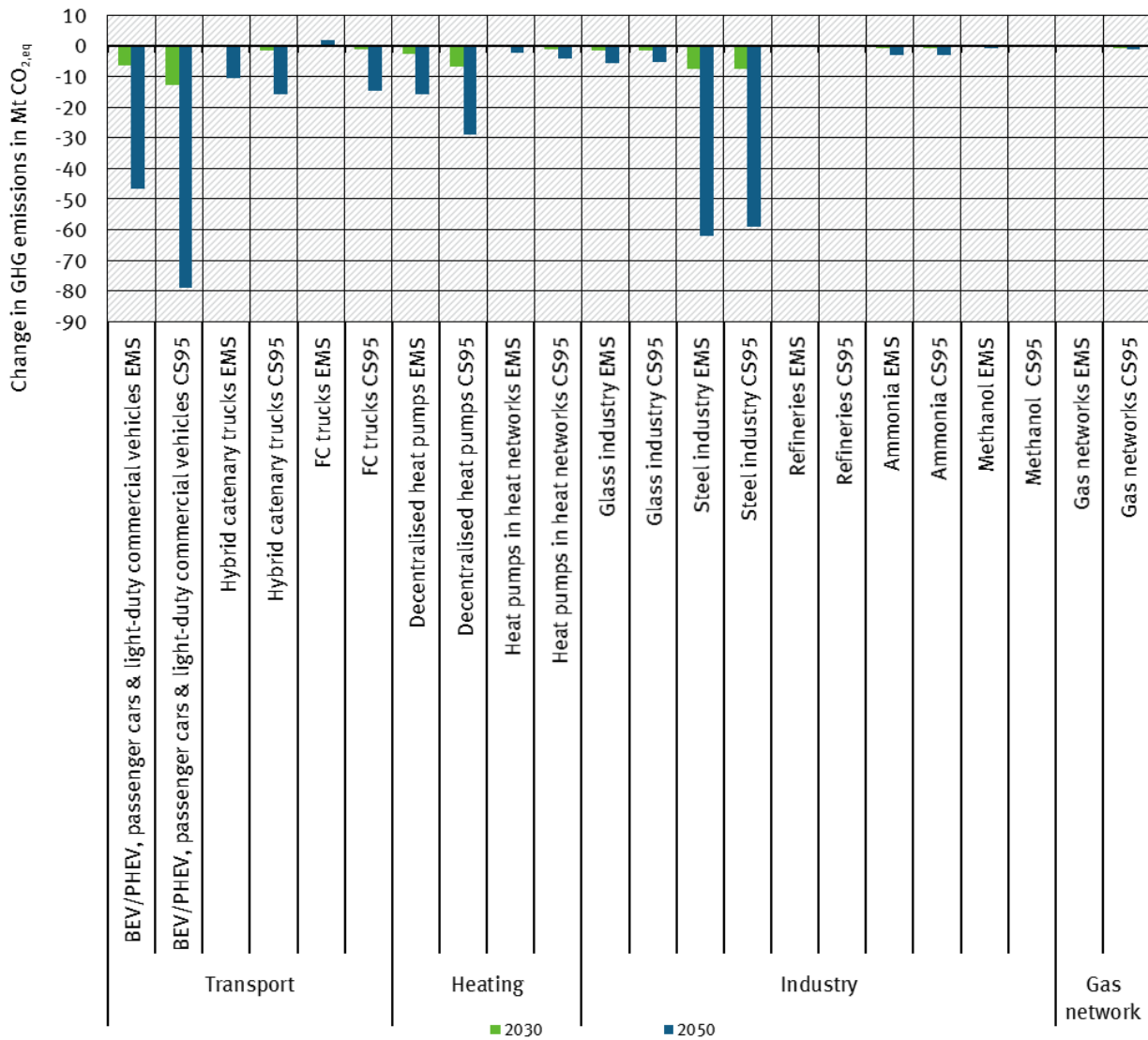
The analyzed SCO support or significantly advance the achievement of the climate policy targets by substituting fossil energy sources by renewable ones in all applications. Under optimistic but still realizable market penetration scenarios with regard to the analyzed SCO, approx. 33 million tonnes (Mt) of greenhouse gases could be saved in Germany in 2030 in the CS95 and as much as 197 Mt in 2050. These figures do not include additional possible reductions due to load shifting. This represents a substantial contribution to the politically defined target of reducing GHG by 1000 to 1290 Mt CO₂-eq. in 2050. It should be noted that this study considers many important SCO, but not all options or all applications.

We should also point out that some of the analyzed PtG and especially the PtL options may even lead to an increase in GHG emissions, especially if they are integrated early on. This applies primarily to the EMS, but also partially to the CS95 up to 2030 (see Figure 55 and Figure 56). Besides the GHG emissions from the production of electricity, this is due to the low efficiencies throughout the entire conversion chain of these SCO.

It is therefore important for the SCO's contribution to reducing GHG that the electricity used is exclusively or predominantly from renewable energies.

Compared to the EMS and CS95 scenarios, the GHG and energy savings are obviously much higher in an electricity system where the electricity is predominantly from renewable sources. In 2030, across all the SCO considered, these savings add up to "only" 20 Mt CO₂-eq. in the EMS instead of 33 Mt CO₂-eq. in the CS95; and in 2050 "only" 148 Mt CO₂-eq in the EMS instead of 197 Mt CO₂-eq in the CS95. We conclude that effective climate protection in the applications goes hand-in-hand with restructuring the energy supply towards renewable sources.

Figure 1: Change in GHG emissions of selected SCO for an optimistically realizable market penetration scenario (under the framework conditions of the EMS and CS95)



Notes: GHG-reduction minus GHG emissions from electricity generation. Calculated based on average GHG emissions in the power sector.

Source: Fraunhofer ISI and DVGW-EBI

A relevant number of SCO show additional high potential for flexibility provision and contribute to the integration of renewables into the system.

It should be noted that many of the SCO with a high technical GHG reduction potential can also be controlled flexibly. Since this is usually done according to economic criteria and since there is a positive correlation between low electricity prices and high shares of renewable energies, their ability to make loads more flexible makes a large contribution to the SCO's positive eco-balance. The SCO then increasingly use electricity in hours with high RE feed-in and favorable prices. If this effect is taken into account, the GHG reduction due to electric mobility in passenger cars and light-duty commercial vehicles in the CS95 increases by up to another 10 Mt CO₂-eq. in 2050. For decentralized heat pumps, the additional contribution in 2050 can be up to approx. 3 Mt CO₂-eq. Compared to other mechanisms to increase flexibility, for example, the load shifting potential of night storage heaters, white goods or industrial options like in the chlorine industry, the flexibility potential of electric mobility but also

heat pumps can be classified as very high. This lowers the demand for back-up capacities in the power station sector.

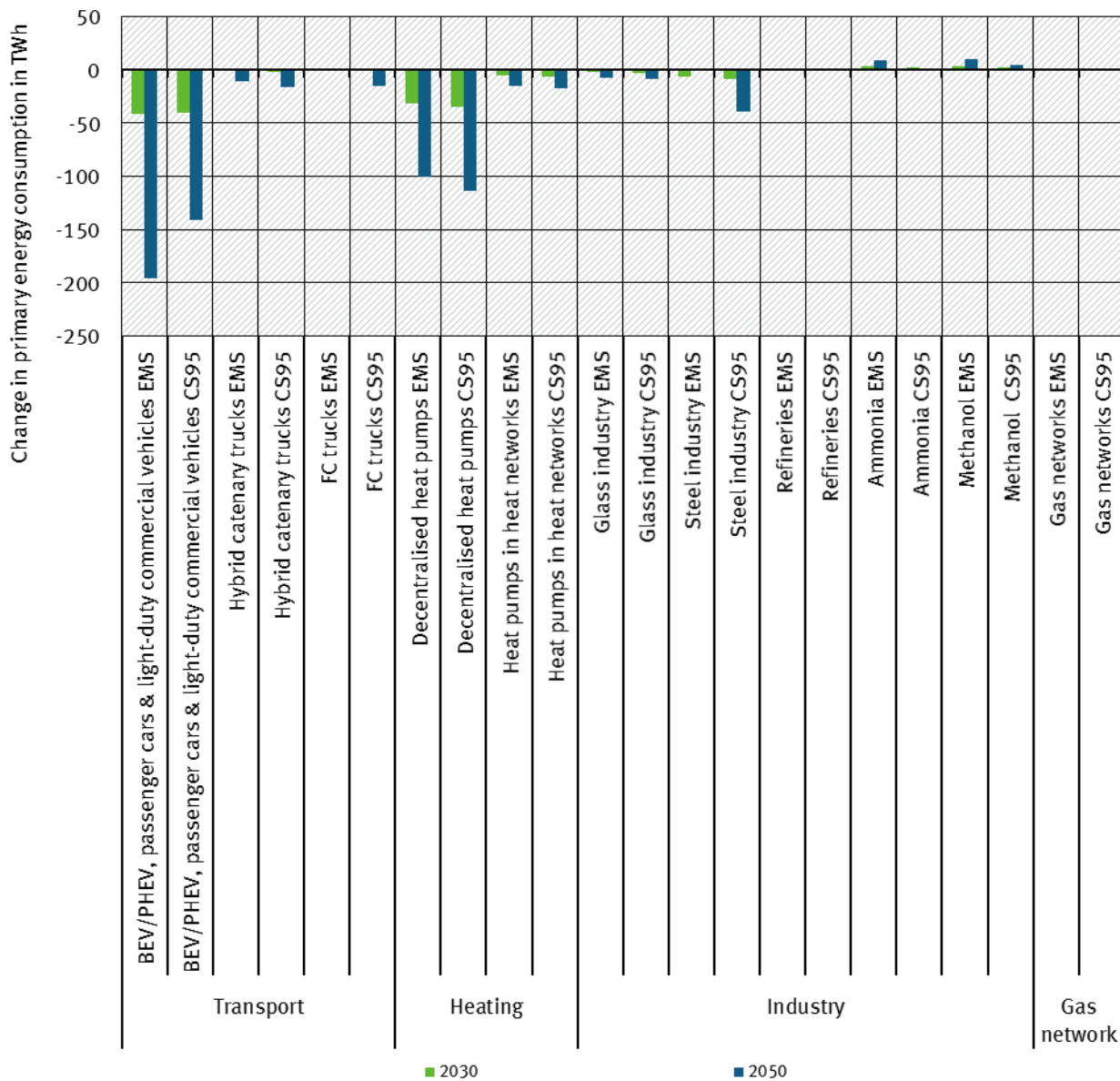
For the PtG/PtL options, it makes sense to combine hydrogen production using electrolysis with storage options. The advantage of interim storage is that the electrolysis can be adjusted more flexibly to the available supply of electricity. Storage capacities can then be developed very cost-effectively that go far beyond today's pumped-storage capacities in Germany. SCO therefore help to improve the integration of fluctuating renewable energies into the electricity system because ramping-down at times of surplus electricity is reduced and therefore the overall system costs can be decreased.

The political framework conditions should therefore be designed to utilize the existing potentials of SCO for providing load flexibility when using electricity directly or via PtG/PtL.

Many sector coupling options also contribute to improving energy efficiency.

As well as substituting fossil energy sources by renewable electricity, another contribution to GHG reduction and fossil fuel savings is due to the fact that several of the SCO can clearly help to improve energy efficiency as well (e. g. electric mobility or electric steel production, see Figure 2). Furthermore, the use of ambient heat continues to have a positive effect on the carbon footprint of heat pumps.

Figure 2: Change in primary energy consumption of selected SCO for an optimistically realizable scenario (under the framework conditions of the EMS and CS95)



Source: Fraunhofer ISI and DVGW-EBI

If we add up the primary energy savings of all the options, this amounts to 80 TWh in 2030 and 310 TWh in 2050 in the EMS as opposed to 89 TWh in 2030 and 329 TWh in 2050 in the CS95.

In the short and medium term, SCO are particularly relevant in the transport and heating sectors for climate policy reasons.

The GHG potential of the different SCO varies widely. Electric mobility, heat pumps and electric steel production have a particularly high GHG reduction potential in the short and medium term. In the longer term, hybrid catenary trucks or FC trucks could play an important role. There are also high potentials available in industry in the longer term.

When including environmental costs in economic efficiency calculations, several of the analyzed SCO perform particularly well in transport and heating. However, in industry, many SCO still face major challenges with regard to economic efficiency.

Figure 3 and Figure 4 illustrate the system costs and environmental costs of the selected SCO. Both these cost aspects indicate that SCO are an interesting option, especially in transport, and are economically viable compared to the selected reference technology under the framework assumptions made. This is valid in 2030 for electric cars and electric lightweight commercial vehicles in particular, and in the long term (2050) for catenary and fuel cell trucks as well.

In the medium and especially the long term, the analyzed SCO are also economical in the heating sector. No cost savings are apparent in industry, apart from the measures in glass production. However, it should be noted that only a weak database is available for industry and there are larger company-specific differences here. This means that the evaluations are subject to greater uncertainty. There is the need for more research here.

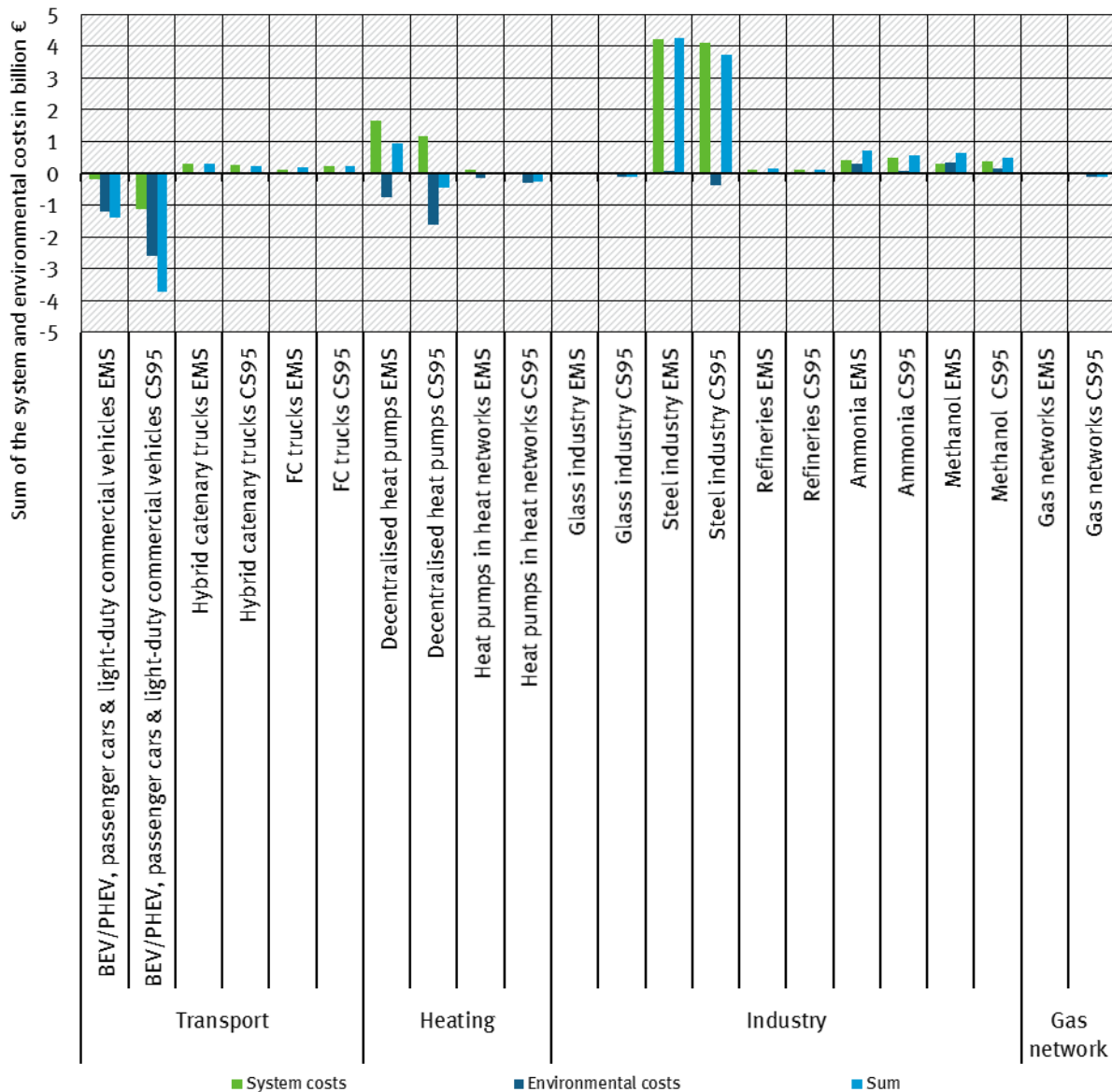
In many cases, the environmental costs are strongly influenced by GHG emissions and the GHG reduction potentials are therefore reflected in the environmental costs. However, the environmental costs depend strongly on whether the calculations are made based on the power system from the EMS or the CS95 scenario. The CS95 assumes much higher shares of renewable energies. This means electricity generation here is less burdened by GHG emissions and air pollutants compared to the EMS, which is reflected in much more positive effects for the environmental costs.

Because the sum of system and environmental costs is positive in the majority of cases in the transport sector, these cases have no specific GHG avoidance costs, but instead achieve an economic plus. For example, BEV/PHEV passenger cars achieve a plus of € 675 per tonne of saved CO_{2-eq} in the CS95 for 2050. Avoidance costs are only incurred for FC cars and trucks depending on the scenario and year (e.g. of € 162 per tonne of saved CO_{2-eq} for FC-trucks in 2030 in the CS95).

In the heating sector, the sum of system and environmental costs is also positive in most cases. For example, decentralized heat pumps achieve savings of € 243 per tonne of saved CO_{2-eq} in the CS95 for 2050.

The specific costs per avoided tonne CO_{2-eq} in the industrial sector are particularly low for glass production. They may amount to savings of approx. € 200 per tonne of saved CO_{2-eq} in the CS95 in 2050. Apart from this, emission reductions of approx. € 1,000/t CO_{2-eq} are only achieved in steel production in 2030 in the CS95. In 2050, these drop to about € 40/t CO_{2-eq}. For the production of ammonia and methanol, the specific costs are approx. € 1,600/t CO_{2-eq} and € 10,400/t CO_{2-eq}, respectively, under the assumptions made in 2050.

Figure 3: Sum of the system and environmental costs of selected SCO in 2030 for an optimistically realizable scenario⁶



Source: Fraunhofer ISI and DVGW-EBI

The opposite is true for the economic efficiency. The SCO have better economic efficiency in terms of system costs under the assumptions made in the EMS than in the CS95, because the electricity generation costs in the CS95 are much higher in 2030 and especially in 2050. Analyzing the sum of the system and the environmental costs leads to another relevant recommendation:

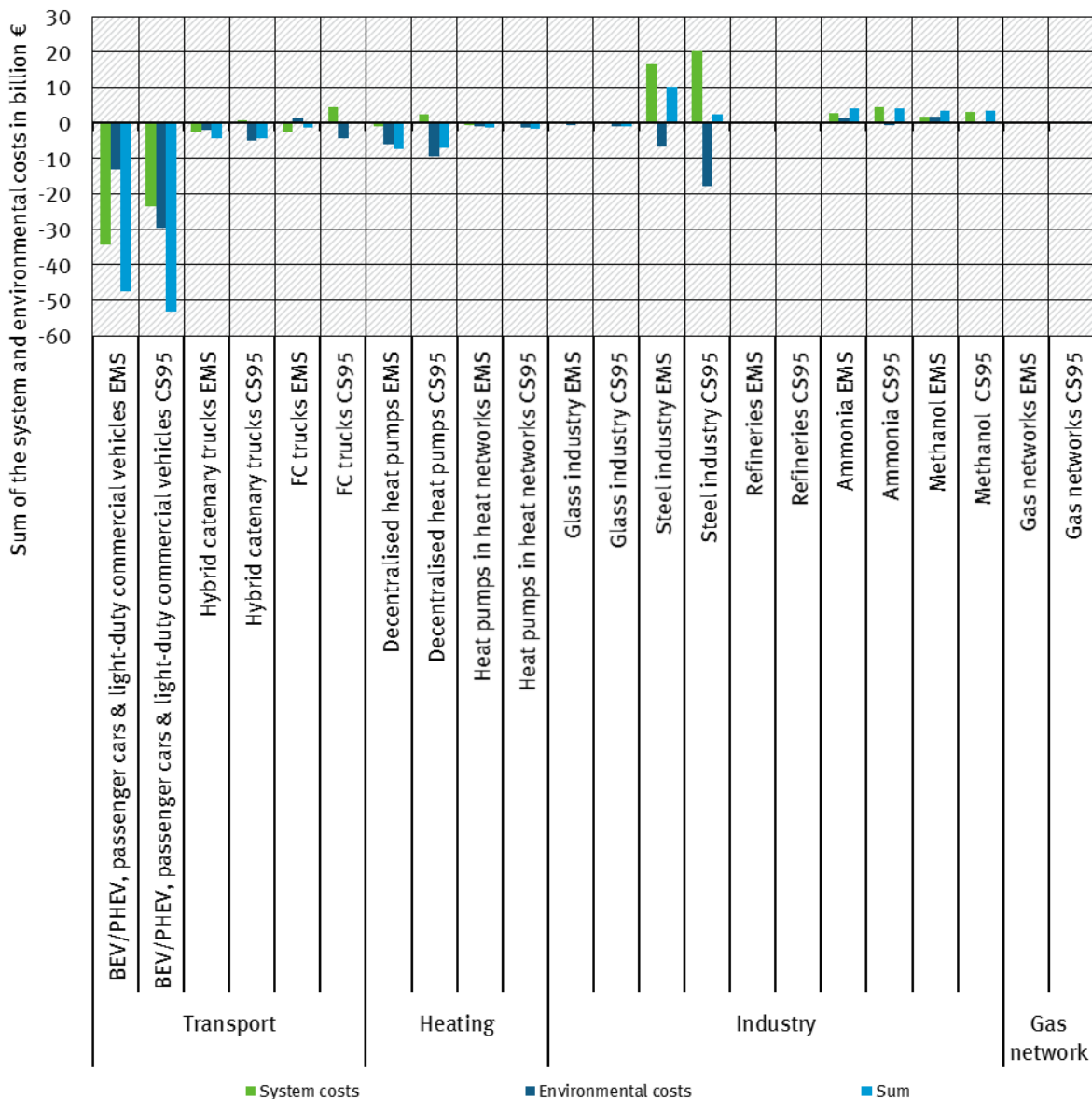
Electricity should be used directly wherever possible and not converted into PtG and PtL.

It usually makes sense to use electricity directly where technically possible and not to convert it into PtG or PtL. The reasons for this are complex and manifold. They include high conversion losses when

⁶ This does not assume the market penetration of the SCO from the CS95 or the EMS, but our own optimistic market penetration, albeit with the framework conditions (including the electricity system and electricity prices) based on the two scenarios EMS and CS95.

producing synthetic fuels combined with low efficiencies in the applications (usually internal combustion engines). This limits their attractiveness from energy and climate policy viewpoints. Added to this, the conversion plants (such as electrolyzers or methanol synthesis) are capital-intensive and therefore need to operate at full capacity to be economical. The PtL and PtG options require a large number of hours with very low electricity prices for economic reasons. These do not occur in Germany in the next 15 years in the analyzed scenarios. This is only the case to a significant extent when renewable energy shares account for 60 % and more of electricity generation in Germany. Conversely, in an electricity system with lower shares of renewables (EMS), the energy and climate policy effects of PtL and PtG are lower and therefore the environmental costs are higher.

Figure 4: Sum of the system and environmental costs of selected SCO in 2050 for an optimistically realizable scenario



Source: Fraunhofer ISI and DVGW-EBI

The direct use of electricity performs better in both the EMS and the CS95 from an energy and climate policy perspective in many of the analyzed applications. This is also true from an economic perspective if the external effects are monetarized as environmental costs or if the direct use of electricity

leads to higher initial investments, for example in electric vehicles or infrastructure for the construction of overhead power lines.

These statements do not apply to PtH.

Attention must be paid to where the electricity comes from and to using the flexibility potentials.

As mentioned above, some of the PtL and PtG applications may even lead to an increase in GHG emissions if the electricity used does not originate predominantly from renewable sources. Ensuring that the necessary regulations to guarantee this are in place is the task of policymakers. Care must also be taken to make use of the considerable flexibility potentials of the PtL/PtG options in order to exploit the positive effects on GHG reduction already mentioned above. The economic efficiency of these SCO is significantly increased especially in the CS95 due to the higher number of hours with lower electricity prices.

Electrolysis and recovering CO₂ from separation processes are the key technologies for the future market success of PtG/PtL.

Electrolysis is the key technology for the PtL/PtG options because of the large contribution to production costs and the relevant conversion losses. This should therefore be the focus for R&D activities and the creation of adequate legal framework conditions. However, market diffusion support should only take place later on when high shares of renewables improve the economic framework conditions for electrolyzers.

To start with, capturing CO₂ from power stations or industry processes plays an important role for the production of renewable fuels. In the long term, however, CO₂ from power stations or industrial processes will only be available to a very limited extent in a strongly decarbonized world, so that recovering CO₂ from the atmosphere will play an increasingly important role for PtG/PtL technologies. This technology is still at an early stage of development and should be one of the technologies for focused R&D support in the future.

If they are to be successful on the market in the medium to long term, it is important to make an early start with SCO because of the long lead times involved.

Based on the market growth rates achievable with SCO, early market entry is necessary so that these can be developed on a larger scale in the medium and long term. Linked with this is the necessary additional deployment of renewable energies in order to achieve the environmental targets. Cost and acceptance reasons dictate that especially SCO with high efficiency and correspondingly high GHG reduction potential should be implemented at the beginning of this transformation process.

Table 1 summarizes the most important advantages and drawbacks.

Table 1: Advantages and drawbacks of different sector coupling options

	Direct use of electricity	Hydrogen (electrolysis)	Electricity-based hydrocarbons (PtL, PtG)
Advantages	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Most efficient pathway in technical terms ▶ In many cases the most favorable solution economically 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Technically more efficient pathway than hydrocarbons ▶ Easy to store ▶ Flexibility option for better integration of renewables 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Infrastructure available in parts ▶ Usable in large number of applications with well-known technologies ▶ Existing storage systems can be used
Drawbacks	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Necessary expansion of grid and possibly storage infrastructure ▶ High RE shares require deployment of measures providing flexibility ▶ Not feasible in certain applications (e. g. too low storage density, technically) 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Necessary construction of new and costly infrastructure ▶ Path dependency ▶ Higher losses than using electricity directly ▶ Acceptance, because increased deployment of renewables is necessary 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ CO₂ input necessary ▶ Limited potentials for carbon-neutral CO₂ ▶ Often less economical than other options ▶ Energetically the least efficient of the three options ▶ Acceptance, because the highest deployment of renewables is necessary

Note: expands on comments made in Pfluger et al. 2017

Summary of the transformation pathways

The following paragraphs summarize the transformation pathways in the individual applications.

In passenger cars and light-duty commercial vehicles, electric mobility emerges as the most sensible option among the analyzed SCO. This harbors very high potentials for GHG emission savings. In addition, it can make a significant contribution to lowering final energy consumption in the transport sector and thus to achieving the political saving targets here. Furthermore, it is characterized by high potentials for load shifting, especially in the short term. Several applications are already close to economic viability and, if the framework conditions develop accordingly, will diffuse into the market on their own in the medium term. Alongside short-term support for its market introduction, policymakers should aim to establish framework conditions in the medium term that utilize the high flexibility potentials of electric mobility, and set incentives to charge the electric vehicles using predominantly renewable electricity in order to improve their eco-balance.

In heavy goods transport, which has recently become the focus of intense political debate due to its high relevance with regard to GHG emission development, hybrid catenary trucks have many advantages in the medium and especially in the long term. However, they still face specific challenges, for example concerning the construction of the necessary infrastructure and acceptance issues at different levels. The pilot projects planned at present on public roads in Germany should help to explore important open questions.

FC trucks could be an interesting alternative to catenary trucks for economic reasons. They also have important flexibility potentials not provided by catenary trucks. However, FC trucks still require technical developments for the vehicles and the construction of the supply infrastructure. Launching the first pilot projects seems important here, too.

The electricity-based methanol solutions in transport analyzed in this study for passenger cars and trucks performed worse than options using electricity directly or fuel cells in truck transport in terms of their eco-balance and costs.

In the building sector, heat pumps are a very important technology to achieve the energy and climate policy goals alongside efficiency measures and the direct use of renewable energies. Decentralized heat pumps represent a mature technology with stable sales figures, but their continued positive development depends heavily on the political framework conditions. Their diffusion is currently still low, especially in existing buildings. An important challenge for further developing the political framework conditions is therefore to support the efficient use of heat pumps in existing buildings. This should also consider that the tax burden on electricity (EEG surcharge and the tax on electricity) represents an obstacle and gas is less heavily burdened. In the long term, regulations should be set so that it is possible to increase the load management potential of heat pumps in order to improve their eco-balance and their usefulness to the system.

Heat pumps are currently not widespread in heating networks, but they have a high potential to decarbonize the heat production in such networks and at the same time contribute significantly to making electricity demand more flexible. Given the right framework conditions, significant expansion is already possible by 2030. The most important prerequisite here is to improve their economic efficiency compared to rival technologies and create incentives for flexible, climate-friendly operation.

The SCO analyzed in industry showed that a major shift to electricity-based production can hardly be expected without significant changes to the framework conditions. The main reason for this is that electricity tends to be much more expensive than fossil energy sources. It is not possible to compensate this cost difference in the foreseeable future by the costs for CO₂ emission allowances. Apart from the cost differences between energy sources, it is also necessary to safeguard international competitiveness.

Large heat pumps that are able to supply the heat for low-temperature applications in many industrial processes are currently the most promising option to contribute to climate protection targets in the short term. In the medium term, glass production could also switch to electric furnaces for several types of glass and therefore achieve GHG emission savings. Steel production has the biggest GHG saving potentials. Tapping these potentials requires an adaptation of the framework conditions for successful market diffusion.

The key technology for the electrification of industry is a renewable hydrogen supply. Apart from tapping the saving potentials in steel production, it can also make a significant contribution to GHG reduction in the basic chemicals and petrochemicals industries (e.g. ammonia, methanol or refineries). For successful diffusion, however, it is essential to further improve the technology and adapt the regulatory framework

1 Einleitung

Die Energiewende in Deutschland zielt auf eine signifikante Minderung der Treibhausgasemissionen ab (minus 80 % bis 95 % im Jahr 2050 bezogen auf 1990 (siehe BMWi 2016), nach dem Paris-Abkommen (siehe EU 2016) müssten es noch mehr sein. Um diese Minderungsziele erreichen zu können, müssen zunehmend fossile Energieträger durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Ein wichtiger Weg dabei ist, Strom aus erneuerbaren Quellen verstärkt in den Nachfragesektoren zur Substitution von fossilen Quellen und/oder Effizienzsteigerungen einzusetzen. Gerade in den Sektoren Verkehr und Wärme, aber auch in bestimmten Industriebranchen, wird Strom bisher eher wenig eingesetzt. Hier sind neue Anwendungen zu erschließen (die sogenannten Sektorkopplungsoptionen (SKO)). Dies kann über den direkten Stromeinsatz geschehen oder über die Umwandlung von Strom in Gase oder Flüssigkeiten, die dann eingesetzt werden.

Neben dem Ziel der Treibhausgasminderung, kann der vermehrte Stromeinsatz auch dazu beitragen, die fluktuierende Einspeisung aus Wind und Sonne, die im Rahmen der Energiewende weiter an Bedeutung gewinnen werden, durch die Bereitstellung von Flexibilität besser in das Energiesystem zu integrieren. So kann z. B. die Abregelung von Stromproduktionen aus Erneuerbaren in Überschusszeiten verhindert werden.

Vor diesem Hintergrund ist das Ziel der Studie die Potentiale zur Erreichung der klima- und energiepolitischen Ziele von den wichtigsten neuen Anwendungen für Strom aus erneuerbaren Energien für Deutschland zu identifizieren. Neben einer energie- und klimapolitischen Bewertung wird die Wirtschaftlichkeit der Sektorkopplungsoption (SKO) analysiert. Die Analyse dieser SKO wird für Deutschland bis zum Jahre 2050 durchgeführt. Für die SKO werden weiterhin die wichtigsten Einflussgrößen für den Markterfolg identifiziert, Integrationspfade für ihre erfolgreiche Markteinführung entwickelt und Handlungsempfehlungen bzgl. ihrer erfolgreichen Marktpenetration gegeben.

Die Studie gliedert sich wie folgt: In nächsten Kapitel 2 wird eine Einführung in der Thematik der Sektorkopplung gegeben, verschiedene existierende Definitionsansätze diskutiert und eine eigene Definition, die dieser Studie zugrunde gelegt wird, aufgestellt.

Für die Bewertung der SKO benötigt man einen Satz an konsistenten Rahmendaten, beispielsweise zur Strompreisentwicklung. Hierzu werden in Kapitel 3 verschiedene Studien mit Szenarien analysiert und zwei Szenarien ausgewählt. Die beiden Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich ihres Ambitionsniveaus zur Erreichung von Treibhausgasminderungszielen.

In Kapitel 4 werden dann die wichtigsten techno-ökonomischen Daten für die Umwandlung von Strom in synthetische Brenn- und Kraftstoffe dargelegt und die Gesteungskosten dieser Endenergieträger berechnet. Diese Daten fließen dann in die später durchgeführte Bewertung der SKO ein.

Im anschließenden Kapitel 5 werden die in der Studie zu analysierenden Sektorkopplungstechnik (SKT) ausgewählt. Um ihre Wirkungen quantifizieren zu können, benötigt man konventionelle Referenztechnik (RT), die ebenfalls in diesem Kapitel festgelegt wird. Die techno-ökonomischen Daten der SKO und RT werden dargelegt, ihr technisches Umsetzungspotential herausgearbeitet und der potentielle Einfluss auf die Endenergienachfrage quantifiziert.

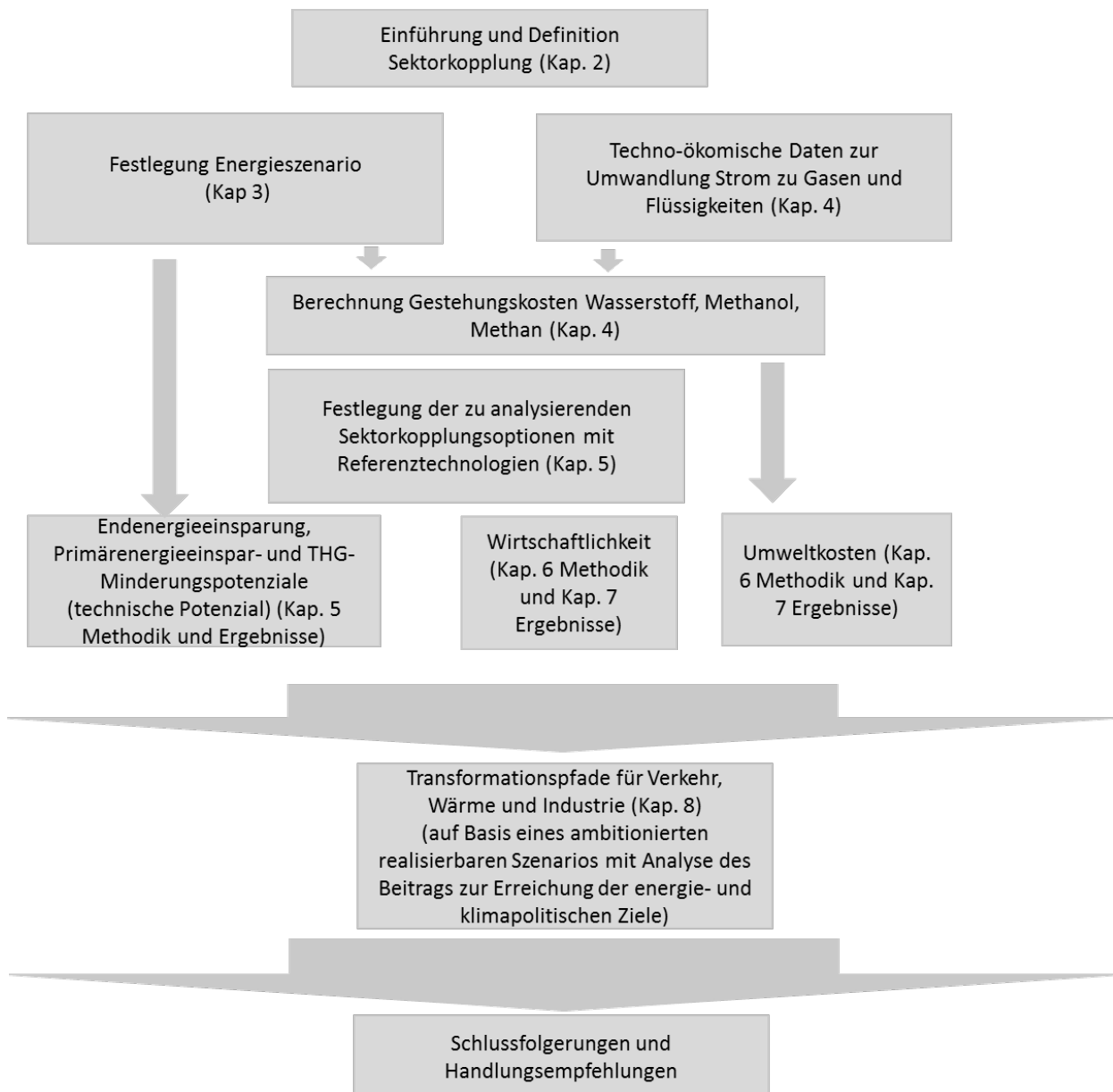
Um den Einfluss der SKO auf die Primärenergienachfrage und die Treibhausgasemissionen berechnen zu können, wobei auch der Einfluss der möglichen Lastverlagerung mit analysiert wird, benötigt man umfangreichere Analysen. Die hierfür notwendige Methodik sowie die entsprechende Anwendung sind in Kapitel 5 dargestellt.

Nachdem somit eine Analyse der Auswirkungen auf die Energienachfrageentwicklung und die Treibhausgasemissionen durchgeführt wurde, schließt sich eine ökonomische Bewertung an. Diese erfolgt zweigeteilt. Es werden die Systemkosten der SKO berechnet und ebenfalls die Umweltkosten (externe

Kosten). Die Methodik hierfür wird in Kapitel 6 dargestellt. In Kapitel 7 werden dann die Datengrundlage sowie die Berechnungen der Systemkosten vorgestellt. In Kapitel 7 erfolgt ebenfalls die Auswertung der Umweltkosten.

Im anschließenden Kapitel erfolgt dann auf der Basis der vorangegangenen Analysen die Erarbeitung eines Transformationspfades für jeder der SKO. Hierzu wird zuerst ein realistisches, aber ambitioniertes Marktpenetrationsszenario aufgestellt. Für dieses werden dann die energie- und klimapolitischen Auswirkungen berechnet. Der mögliche Beitrag zur Erreichung der politisch gesetzten Energie- und Klimaziele in Deutschland wird ebenfalls ausgewiesen. Daran schließen sich Empfehlungen an, wie die Umsetzung dieses Marktpenetrationsszenarios erreicht werden kann. Das Kapitel Zusammenfassung und Schlussfolgerungen ist den anderen Kapiteln vorangestellt.

Abbildung 5: Überblick über die Struktur und Vorgehensweise der Studie



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI und DVGW-EBI

2 Einführung in die Sektorkopplung

2.1 Einleitung und Definition Sektorkopplung

Sektorkopplung ist in den letzten Jahren in der Energie- und Klimapolitik als neue Begrifflichkeit aufgetaucht. Den hohen politischen Stellenwert der Sektorkopplung in der heutigen energiepolitischen Diskussion spiegelt sich im Klimaschutzplan 2050 (BMUB 2016) und in dem Grünbuch Energieeffizienz (BMWi 2016a) wider. Sektorkopplung soll einen entscheidenden Beitrag zur Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele durch den verstärkten Einsatz von erneuerbarem Strom in den Nachfragesektoren Verkehr, Wärme und Industrie zur Substitution von fossilen Energieträgern leisten (siehe BMWi 2016a, BMUB 2016, aber auch RP Lexikon 2017 und Wietschel et al. 2015a).

Generell lassen sich zwei unterschiedliche Zugänge zum Begriff Sektorkopplung unterscheiden:

Technologische Perspektive

Systemperspektive und Infrastrukturperspektive

Die Herangehensweise über eine technologische Perspektive lässt sich damit begründen, dass in einigen aktuellen Ausführungen zur Sektorkopplung die Thematik stark über die betrachteten Technologien einer Sektorkopplung definiert wird. Siehe z. B. IWES (2015), die unter Sektorkopplungsoptionen u. a. Elektrofahrzeuge, Oberleitungs-Lkw, Elektrodenkessel in Industrie, Fernwärme, Mini-KWK und Gas-Wärmepumpe verstehen. Mehr auf sektoraler Ebene sehen einige Autoren die Notwendigkeit einer Sektorkopplung darin, dass gerade im Wärmesektor und im Verkehrssektor die fossilen Energieträger dominieren und deshalb primär in den beiden Sektoren neue Anwendungen für den Einsatz erneuerbarer Energien realisiert werden müssen (siehe hierzu u. a. Weidenfeld 2016 oder BMUB 2016). Dies ist notwendig, um neben der Energiewende, die streng genommen derzeit eher eine Stromwende ist, auch eine Verkehrswende und eine Wärme- und Kältewende umzusetzen.

Um sich dem Verständnis von Sektorkopplung aus einer technologischen Perspektive zu nähern, lässt sich folgende erste Definition formulieren:

Erneuerbare Energieträger (Wind, PV, Biomasse, Solar- oder Erdwärme, ...) substituieren in neuen Anwendungen oder durch verstärkte Nutzung von bekannten Anwendungen fossile Energieträger. Dies geschieht entweder durch direkte Stromnutzung oder die Umwandlung von Strom in synthetische Kraftstoffe (Power-to-Gas, Power-to-Liquid).

In dieser ersten Definition werden alle erneuerbaren Energieträger miteinbezogen. Oftmals steht aber gerade der erneuerbare Strom im Fokus. So wird in BMUB (2016) zum Klimaschutzplan für Deutschland die Relevanz von Strom bei der Sektorkopplung hervorgehoben. Die Nutzung erneuerbarer Energien ist derzeit im Stromsektor deutlich weiterentwickelt als im Wärme- oder Verkehrssektor. Somit kann Strom aus erneuerbaren Energien zur Nutzung für Wärme- oder Verkehrsanwendung einen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten. Die Biomassepotentiale sind unter Einbezug der Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und den Nachhaltigkeitsanforderungen deutlich beschränkt.

Die Stromfokussierung kann auch damit begründet werden, dass für die Notwendigkeit der Sektorkopplung stellenweise über die Verwendung des sogenannten Überschussstroms argumentiert wird (siehe z. B. Kirchner et al. 2016). Vereinfacht gesprochen, entsteht Überschussstrom in Zeiten, wo die Erzeugung die Nachfrage übersteigt, und auch über Speicher eine zeitliche Verlagerung nicht gelingt. Allerdings ist die Überschussstrommenge derzeit in Deutschland recht gering. Nach BNetzA (2017) betrug die Summe der Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen rund 3,7 TWh in 2016. Dies waren

0,7 % der erzeugten Nettostrommenge. Sie wird auch künftig wohl kaum in größeren Mengen auftreten (siehe Abschätzungen im Netzentwicklungsplan ÜNB 2017).

Ob man sich bei der Sektorkopplung ausschließlich nur auf Energie aus erneuerbaren Quellen beschränken soll, kann und sollte durchaus kritisch hinterfragt werden (siehe Wietschel et al. 2015a). Auch die Verwendung des Strommixes in neuen Anwendungen kann je nach Energieträger und Effizienz zur Treibhausgassenkung beitragen, z. B. bei Elektro-Pkw (siehe die Berechnungen hierzu in Helms et al. 2016 oder in Dallinger 2013). Weiterhin spricht oftmals die wirtschaftliche Notwendigkeit dafür, nicht nur Strom aus erneuerbaren Quellen zu verwenden, sondern Strom auch aus konventionellen Kraftwerken zu nutzen. Dies gilt insbesondere dann, wenn der Strom beispielsweise in Wasserstoff (H₂) umgewandelt wird. Dafür sind kapitalintensive Anlagen notwendig, die eine hohe Auslastung und lange Laufzeiten erfordern. Hierfür reicht Strom nur aus erneuerbaren Quellen wegen der zeitlichen Beschränktheit der Nutzungsstunden, beispielsweise bei Windkraft- oder PV-Anlagen, i. d. R. nicht aus (siehe zu dieser Problematik beispielsweise Stolzenburg et al., 2014, und Michaelis et al., 2017).

Generell wird in einigen Ausführungen die direkte Stromnutzung nicht zur Sektorkopplung hinzugezählt. So definiert Sterner (2016) Power-to-X (PtX) als Wandlung von Strom als Primärenergie in einen Energieträger, Wärme, Kälte, Produkt, Kraft- oder Rohstoff. Power-to-X wird dabei mit Sektorkopplung gleichgesetzt.

Strom wird in vielen Anwendungen im Verkehrs- und Wärmesektor natürlich schon seit Jahrzehnten eingesetzt, wie beispielsweise im Wärmebereich durch klassische Stromverbraucher einschließlich Nachtspeicherheizungen oder im Mobilitätsbereich durch elektrische Züge und Straßenbahnen. Sektorkopplung fokussiert dagegen nach obiger Definition auf neue Anwendungen, wie auf den Einsatz von Strom in Fernwärmenetzen zur Gassubstitution bei der Wärmeerzeugung. Oder den energie- und klimapolitisch motivierten und angereizten deutlich verstärkten Einsatz bei bekannten Anwendungen, z. B. die vermehrte Substitution von Hochofenstahl durch Elektrostahl, die i. d. R. mit Produkt- oder Prozessinnovation bzw. organisatorischen Innovationen einhergehen. Im RP Lexikon (2017) wird so auch die KWK zur Sektorkopplung dazu gezählt.

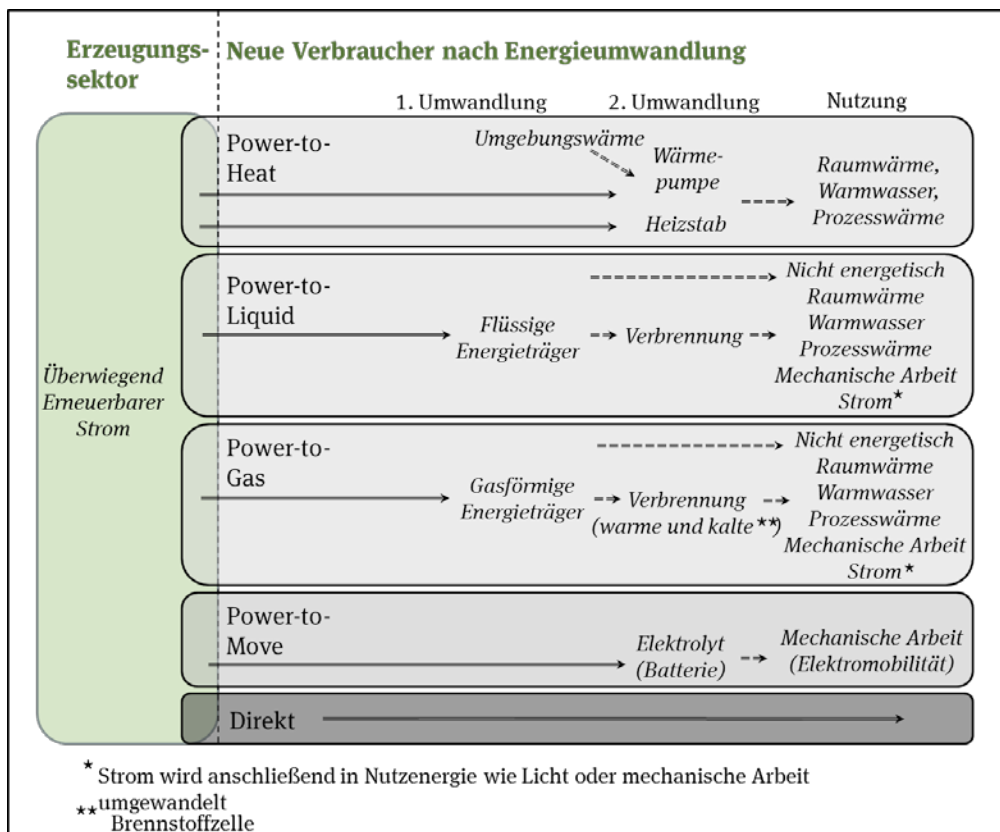
Neben dem direkten verstärkten Stromeinsatz, beispielsweise durch Elektrokessel in Wärmenetzen, besteht auch die Option, Strom in flüssige Energieträger (Methanol, Kerosin, Benzin und weitere höhere Kohlenwasserstoffe) umzuwandeln (sogenanntes Power-to-Liquid/PtL). Dabei kann dann eine energetische Nutzung beispielsweise als Kraftstoff im Verkehrssektor oder eine nicht energetische Nutzung, z. B. bei den höheren Kohlenwasserstoffen in der Petrochemie, erfolgen. Weiterhin existiert die Option, Strom in Gas (Wasserstoff, Methan) für eine energetische oder nicht energetische Nutzung umzuwandeln (sogenanntes Power-to-Gas/PtG). Dies kann in den Anwendungssektoren erfolgen (wie der Wasserstoffherzeugung bei der Ammoniakherstellung) oder im Angebotssektor. Dann kann auch eine Einspeisung in das Erdgasnetz erfolgen. Im letzteren Fall kann dann natürlich nicht mehr zwischen klassischen und neuen Anwendungen unterschieden werden, eine energetische Aufteilung kann dann nur noch bilanziell vorgenommen werden.

Diese technologische Perspektive mit Fokus auf neue Anwendungen wird in Tabelle 2 dargestellt und mit Beispielen erläutert. Wie bereits erwähnt, fokussieren sich manche Ausführungen zur Sektorkopplung ausschließlich auf PtG und PtL.

Bei einer derartigen Betrachtung der Sektorkopplung werden auch Themen wie die Nutzung von Abwärme in speziellen Anwendungsgebieten, beispielsweise der Eisen- und Stahlindustrie, und die Nutzung bei Wärmenachfragern, beispielsweise über Wärmenetze, auch unter Sektorkopplung gefasst. Die oben dargestellte Verknüpfung von angebots- und nachfrageseitigen Sektoren wird somit auch um eine intelligentere Verzahnung von nachfrageseitigen Sektoren untereinander ergänzt. Zur

Realisierung einer intelligenten Sektorenverknüpfung ergibt sich ein erhöhter Bedarf an Digitalisierung. Beispielsweise um die Flexibilitätspotentiale durch ein Demand Side Management nutzen zu können. Die Digitalisierung der Energiewirtschaft, also die informationstechnische Durchdringung von Stromangebots- und Stromnachfrageseite, wird deshalb als zentrale Voraussetzung einer umfassenden Energiewende angesehen (siehe zur sogenannten digitalen Sektorkopplung Wikipedia 2017 sowie BMUB 2016). Diese Systemperspektive unter dem Motto „Alles muss mit allen vernetzt sein“ steht im Folgenden nicht weiter im Zentrum der Betrachtung.

Abbildung 6: Überblick der Sektorkopplungsoptionen entsprechend ihrer Umwandlung



Quelle: Wietschel et al. 2015a

Die Zielsetzung der Sektorkopplung kann unterschiedlich betont werden. In den obigen Ausführungen stand bisher der Beitrag der Sektorkopplung zur Treibhausgasminderung im Zentrum, der auch i. d. R. unumstritten ist. Viele der Sektorkopplungsoptionen können aber auch zu weiteren Zielen, wie der Flexibilitätserhöhung der Stromnachfrage beitragen. Sie sorgen somit für eine bessere Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien beispielsweise durch Stromnutzung über Wärmepumpen oder Heizstäbe. Für eine Nutzung dieses Flexibilitätspotentials müssen jedoch entsprechende Maßnahmen ergriffen werden (z. B. eine flexible intelligente Steuerung von Batch-Prozessen oder die Einführung von Speichern, bspw. Wärmespeichern bei Wärmepumpen). Diese sind in ähnlicher Weise systemdienlich ausgerichtet wie Demand Side Management klassischer Anwendungen, wie z. B. die flexible Steuerung von Nachtspeicherheizungen, oder anderen Flexibilisierungsoptionen, wie Kurzzeitstromspeicher.

Tabelle 2: Beispiele verschiedener Sektorkopplungstechnologien in verschiedenen Anwendungssektoren

Energie umwandlung	Sektoren Haushalte/GHD	Wärmenetze	Verkehr	Industrie
Power-to-Heat (PtH)	Wärmepumpen, direktelektrische Heizung	Großwärmepumpe, Elektrodenkessel		Prozesswärmeerzeugung in Elektrodenkesseln, Heizstab, Lichtbogen etc.
Power-to-Gas (PtG)	Verbrennung in Heizkesseln und KWK-Anlagen	Verbrennung in Heizkesseln und KWK-Anlagen	Brennstoffzelle, Verbrennungsmotor, Gasturbine	Prozesswärmeerzeugung, stoffliche Nutzung (Ammoniak, Methanol,..)
Power-to-Liquid (PtL)	Verbrennung in Heizkesseln		Verbrennungsmotor, Gasturbine	Stoffliche Nutzung
Direktelektrische Antriebe			Elektro-Pkw, Oberleitungs-Lkw, Oberleitungs-Busse, Elektrifizierung von Bahnstrecken	
Strombasierte neue Verfahren				Neue Verfahren (Plasma etc.)

Anmerkung: siehe ähnliche Darstellung in Wietschel et al. 2015a und BMWi 2016a

In Kirchner et al. (2016) wird untersucht, wie der Bedarf an Flexibilität im (künftigen) Stromsystem gedeckt werden kann und welche Ausgleichsmöglichkeiten durch die Nutzung von Strom in den Bereichen Wärme, Verkehr und durch die Erzeugung strombasierter Brennstoffe (Power-to-Gas und Power-to-Liquid) bestehen. Dabei geht es einerseits um die Nutzung zeitweiliger Stromüberschüsse und andererseits um Rückkopplungseffekte auf den Stromverbrauch bzw. die notwendigen Erzeugungskapazitäten, wenn Strom aus erneuerbaren Energien (EE) zunehmend fossile Energieträger in den Bereichen Wärme und Verkehr ersetzen soll.

Allerdings tragen nicht alle Maßnahmen der Sektorkopplung zur Flexibilitätserhöhung bei. So stellen Oberleitungs-Lkw einen sehr unflexiblen Nachfrager dar, dessen Integration in das Energiesystem durchaus herausfordernd sein kann (siehe Wietschel et al. 2017). Derartige Optionen erhöhen eher den Bedarf nach Flexibilitätsoptionen.

Sektorkopplungstechniken können im Zusammenspiel mit klassischen Energieeffizienzmaßnahmen und der direkten Erzeugung von Wärme und Antriebsenergie (z. B. durch Biomasse oder Solarthermie) zur Senkung von Treibhausgasemissionen und Primärenergieverbrauch beitragen (siehe BMWi, 2016a). Allerdings nutzt nicht jede Sektorkopplungstechnik Strom oder Biomasse immer sehr effizient. Insbesondere die Technologien, die mehrere Umwandlungsschritte voraussetzen, wie etwa die Umwandlung von Strom, Gas oder flüssigen Kraftstoffen, sind derzeit weniger effizient.

Da bei der Sektorkopplung verschiedene Sektoren verknüpft werden, stellt sich die Frage, ob man nicht im Plural von Sektorenkopplung reden sollte. Allerdings hat sich bisher eher der Begriff Sektorkopplung durchgesetzt.

In dieser Studie wird Sektorkopplung aus einer technologischen Perspektive wie folgt definiert:

Definition Sektorkopplung

Sektorkopplung bezeichnet die Substitution fossiler Energieträger durch weit überwiegend erneuerbar erzeugten Strom oder durch andere erneuerbare Energieträger und nachhaltige Energienutzungsformen in neuen sektorenübergreifenden Anwendungen oder durch verstärkte Nutzung bekannter sektorenübergreifender Anwendungen. Bei Strom geschieht dies zum einen durch eine direkte Stromnutzung, die auch eine strombasierte Wärme / Kälteerzeugung (Power-to-Heat) einschließt. Zum anderen über die Umwandlung von Strom in synthetischen Kraftstoffe (Power-to-Gas, Power-to-Liquid). Die indirekte Stromnutzung über Power-to-Liquid und Power-to-Gas bilden eine Teilmenge der Sektorkopplung. Synthetische Kraftstoffe können aber auch aus anderen (erneuerbaren) Quellen hergestellt werden. Primäres Ziel der Sektorkopplung ist die Senkung der Treibhausgasemissionen durch Substitution fossiler Energieträger, weshalb bei den Energieträgern primär die Nutzung der Erneuerbaren notwendig ist. Sekundäre Ziele (Co-Benefits) können durch einen Beitrag zur Flexibilisierung und Energieeffizienzsteigerung entstehen.

In dieser Studie stehen weiterhin die stromseitigen Sektorkopplungsoptionen aufgrund ihres hohen Potentials im Fokus. Zudem wird eine stark technologische Perspektive eingenommen, weil es um die energie- und klimapolitische Bewertung von Sektorkopplungstechnologien geht. Zu weiteren Perspektiven der Sektorkopplung siehe Wietschel et al. 2018.

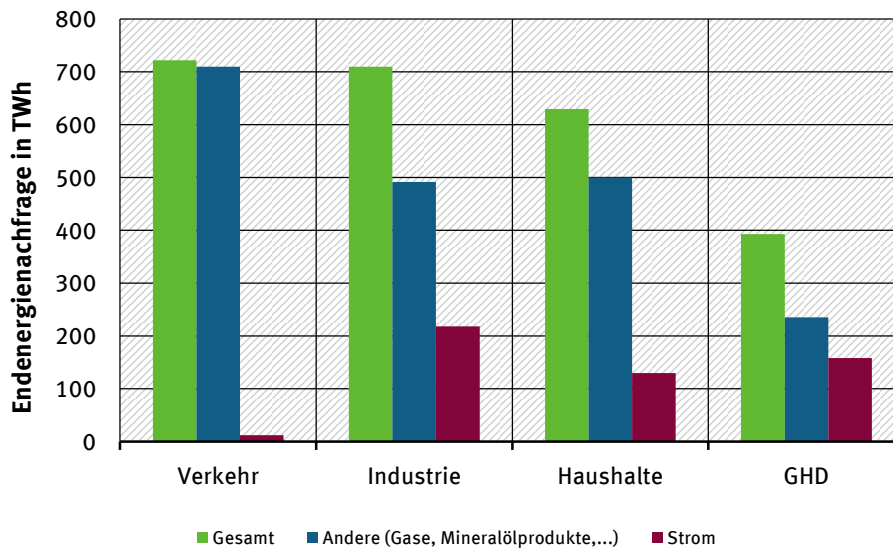
2.2 Diskussion ausgewählter Aspekte der Einführung der Sektorkopplung

Die Aufgabe der Substitution von fossilen Energieträgern durch erneuerbaren Strom ist mengenmäßig extrem herausfordernd. Dies zeigt eine Betrachtung der heutigen Anteile der einzelnen Endenergieträger im Vergleich zur gesamten Endenergienachfrage (siehe Abbildung 7). Von den 2.470 TWh wurden in 2015 nur gut 20 % (520 TWh) durch Strom gedeckt (siehe AGEB 2017). Und Erneuerbare haben in 2015 unter 200 TWh an Strom erzeugt, was einen Anteil von nur gut 8 % an der gesamten Endenergienachfrage ausmacht.

Bei den Anwendungen der Energienachfrage hatten in 2015 in Deutschland die mechanische Energie mit 39 %, die Raumwärme mit 27 % sowie Warmwasser und sonstige Prozesswärme mit ebenfalls 27 % Anteilen an der Endenergienachfrage die mit Abstand höchsten Anteile (siehe BMWi 2016b). Gerade in diesen Anwendungsbereichen ist das Potential für die Substitution fossiler Energieträger durch Strom noch besonders hoch. Deshalb hat es sich eingebürgert, bei der Sektorkopplung von den Bereichen Verkehr, Wärme und Industrie bezüglich der Anwendungssektoren zu reden.

Ein verstärkter Einsatz der PtG oder PtL könnten den gesamten Stromverbrauch deutlich in die Höhe treiben. In einer UBA-Studie wird der gesamte Nettostromverbrauch für Deutschland in 2050 in einem derartigen Szenario mit einer Bandbreite von 2.600 bis 2.850 TWh/a angegeben (UBA 2014). Da es kaum vorstellbar ist, diesen wirtschaftlich und mit der entsprechenden Akzeptanz in Deutschland herzustellen, müssen die strombasierten Kraftstoffe dann eher importiert werden. Oder es müssen die Sektorkopplungsoptionen gewählt werden, die den Strom möglichst immer direkt nutzen oder die die Umwandlungsverluste möglichst geringhalten, beispielsweise durch die Verwendung von Wasserstoff.

Abbildung 7: Endenergienachfrage in Deutschland in 2015

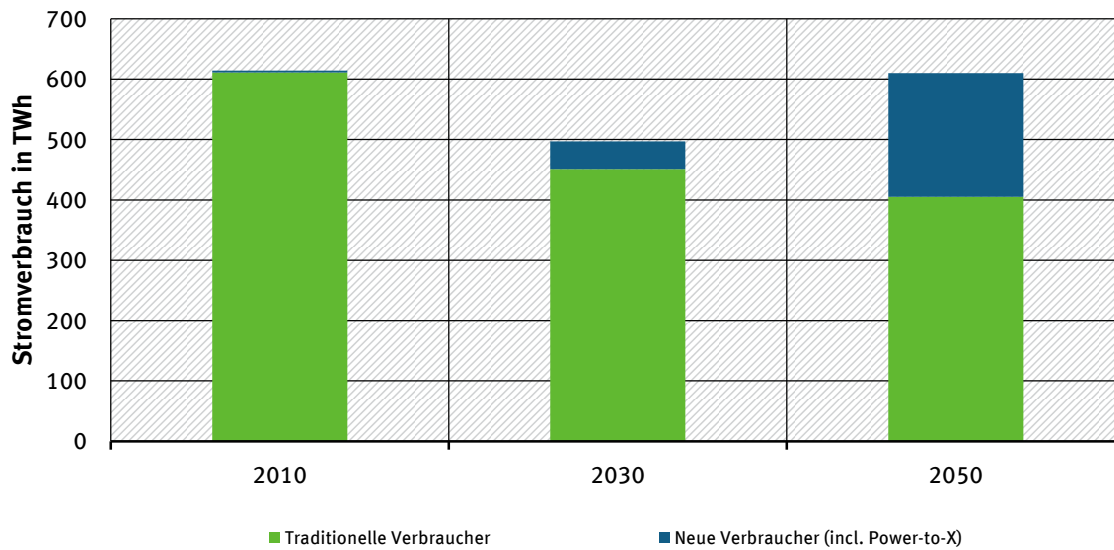


Quelle: Zahlen aus AGEB (2017)

Das Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 hat zum Ziel, bis 2020 bezogen auf 2008 10 % Strom und bis 2050 25 % Strom einzusparen (siehe BMWi 2016a). Der verstärkte Einsatz von Sektorkopplungsoptionen führt zwar zu der politisch ebenfalls anvisierten Senkung der Treibhausgase, gestaltet aber die Zielerreichung beim Stromeinsparen herausfordernder (siehe auch Diskussion in BMUB 2016). Die hieran anschließende Frage ist, ob die politischen Stromeinsparziele nicht im Sinne des Transformationspfades angepasst werden müssten und zum Beispiel für klassische Anwendungen festzulegen sind, während die neuen Verbraucher bzw. neue Sektorkopplungsoptionen hier heraus gerechnet werden sollten. Dies ist jedoch mit Herausforderungen an die Datenerfassung und Verarbeitungssystematik der Daten für die klare Trennung in neue Verbraucher bzw. Sektorkopplungsoptionen und klassische Anwendungen verbunden (z. B. wie bewertet man eine stärkere Elektrifizierung des deutschen Schienennetzes?).

Obwohl den neuen Sektorkopplungsanwendungen ein hohes Marktwachstumspotential in der Zukunft zugebilligt wird, sollte beachtet werden, dass der möglichen Geschwindigkeit des Marktwachstums bestimmte Grenzen gesetzt sind. So beschränken die Verfügbarkeit an Kapital, Zugriff auf Ressourcen, ausgebildeten Akademikern und Facharbeitern sowie der Zeitbedarf für den Aufbau von Infrastrukturen das Marktwachstum. Neue Basistechnologien im Energie- und Automobilsektor wachsen beispielsweise über einen längeren Zeitraum i. d. R. „nur“ zwischen 0 bis 40 % (mittlere jährliche Wachstumsrate, siehe Tabelle 3). Auch im Industriesektor sind bei vielen Prozessen durch die langen technischen Lebensdauern der Anlagen den Diffusionsprozessen enge Grenzen gesetzt. Damit die Sektorkopplungsoptionen über den Zeitverlauf relevante Marktanteile erreichen können und damit ihren im Transformationsprozess immer bedeutender werdenden Beitrag zur Erreichung von energie- und klimapolitischen Zielen auch leisten können, ist deshalb ein frühzeitiger Markteintritt notwendig. Höhere Wachstumszahlen sind ggf. durch gezielte Förderung und/oder entsprechende Regulierungen möglich. So werden zum Beispiel in Norwegen derzeit Elektrofahrzeuge stark gefördert bzw. angereizt, sodass historische Wachstumsraten von 100 % zu verzeichnen sind.

Abbildung 8: Stromverbrauchsentwicklung in Deutschland am Beispiel des „Klimaschutzszenarios 90 (THG: -90 %)“



Anmerkung: Als „neue Verbraucher“ in den Klimaschutzszenarien gelten: Elektromobilität, Wärmepumpen sowie die Herstellung von Methan und Wasserstoff. Datenquelle: Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015

Tabelle 3: Beispielhafte historische Wachstumsraten von Technologien

Technik (Land)	Historische mittlere Wachstumsrate (CAGR)	Zeitraum (Jahre)
Wärmepumpen (Schweden)	11 % p. a.	29
Energiesparlampen (Schweden)	45 % p. a.	17
Kernenergie (global)	8 % p. a.	39
Photovoltaik (global)	22 % p. a.	28
Solarheizung (Australien)	15 % p. a.	29
Windenergie (global)	26 % p. a.	16
Erdgas-Pkw (Deutschland)	19 % p. a.	15
Hybrid-Pkw (Deutschland)	40 % p. a.	8

Datenquelle: eigene Berechnungen sowie Hacker et al. 2011

3 Auswahl von Energieszenarien

3.1 Einleitung

Im Rahmen der Energiewende und einer nachhaltigeren Energiepolitik zur Erreichung von Klimaschutzziele haben Szenarien eine große Bedeutung. Energieszenarien versuchen, mögliche alternative Entwicklungen des Energiesektors zu skizzieren und damit eine Handlungsgrundlage für Entscheidungen zu schaffen. Dabei liefern Energieszenarien i. d. R. sowohl eine Prognose für die Entwicklung der Energieerzeugung und -nachfrage als auch eine Abschätzung zur Weiterentwicklung verschiedener Preise und der Treibhausgasemissionen.

Für die durchzuführende Studie zu Sektorkopplungsoptionen sind konsistente Rahmendaten über die Zeit erforderlich, um die Potentialanalysen durchführen zu können. Die dazu benötigten Rahmendaten müssen u. a. Aussagen zur Entwicklung der Endenergienachfrage, der Primärenergieträgerpreise und der Endenergieträgerpreise, der Zusammensetzung des Kraftwerksparks mit dem Anteil an erneuerbarer Energie oder der Bevölkerungsentwicklung enthalten. Da es im Projektrahmen zeitlich und budgetmäßig nicht möglich ist, eigene Szenarien zu entwickeln, wird auf bestehende Szenarien zurückgegriffen. Diese werden bei Bedarf um eigene Abschätzungen oder Berechnungen entsprechend ergänzt.

Als wichtige Studien zur Entwicklung des Energiesektors in Deutschland sind die Energiereferenzprognose (EWI, GWS, Prognos 2014), das Klimaschutzszenario 2050 (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015) und die BMU-Leitstudie (Nitsch et al. 2012) zu nennen. Die BMWi-Langfristszenarien (BMWi 2017), die Ende 2017 erschienen sind, konnten leider nicht mehr in diesem Studienvergleich berücksichtigt werden.

Die BMU-Leitstudie stammt aus dem Jahr 2011 und enthält daher bereits teilweise veraltete Daten, sodass sie an dieser Stelle nicht als Grundlage geeignet ist. Eine Neuauflage wird aktuell erarbeitet, Art und Zeitpunkt der Publikation sind jedoch nicht bekannt.

Die Energieeffizienzprognose und das Klimaschutzszenario bieten beide ein Szenario, in dem die aktuelle Entwicklung fortgeschrieben wird, sowie mindestens ein Szenario, in dem die für 2050 gesetzten Klimaziele erreicht werden. Obwohl sich beide Studien in unterschiedlichen Eingangsparametern leicht unterscheiden, ist das grundsätzliche Ergebnis gleich: Bei der derzeitigen Entwicklung werden die energie- und klimaschutzpolitischen Ziele in Deutschland nicht erreicht. Da für die Analyse der Sektorkopplungsoptionen die Verwendung eines möglichst einheitlichen Datensatzes sinnvoll ist und insbesondere Daten des Industriesektors im Klimaschutzszenario detaillierter dargestellt sind, wird das Klimaschutzszenario als Grundlage für die weiterführende Betrachtung gewählt. Ein zusätzlicher Vorteil ist, dass das Klimaschutzszenario unter anderem am Fraunhofer ISI erstellt wurde und daher ein umfangreiches Wissen über die Details der enthaltenen Szenarien zur Verfügung steht.

Im folgenden Abschnitt wird das Klimaschutzszenario kurz vorgestellt, und die wesentlichsten Parameter werden erläutert.

3.2 Studie Klimaschutzszenario 2050: wichtige Rahmendaten

Das Klimaschutzszenario 2050 (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015) wurde 2015 in der zweiten Modellierungsrunde mit einem Update im Vergleich zur ersten Modellierungsrunde, die ein Jahr vorher publiziert wurde, veröffentlicht. Es wurde in Zusammenarbeit des Öko-Instituts mit dem Fraunhofer ISI

entwickelt und vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit in Auftrag gegeben. Der betrachtete Zeithorizont der Studie ist 2010 bis 2050. Es ist aufgeteilt in drei Szenarien: Das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (AMS), das Klimaschutzszenario 80 (KS80) und das Klimaschutzszenario 95 (KS95).

Im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario werden die Maßnahmen berücksichtigt, die bis Ende Oktober des Jahres 2012 ergriffen wurden. Es spiegelt somit den aktuellen Stand der energie- und klimaschutzpolitischen Rahmenbedingungen wider. Auf dieser Basis wird die Entwicklung bis zum Jahre 2050 fortgeschrieben. Die energie- und klimaschutzpolitischen Ziele der Bundesregierung werden in diesem Szenario weitgehend verfehlt.

Das Klimaschutzszenario 80 beschreibt ein Szenario, in welchem die festgelegten energie- und klimaschutzpolitischen Ziele für Treibhausgasemissionen, Energieeffizienz und erneuerbare Energien erreicht werden, wobei für das Treibhausgasziel 80 % Reduzierung gegenüber 1990 im Jahr 2050 angenommen werden. Im Klimaschutzszenario 95 werden die Ziele ebenfalls erreicht, allerdings werden bis zum Jahr 2050 die Treibhausgasemissionen um 95 % gegenüber 1990 gemindert (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015, S. 33).

Die Szenarien unterscheiden sich vor allem in der Entwicklung der Strompreise sowie in der Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise. Die Rahmendaten Ölpreis, BIP und Bevölkerung sind dabei für alle drei Szenarien identisch (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015, S. 98, 103, 104, 269, 274, 279). Eine Übersicht der Änderungen von Bevölkerung, Ölpreis und BIP ist in Tabelle 4 gegeben.

Tabelle 4: Vergleich ausgewählter Grundannahmen der verschiedenen Modellierungsrunden des Klimaschutzszenarios 2050

Bestand in t	2010	2020	2030	2050
Bevölkerung	80,6	78,8	77,7	74,0
Rohölpreis in \$/bbl	104	103	128	195
BIP	2.496	2.752	3.009	3.402

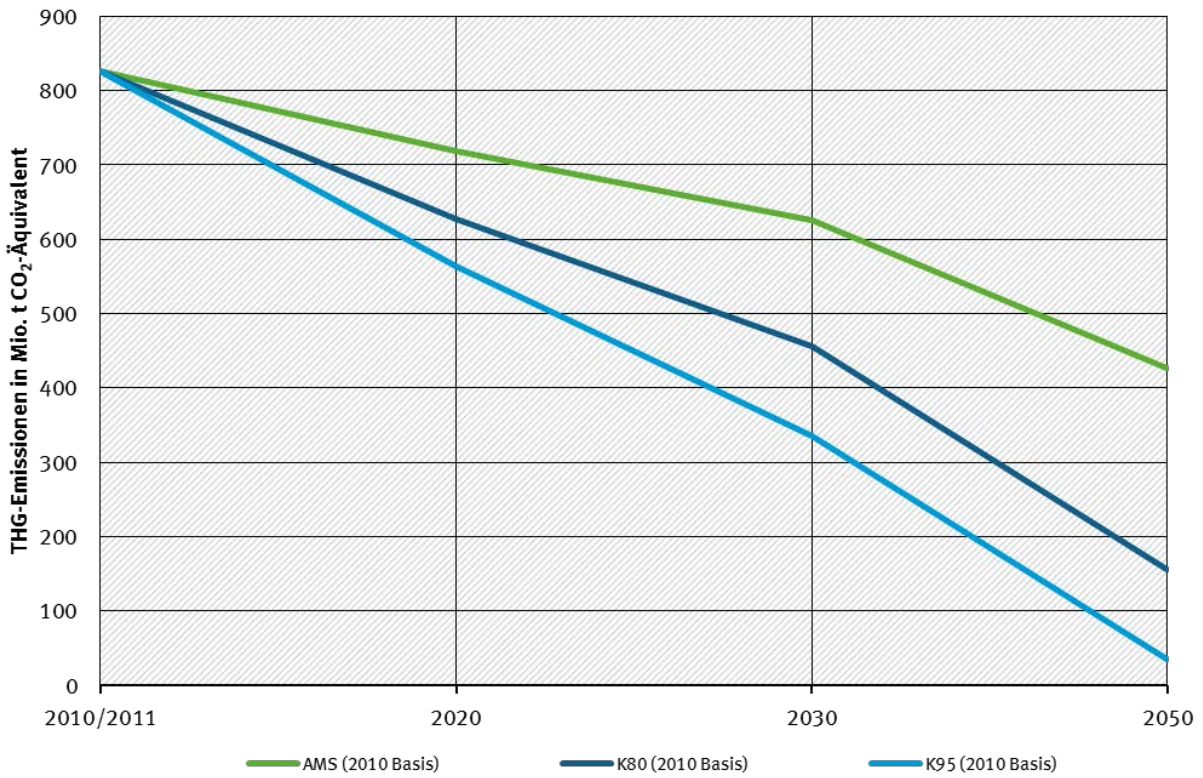
Quellen: Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015, S. 84, 85, 98

Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen kann Abbildung 9 entnommen werden. Zu erkennen ist, dass im AMS die höchsten Emissionen über die Zeit entstehen und beim KS95 die Niedrigsten. Dies spiegelt wider, dass das AMS nur die Maßnahmen bis 2012 berücksichtigt und deren Entwicklung fortschreibt. Eine Einbeziehung neuer Maßnahmen findet somit nicht statt (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015, S. 103). Anzumerken ist, dass die verbrennungsbedingten THG-Emissionen den internationalen Luftverkehr miteinbeziehen. Darüber hinaus werden im Klimaschutzszenario 2050 neben den verbrennungsbedingten THG-Emissionen zusätzlich auch weitere, vom Kyoto-Protokoll erfasste, Treibhausgase berücksichtigt⁷.

Die unterschiedlichen Szenarien des Klimaschutzszenarios gehen von unterschiedlichen CO₂-Zertifikatspreisen aus. Ausgangspreis im Jahr 2010 sind 15 €/t. Die Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise sind in Abbildung 10 dargestellt (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015, S. 103).

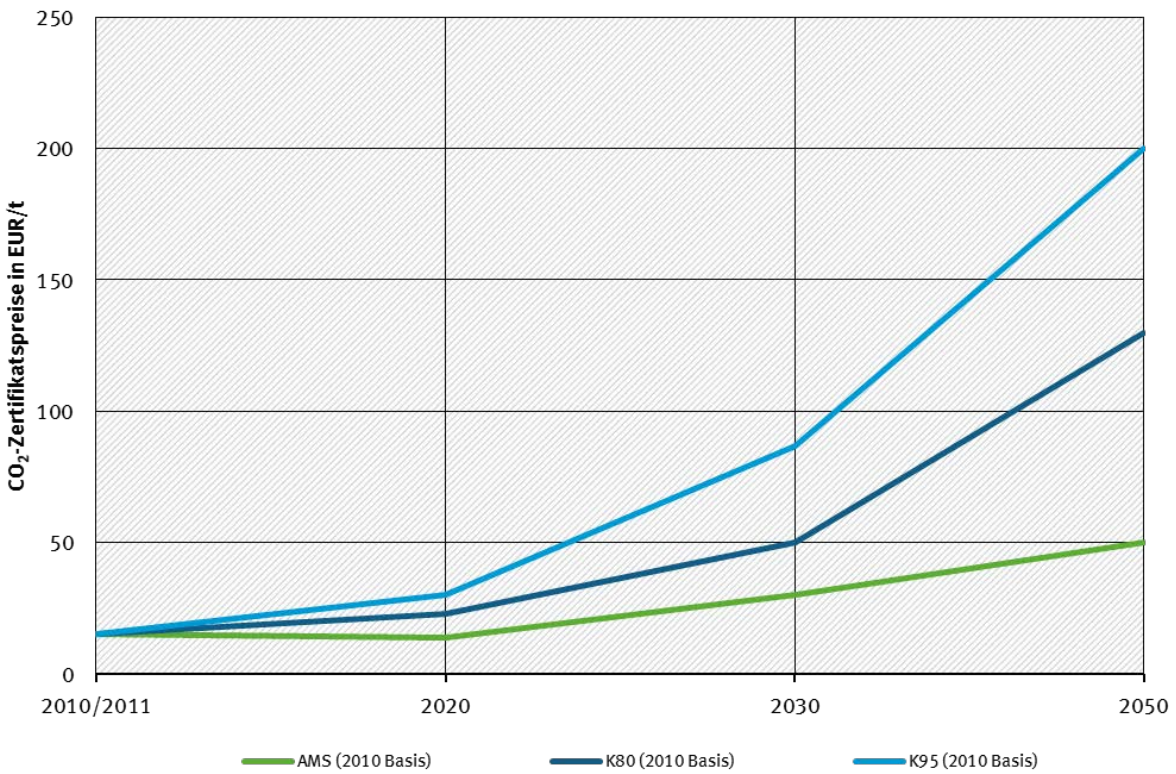
⁷ Flüchtige Emissionen des Energiesektors: CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆.

Abbildung 9: Entwicklung der verbrennungsbedingten Treibhausgas-Emissionen



Quelle: eigene Darstellung mit Zahlen aus Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015

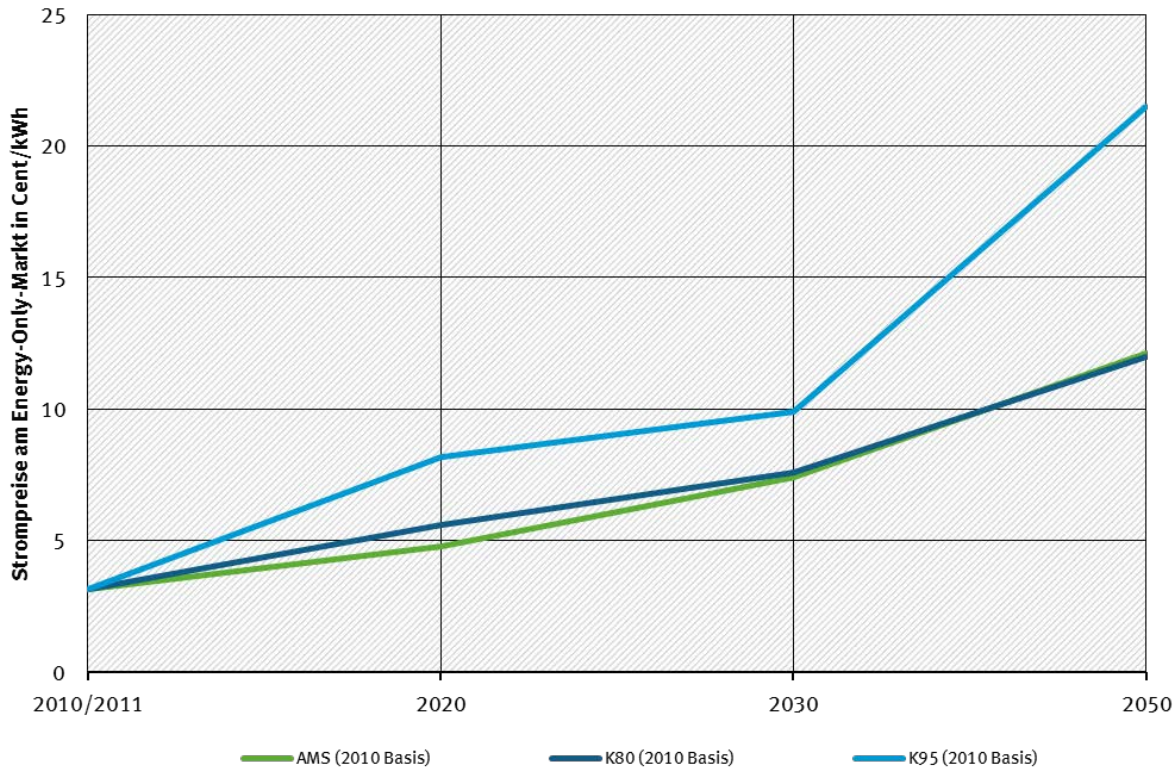
Abbildung 10: Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise



Quelle: eigene Darstellung mit Zahlen aus Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015

Abbildung 11 stellt die Entwicklung des Strompreises dar. Es ist gut zu erkennen, dass die Strompreise über die Zeit ansteigen. Die Strompreise reagieren deutlich auf Entwicklungen im Energiesektor (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015, S. 269, 274, 279). Ab 2030 verlaufen die Strompreise im KS80 und KS95 nahezu identisch.

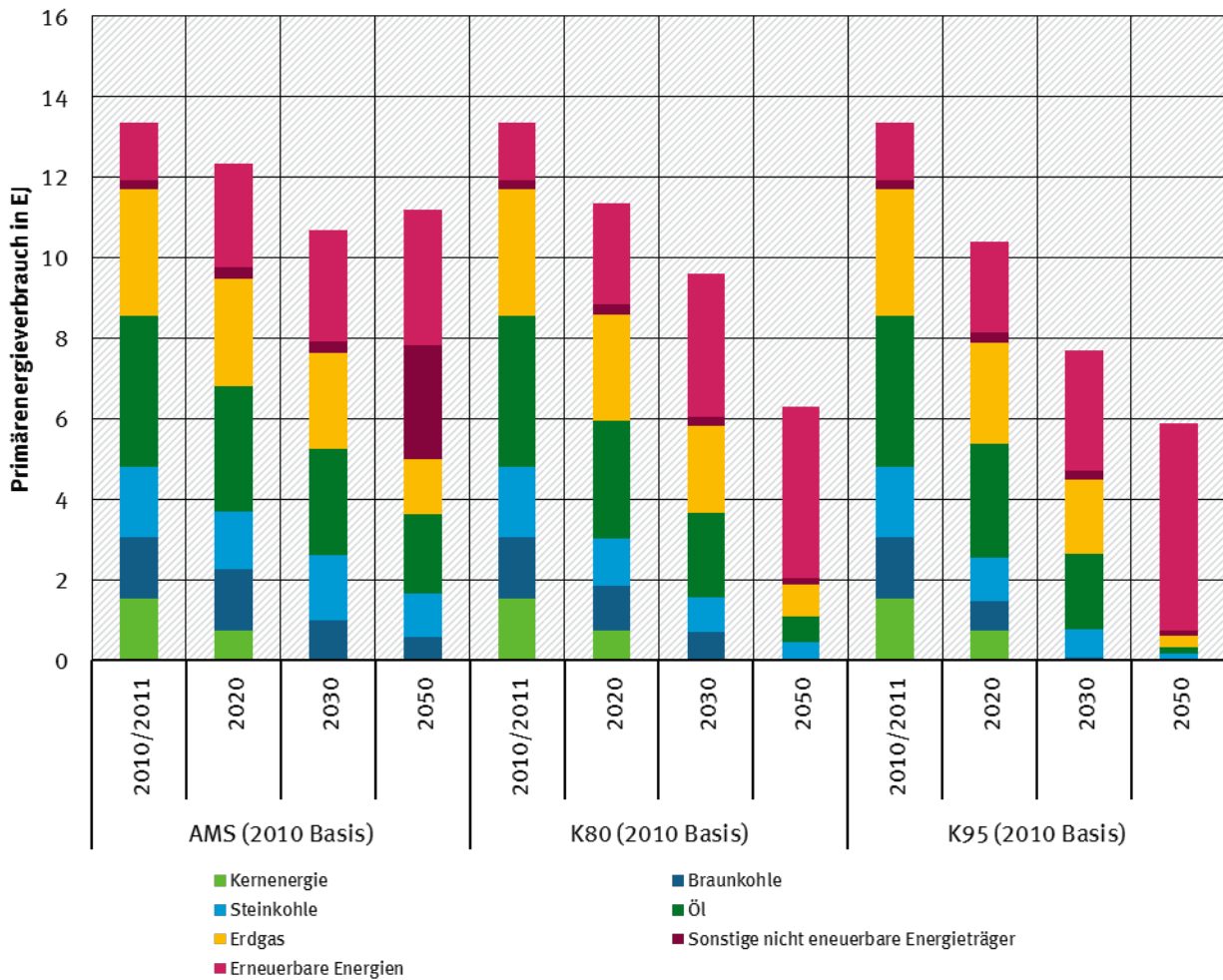
Abbildung 11: Entwicklung des Strompreises



Quelle: eigene Darstellung mit Zahlen aus EWI, GWS, Prognos 2014 und Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015

Das AMS und KS95 legen den Korridor der möglichen Entwicklung bei der Senkung des Primärenergieverbrauchs fest (Abbildung 12). Zudem ist zu erkennen, dass beim KS95 mit Abstand vom geringsten Anteil an konventioneller Stromerzeugung ausgegangen wird (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015, S. 269, 274, 279). Tabelle 133 bis Tabelle 135 im Anhang fassen die wichtigsten Größen nochmals anschaulich zusammen.

Abbildung 12: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs



Quelle: eigene Darstellung mit Zahlen aus Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015

3.3 Szenarienauswahl aus der Studie Klimaschutzszenarien 2050

Die Rahmendaten haben eine entscheidende Bedeutung bei der Potentialanalyse von Sektorkopplungsoptionen. Damit analysiert werden kann, welchen Einfluss Sektorkopplungsoptionen im Transformationsprozess des Energiesystems haben, ist ein Energieszenario wünschenswert, welches bisher wenige Maßnahmen bezüglich einer Sektorkopplung berücksichtigt, sodass Sektorkopplungsoptionen als Maßnahmen hinzugefügt und mit ihren Auswirkungen betrachtet werden können. Basierend auf diesen Anforderungen bietet sich das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario an. Es berücksichtigt ausschließlich Maßnahmen bis einschließlich 2012 und ist damit die zurückhaltendste Prognose im Hinblick auf die Steigerung des Anteils an erneuerbaren Energien und der Erreichung klimapolitischer Ziele. Daher dient es, inklusive seiner Rahmendaten, als Ausgangsbasis für vorliegende Studie.

Um festzustellen, welchen Einfluss Sektorkopplungsoptionen im Rahmen eines Szenarios haben, das die angestrebten Ziele erreicht, ist ein weiteres Szenario für die Sektorkopplungsanalyse auszuwählen. Bei dem alternativen Szenario ist es wünschenswert, wenn eine Vergleichbarkeit mit dem AMS besteht und zugleich keine neuen Maßnahmen berücksichtigt werden. Aus diesem Grund soll das AMS weiterhin als Basis dienen, da dieses keine zusätzlichen Maßnahmen ab 2012 integriert, und

um Rahmendaten, wie Energieträgerpreise oder CO₂-Zertifikatspreise, eines anderen Szenarios, welches die angestrebten Ziele erreicht, ergänzt werden. Daher wird das AMS für diese Betrachtung um Daten aus dem KS95 erweitert.

Basis der Studie zur Analyse von technischen Sektorkopplungsoptionen ist somit das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario der Studie „Klimaschutzszenario 2050“. Ergänzt wird dieses um ein zusätzliches Szenario, bei dem die Rahmendaten aus dem Klimaschutzszenario 95 im Aktuellen-Maßnahmen-Szenario Anwendung finden.

4 Kosten der Umwandlung von Strom in synthetische Kraftstoffe (Wasserstoff, Methan, Methanol)

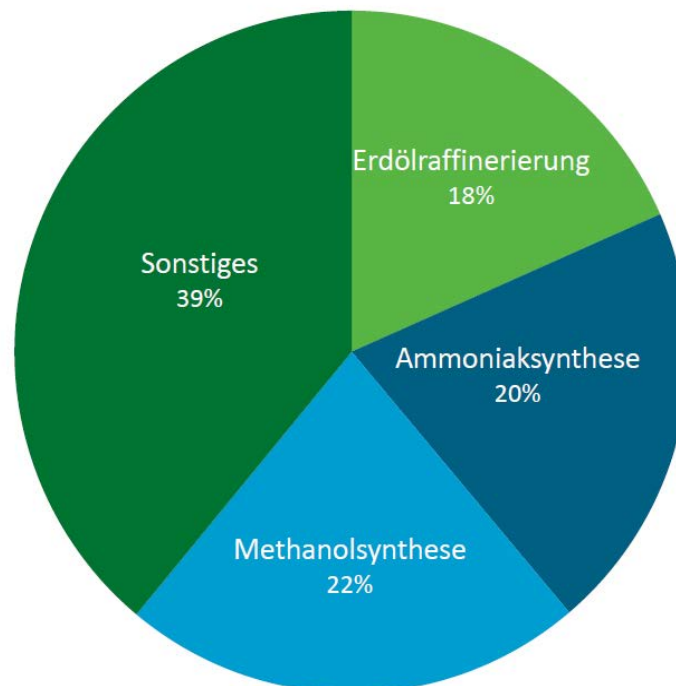
4.1 Einleitung

Zentrale Technik von etlichen Sektorkopplungsoptionen in den folgenden Kapiteln sind Power-to-Gas- und Power-to-Liquid-Techniken, welche Wasserstoff und teilweise darüber hinaus Kohlenstoff, z. B. in Form von Kohlendioxid, zur Herstellung von Methan und Methanol benötigen. Der Entwicklungsstand der elektrischen Gewinnung wichtiger stofflicher Ausgangsstoffe für diese Sektorkopplungsoptionen (SKO) befindet sich häufig jedoch noch in einem frühen Stadium, sodass mit weiteren technischen und ökonomischen Weiterentwicklungen zu rechnen ist. Um eine gemeinsame Ausgangsbasis für alle jene SKO zu haben, welche auf Power-to-Gas (Wasserstoff, Methan) oder Power-to-Liquid (Methanol) basieren, werden in diesem Kapitel die hierfür nötigen Ausgangsstoffe kurz vorgestellt und typische Parameter zur Technologiebeschreibung dargestellt. Gleichfalls werden die hier festgelegten Parameter dann zur Berechnung der Potentiale der SKO im Kapitel 5 herangezogen.

4.2 Wasserstoffverwendung und -herstellung

Wasserstoff wird aktuell vor allem von der Industrie in vielen verschiedenen Prozessen benötigt. Die häufigste Verwendung ist dabei meist entweder die Nutzung als Ausgangsstoff für eine Reduktion oder die direkte stoffliche Nutzung (Hydrierung). Hauptverbraucher sind dabei die Erdölraffinerie, die Ammoniaksynthese und die Methanolsynthese (Abbildung 13).

Abbildung 13: Aufteilung der Wasserstoffnutzung in Deutschland auf Prozessebene in 2015



Quelle: Eigene Darstellung, Schätzung basierend auf Töpler et al. 2014

Es wird aber auch z. B. in der Stahlerzeugung, der Fett- und Ölhydrierung oder der Elektronikindustrie eingesetzt (Töpler et al. 2014). Darüber hinaus ist es möglich, Wasserstoff auch als Brennstoff zu verwenden. Zukünftig ist es auch denkbar, dass Wasserstoff in größeren Mengen als Energiespeicher und Energieträger in diversen Anwendungsbereichen eingesetzt wird.

Es gibt mehrere verschiedene Wasserstoffherstellungsverfahren, wie z. B. die Dampfreformation, die partielle Oxidation oder die Biomassevergasung. Die Dampfreformierung von Erdgas stellt dabei eine der wirtschaftlichsten Möglichkeiten und am häufigsten verwendeten Verfahren zur Wasserstoffgewinnung dar (Gubkina et al. 2014) und wird daher als Referenztechnik für diese SKO festgelegt.

4.2.1 Referenztechnik für die Wasserstoffherstellung

Derzeit wird Wasserstoff überwiegend über die Dampfreformierung auf Erdgasbasis hergestellt. Der Prozess der Dampfreformation lässt sich wie folgt beschreiben: Bei der Dampfreformierung reagiert Erdgas bzw. Methan unter Wärmezufuhr mit Wasserdampf in Katalysatoren zu Wasserstoff und Kohlendioxid. Der Prozess läuft endotherm bei typischen Temperaturen von 850 bis 900 °C ab. Zur Wärmebereitstellung wird üblicherweise ebenfalls Erdgas genutzt, sodass mehr Erdgas benötigt wird als stöchiometrisch für die Wasserstoffherstellung nötig wäre. Aus diesem Grund beträgt der Wirkungsgrad eines Reformers circa 75 % bei teilweiser Nutzung der Latentwärme (eigene Berechnungen auf Basis von Gritsch (2007)).

Da es sich beim Dampfreformer um einen Hochtemperaturreaktor handelt, kann aus technischer Sicht der Reformer nicht einfach ausgeschaltet werden (Gritsch 2007, S. 821). Zum einen muss eine Mindesttemperatur erreicht sein, damit die Reaktion starten kann. Hierdurch könnten längere Betriebspausen und die Vorgabe des schnellen Einschaltens zu einem teuren Warmhaltebetrieb führen. Zum anderen führt bei Hochtemperaturprozessen ein häufigeres Abkühlen und Aufheizen des Reaktors zu vorzeitigem Verschleiß und kann einen Austausch von z. B. Wandungen, Dichtungen und Katalysatoren zur Folge haben. Erfahrungen aus Hochtemperaturprozessen zeigen, dass eine Modulation des Temperaturbereiches nur in geringen Grenzen möglich ist. Hier könnte, von anderen Hochtemperaturprozessen abgeleitet, eine Modulation von geschätzt < 40 % möglich sein.

4.2.2 Herstellung von Wasserstoff über die Elektrolyse

Die Substitution dieser fossil betriebenen Herstellungsrouten von Wasserstoff kann regenerativ über Strom durch eine Wasserelektrolyse erfolgen. Bei der Elektrolyse spaltet ein Elektrolyseur Wasser mithilfe von Strom in die gasförmigen Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff. Sauerstoff entsteht als Nebenprodukt und kann für andere Prozesse weiter genutzt werden. Für beide Gase ist anzumerken, dass sie in einer sehr reinen Form erzeugt werden, wodurch eine Gasreinigung von z. B. CO oder CO₂, wie sie bei der Dampfreformation oft benötigt wird, entfällt.

Der Elektrolyseur kann dabei sowohl alleine als auch im Parallelbetrieb zur Dampfreformation betrieben werden. Der Parallelbetrieb ist jedoch durch die Anforderungen an die Betriebsführung des Dampfreformers hinsichtlich der Flexibilität stärker eingeschränkt als der alleinige Betrieb eines Elektrolyseurs. Schlussendlich entscheiden jedoch die spezifischen Produktionskosten der Dampfreformation sowie der Elektrolyse bei durchgängigem Betrieb und bei unterbrochenem Betrieb, welche Technik sich in Zukunft durchsetzen wird. Da Wasserstoffverbraucher, wie Raffinerien oder die Ammoniaksynthesen, einen kontinuierlichen Wasserstoffbedarf haben, kann zur Bereitstellung von Flexibilität ein zusätzlicher H₂-Speicher zweckmäßig sein.

Die Elektrolyse findet in der Regel in einem der folgenden drei Arten an Elektrolyseuren statt: dem alkalischen Elektrolyseur (AEL), dem Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyseur (PEMEL) oder dem

Hochtemperatur-Elektrolyseur (SOEL). Der Technologiestand ist hierbei jedoch unterschiedlich. AEL sind seit Jahrzehnten so ausgereift, dass sie im größeren industriellen Maßstab ohne Probleme eingesetzt werden. PEMEL werden inzwischen auch für den großindustriellen Einsatz angeboten. SOEL hingegen sind noch im Entwicklungsstadium und erfordern noch einiges an Forschung. Tabelle 5 fasst Angaben aus der Literatur hinsichtlich technischer und ökonomischer Kenngrößen zusammen. Die in dieser Studie verwendeten Kenngrößen zur geschätzten Weiterentwicklung der Elektrolysearten können der Tabelle 6 entnommen werden. Bei der Analyse der SKO, welche auf der Wasserstoffelektrolyse basieren, wird die zum jeweiligen Zeitpunkt im Transformationsprozess effizienteste Elektrolysetechnik für die Berechnungen angesetzt. Dabei wird aktuell von AEL bzw. in naher Zukunft von PEMEL ausgegangen. Langfristig für 2050 wird der SOEC als Basis angenommen. So steigt der Wirkungsgrad von aktuell 74 % auf 80 % in 2030 und 82 % in 2050. Dadurch verringert sich die spezifische Energiemenge aus Strom von zurzeit ca. 4,7 kWh/m³H₂ auf ca. 4,0 kWh/m³H₂ im Jahr 2050. Mit einer größeren Verbreitung der Technologie und dadurch erzielter Lerneffekte ist mit einer deutlichen Reduktion bei den Investitionen zu rechnen von aktuell 2.200 €/kW_{el} auf 470 €/kW_{el} in 2050.

Tabelle 5: Bandbreite aus der Literatur zur Elektrolyse

	Einheit	2010-2015	2030	2050
Technische Kenngrößen				
Wirkungsgrad AEL	%	50-80	65-82	67-82
Wirkungsgrad PEMEL	%	44-82	47-87	82-93
Wirkungsgrad SOEL	%	62	78	60-90
Teillast AEL minimal	%	20-40	10-20	10-20
Teillast PEMEL minimal	%	0-10	0-5	0-5
Ökonomische Kenngrößen				
Investition	€/kW _{el}	850-4.230	500-1.320	426-1.200

Quellen: BEE 2013, BMBF-Forschungsvorhaben 2014, DLR et al. 2012, DVGW 2013, DVGW 2014b, DVGW 2015, Fraunhofer ISE et al. 2011, Öko-Institut 2014a, Sterner 2009, Wietschel et al. 2015c, Stolzenburg et al. 2014

Tabelle 6: Annahmen zur Wasserstoffelektrolyse für nachfolgende Berechnung

	Einheit	2015	2030	2050
Technische Kenngrößen				
Wirkungsgrad gesamt (technisches Potential)	%	75	85	88
Wirkungsgrad gesamt	%	74	80	82
Teillast minimal	%	30	10	10
Ökonomische Kenngrößen				
Investition	€/kW _{el}	2.200	900	470
Wartung, Reparatur und Instandhaltung	€/kW _{el} /a	70 ¹⁾		

Eigene Annahme: ¹⁾ Über eine Lebenszeit von 20 Jahren

4.3 CO₂-Bereitstellung

Für die Herstellung von Methan und Methanol sowie anderen Kohlenwasserstoffen (Benzin, Kerosin etc.) wird Kohlenstoff benötigt. Die Nutzung von Kohlendioxid (CO₂) bietet sich als eine Option an, da so Kohlendioxid einer Verwendung zugeführt werden kann, ohne dabei einen unmittelbaren negativen Beitrag als Treibhausgas zu leisten. Kohlendioxid kann auf unterschiedliche Weise gewonnen werden und muss meist aus Gasgemischen abgetrennt werden. Mögliche Quellen sind Industrieprozesse mit prozessbedingten Kohlendioxidemissionen, biogenen oder fossilen Umwandlungsprozessen sowie die Atmosphäre. Die folgenden Abschnitte geben einen Überblick über die möglichen Mengen an Kohlendioxid aus verschiedenen Quellen.

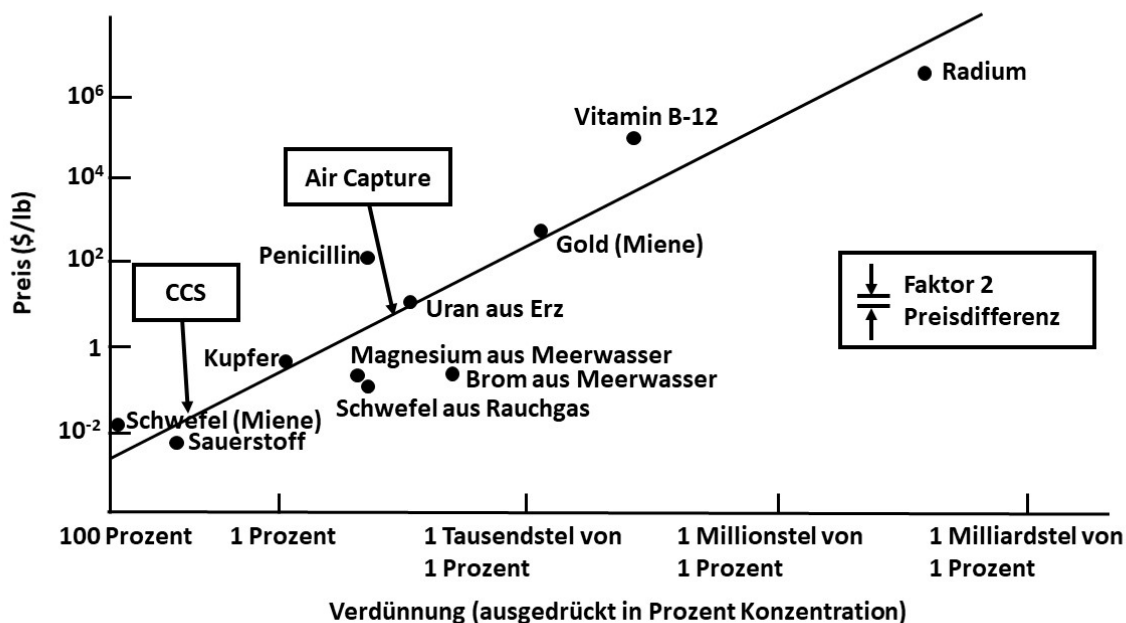
In Biomethananlagen wird CO₂ aus dem Biogasgemisch entfernt, um das Gas ins Gasnetz einspeisen zu können. Für das zurückbleibende hochkonzentrierte CO₂ gibt es derzeit keine Verwendung, so dass es üblicherweise in die Atmosphäre entlassen wird. Daher kann es im Grunde genommen kostenlos für die Methanisierung verwendet werden, wobei weitere Aufbereitungsschritte notwendig werden. 190 von 8.861 Biogasanlagen in Deutschland waren im Jahr 2015 Biomethananlagen und speisten 275 Mio. Nm³ Biomethan ins Erdgasnetz ein (vgl. Bundesnetzagentur 2016). Hierzu wurde eine CO₂-Menge von ca. 450 Mio. Nm³ abgeschieden. Damit könnten bei einer durchschnittlich großen Biomethananlage von theoretisch bis zu 48,5 GWh Strom bzw. bei Verwendung des CO₂ aller Biomethananlagen bis zu 9,2 TWh Strom in Synthetic Natural Gas (SNG) umgewandelt werden. Aus der Produktion der übrigen Biogasanlagen kann ein maximales technisches Umwandlungspotential von über 60 TWh Strom abgeleitet werden (vgl. Michaelis et al. 2015). Bei dieser Hochrechnung muss jedoch beachtet werden, dass Landnutzungskonkurrenzen bei nachwachsenden Rohstoffen bestehen und das CO₂-Potential nicht unabhängig vom verfügbaren Biomassepotential und der Verwendung nachwachsender Rohstoffe ist und im Laufe des Transformationsprozesses vor dem Hintergrund der globalen Herausforderungen national sinken kann (vgl. Jering et al. 2013). Zusätzlich sei angemerkt, dass es neben der Abtrennung von CO₂ auch die Möglichkeit der biologischen und katalytischen Methanisierung gibt. Die biologische Methanisierung kann durch Zufuhr von Wasserstoff direkt im Fermenter bzw. einem nachgelagerten Reaktor ablaufen und damit die Methanausbeute von Biogasanlagen erhöhen. Der Entwicklungsstand der biologischen Methanisierung geht aktuell langsam vom Labormaßstab in den kommerziellen Bereich über. Im Unterschied dazu wird die katalytische Methanisierung bereits kommerziell eingesetzt. Hierbei findet die Methanisierung in einem nachgelagerten Reaktor mittels eines nickel-basierten Katalysators statt (Bär et al. 2015, DVGW 2014).

Nach Trost et al. (2012) besteht heute das größte CO₂-Potential in der Nutzung von Emissionen aus der Stahl- und Zementindustrie. In der Untersuchung wird unterschieden, ob CO₂ zwischengespeichert wird, um es bedarfsgerecht für die Methanisierung bereitstellen zu können, oder nicht. Demnach könnten heute 50 TWh (ohne CO₂-Zwischenspeicherung) bis über 200 TWh Strom (mit CO₂-Zwischenspeicherung) in Methan umgewandelt und gespeichert werden. Zukünftig werden als CO₂-Quellen v. a. die Biogas-, Biomethan- und Bioethanolherstellung sowie Kläranlagen in Betracht gezogen. Hieraus ist bei Berücksichtigung einer CO₂-Zwischenspeicherung in 2020 und 2030 bis zu 50 TWh Strom jährlich in Methan umwandelbar und in 2050 bis zu 150 TWh Strom. Die Studie „Treibhausneutrales Deutschland in 2050“ (UBA 2014) hingegen geht von einer verfügbaren Menge an CO₂ aus Biogas und Industrie von 19,25 Mio. t aus, was einer Menge von 419 TWh/a an regenerativem Methan entspricht.

Eine weitere CO₂-Quelle ist die Atmosphäre. Zur direkten Abtrennung von CO₂ aus der Umgebungsluft (Direct Air Capture Systeme/DAC) bieten sich vor allem Absorptionsverfahren wegen ihres verhältnismäßig niedrigen Energiebedarfs an. Dennoch besitzen sie einen sehr niedrigen Wirkungsgrad im Vergleich zu der Abscheidung aus biogenen CO₂-Quellen, da die CO₂-Gewinnung aus Luft mit höherem technischen und energetischen Aufwand verbunden ist. Diese Form der CO₂-Gewinnung wird

daher voraussichtlich erst in Betracht gezogen, wenn die biogenen und industrieprozessbedingten Ressourcen erschöpft oder vom Bedarfsort weit entfernt sind. Zudem bedarf es mit aktueller Technik an großen platzintensiven Anlagen, um nennenswerte CO₂-Mengen bereitzustellen.

Abbildung 14: Sherwood Plot



Quelle: entnommen aus Ranjan et al. 2011; ins Deutsche übersetzt

Aussagen zu realistischen Kosten bei der DAC und deren Entwicklung sind bisher nicht vorhanden. Die Spanne an Vermeidungskosten reichen von wenigen Euro bis zu Beträgen von über 1.000 Euro/t abgediehnem CO₂ (Goeppert et al. 2012). Wird ein Blick auf den Sherwood Graph geworfen (Abbildung 14), der die Gewinnungskosten eines Rohstoffes ihrem ppm-Anteil an der Ressourcenquelle gegenüberstellt, und auch ein Vergleich zu den Kosten anderer Luftabscheidungsverfahren macht, so ist für die in der Literatur niedrig angegebenen Gewinnungskosten ein erheblicher Technologiesprung erforderlich. Da der Anteil an CO₂ im Rauchgas deutlich höher ist als in der Luft, müssen deutlich höhere Luftmengen bei der DAC bewegt werden als bei der CO₂-Abscheidung aus Kraftwerken oder Industrieprozessen. Daher ist zu erwarten, dass das DAC-Verfahren teurer sein wird. Aktuell befinden sich u. a. zwei Demonstrationsanlagen im Bau, die zeitnah fertiggestellt werden sollen⁸. Mittels der daraus gewonnenen Erkenntnisse ist eine erste Abschätzung über die derzeit anfallenden Abscheidungskosten auf industriellem Maßstab möglich. Langfristig wird mehrheitlich davon ausgegangen, dass der Preis für die Tonne abgediehnem CO₂ unter 300 € fallen wird. Entwickler von DAC-Anlagen bzw. Pilotanlagen erwarten sogar deutlich niedrigere Kosten mit unter 100 €/t abgediehnem CO₂. Die Kosten werden dabei hauptsächlich von der Anlageninvestition und den Energiekosten für den Betrieb geprägt.

⁸ Carbon Engineering (Peacock 2015) bzw. Climeworks (Kronenberg 2015)

Ein kurzer Überblick über die Spannbreiten der ökonomischen Kenngrößen der CO₂-Gewinnung kann noch einmal Tabelle 7 entnommen werden. Um für diese Studie einheitliche vereinfachte Zahlenwerte zu haben, werden die Annahmen aus Tabelle 8 der CO₂-Gewinnung für die nachfolgenden Berechnungen dieser Studie zugrunde gelegt.

Tabelle 7: Bandbreite aus der Literatur zur CO₂-Gewinnung

	Verfahren	Einheit	2010-2015	2030	2050
Ökonomische Kenngrößen					
Investition	Post-Combustion	€/kW _{install}	420-1.500	36-1.397	62-1.518
Investition	DAC	€/(t CO _{2,install} /a)	270-22.400		
CO ₂ -Abscheidungskosten	Kraftwerke	€/t CO ₂	23-67		
CO ₂ -Abscheidungskosten	Industrieprozesse	€/t CO ₂	55-143		
CO ₂ -Abscheidungskosten	DAC	€/t CO ₂	9-910 ¹⁾		
CO ₂ -Transportkosten	-	€/t CO ₂	3,1-42		

Quellen: IEAGHG 2011, American Physical Society 2011, BEE 2013, Kuckshinrichs 2013, Rubin et al. 2007, Sterner 2009, Wietschel et al. 2015c, Goepfert et al. 2012, Broehm et al. 2015, Climeworks 2015, Lackner 1999a, Lackner 1999b, Ranjan 2010, CBC News 2015, Kronenberg 2015

¹⁾ Hier weichen die Literaturwerte sehr stark voneinander ab. Eine realistische Bandbreite dürfte zwischen 100 bis 300 €/t CO₂ sein

Tabelle 8: Annahmen zur CO₂-Gewinnung für nachfolgende Berechnungen

	Verfahren	Einheit	2010-2015	2030	2050
Technische Kenngrößen					
CO ₂ -Abscheidungsgrad	Post-Combustion	%	85	90	90
CO ₂ -Abscheidungsgrad	DAC	%	50	55	60
Ökonomische Kenngrößen					
Investition	Post-Combustion	€/kW _{install} ¹⁾	1.250	1.036	647
Investition	DAC	€/(t CO _{2,install} /a)	4.000	3.500	2.000
Fixe O&M	Post-Combustion	€/kW _{install} ¹⁾	30 ²⁾		
Fixe O&M	DAC	€/t CO ₂	170 ²⁾		
CO ₂ -Bereitstellungskosten	Kraftwerke/ Industrieprozesse	€/t CO ₂	57	52	50
CO ₂ -Bereitstellungskosten	DAC	€/t CO ₂	500	444	230
CO ₂ -Transportkosten	-	€/t CO ₂	5		

Eigene Annahme: ¹⁾ zusätzliche Investition an Kraftwerken zur CO₂-Abscheidung, ²⁾ über eine Lebenszeit von 20 Jahren

4.4 Techno-ökonomische Daten für die Methanherstellung

Methan als Hauptbestandteil von Erdgas ist ein begehrter Energieträger. Im Gegensatz zu Wasserstoff kann Methan bei der Verbrennung neben Wärme zusätzlich als Kohlenstofflieferant in der Industrie

dienen und ist zudem teilweise technisch besser einsetzbar. Zudem kann Methan uneingeschränkt ins Erdgasnetz eingespeist werden, was mit Wasserstoff nicht möglich ist. Neben fossilen Erdgasquellen lässt sich Methan auch regenerativ herstellen. Pilotanlagen, z. B. in Stuttgart, oder kommerzielle Demonstrationsanlagen, wie in Werlte, wurden bereits hierfür errichtet⁹. Die Methanisierung wurde vor dem Hintergrund der Ölkrise in den 1970er-Jahren zur industriellen Reife gebracht, konnte sich aber bisher kommerziell nicht durchsetzen.

Bei der Methanisierung reagieren exotherm regenerativer Wasserstoff mit Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid zu Methan und Wasser. Theoretisch ließe sich so der ganze Bedarf an Erdgas regenerativ herstellen und so z. B. einen Großteil der Industrie indirekt elektrifizieren. Neben Wasserstoff ist für die regenerative Methanerzeugung auch ein Kohlenstofflieferant erforderlich. Angaben aus der Literatur zu technischen und ökonomischen Kenngrößen können der Tabelle 9 entnommen werden. Die für diese Studie angesetzten Kenngrößen sind der Tabelle 10 zu entnehmen.

Tabelle 9: Bandbreite aus der Literatur zur Methanisierung

	Einheit	2010-2015	2030	2050
Technische Kenngrößen				
Wirkungsgrad Gesamtanlage (H ₂ -Bereitstellung + Methanisierung)	%	49-68	53-70	67
Wirkungsgrad Methanisierung	%	75-85	80-90	90
Ökonomische Kenngrößen				
Investition (Methanisierung)	€/kw _{el}	350-2.325	200-1.400	120-1.200

Quellen: BEE 2013, BMBF-Forschungsvorhaben 2014, DLR et al. 2012, DVGW 2013, DVGW 2014a, DVGW 2014b, DVGW 2014c, DVGW 2015, Fraunhofer ISE et al. 2011, Öko-Institut 2014a, Sterner 2009, Wietschel et al. 2015c

Tabelle 10: Annahmen zur Methanisierung für nachfolgende Berechnungen

	Einheit	2015	2030	2050
Technische Kenngrößen				
Wirkungsgrad Gesamtanlage ohne DAC ¹⁾	%	58	64	68
Wirkungsgrad Gesamtanlage mit DAC	%	52	57	64
Teillast minimal	%	100	50	50
Ökonomische Kenngrößen				
Investition (Methanisierung+Elektrolyse)	€/kw _{el}	3.740	1.200	590
Fixe O&M	€/kw _{el} /a	80 ²⁾		

Eigene Annahme: ¹⁾ CO₂-Bereitstellung aus Kraftwerken/Industrie mit Wirkungsgrad 100 %, ²⁾ über eine Lebenszeit von 20 Jahren

⁹ Eine Übersicht zu Demonstrations- und Pilotanlagen findet sich hier: http://www.powertogas.info/roadmap/pilotprojekte-im-ueberblick/?no_cache=1

Es ist eine analoge Entwicklung wie bei Wasserstoff festzustellen. Es wird von einem Wirkungsgradanstieg von 58 % bis 64 % in 2030 auf 68 % in 2050 und einem Rückgang bei den Investitionen von 3.670 €/k_{Wh} bis 1.200 €/k_{Wh} (2030) auf 590 €/k_{Wh} (2050) ausgegangen.

4.5 Techno-ökonomische Daten für die Methanolherstellung

Die Methanolherstellung wird als Sektorkopplungsoption in einem eigenen Abschnitt genauer analysiert, sodass auf den Abschnitt 5.4.6 verwiesen wird. Zusätzlich werden die Wirkungsgrade der SKO noch einmal in Tabelle 11 dargestellt.

Tabelle 11: Annahmen zur Methanolherstellung für nachfolgende Berechnungen

	Einheit	2015	2030	2050
Technische Kenngrößen				
Wirkungsgrad Gesamtanlage ohne DAC ¹⁾ (technisches Potential)	%	62	70	73
Wirkungsgrad Gesamtanlage mit DAC (technisches Potential)	%	54	62	69

Eigene Annahme: ¹⁾ CO₂-Bereitstellung aus Kraftwerken/Industrie mit Wirkungsgrad 100 %

4.6 Gesteigungskosten von Wasserstoff, Methan und Methanol über Strom als Ausgangsenergieträger

Im Folgenden werden basierend auf den eben vorgestellten Parametern für die verschiedenen Herstellungsarten die Kosten der strombasierten Produktion von Wasserstoff, Methan und Methanol berechnet (Tabelle 12). Dabei werden die Annahmen des AMS und KS95 zugrunde gelegt. Auf den Strompreis werden pauschalisiert 20 €/MWh_{el}¹⁰ aufgeschlagen, die die Entgelte für die Nutzung der Strominfrastruktur abdecken. Einzelne Parameter werden in den Berechnungen variiert, um den Einfluss dieser Größen auf die Herstellungskosten darzulegen. Dies sind die Stromkosten (unterer Wert aus dem AMS und oberer Wert aus KS95) und Kosten für CO₂ (unterer Wert CO₂ aus der Industrie, oberer Wert aus der Atmosphäre).

Anhand der ermittelten Gesteigungskosten wird Folgendes deutlich:

Wasserstoff ist der Energieträger, der strombasiert am kostengünstigsten hergestellt werden kann. Dies liegt daran, dass die Produktion von Methan und Methanol auf Wasserstoff aufbaut und zusätzlich weitere Umwandlungsschritte benötigt werden, die sowohl mit zusätzlichen Wirkungsgradverlusten als auch Kosten verbunden sind.

Die Strombezugskosten haben großen Einfluss auf die Gesteigungskosten. Im Jahr 2050 sind die Strombezugskosten im KS95 um etwa 100 €/MWh_{el} höher als im AMS. Dies bewirkt bei allen betrachteten Energieträgern eine Verteuerung der Gesteigungskosten um etwa den Faktor 1,5.

Die Art der CO₂-Abscheidung ist mit unterschiedlichen Kosten verbunden, die eine große Spannweite aufweisen. Dementsprechend hängen auch die Gesteigungskosten von Methan und Methanol stark von der CO₂-Quelle ab. Bei Verwendung von CO₂, das aus der Luft abgeschieden wird, bewegen sich

¹⁰ Es wird von einem Anschluss der Produktionsanlagen am Hochspannungsnetz ausgegangen.

die Gesteungskosten im Jahr 2050 für Methan im Bereich von 206 bis 417 €/MWh_{CH₄} und die für Methanol im Bereich von 200 bis 426 €/MWh_{CH₃OH}.

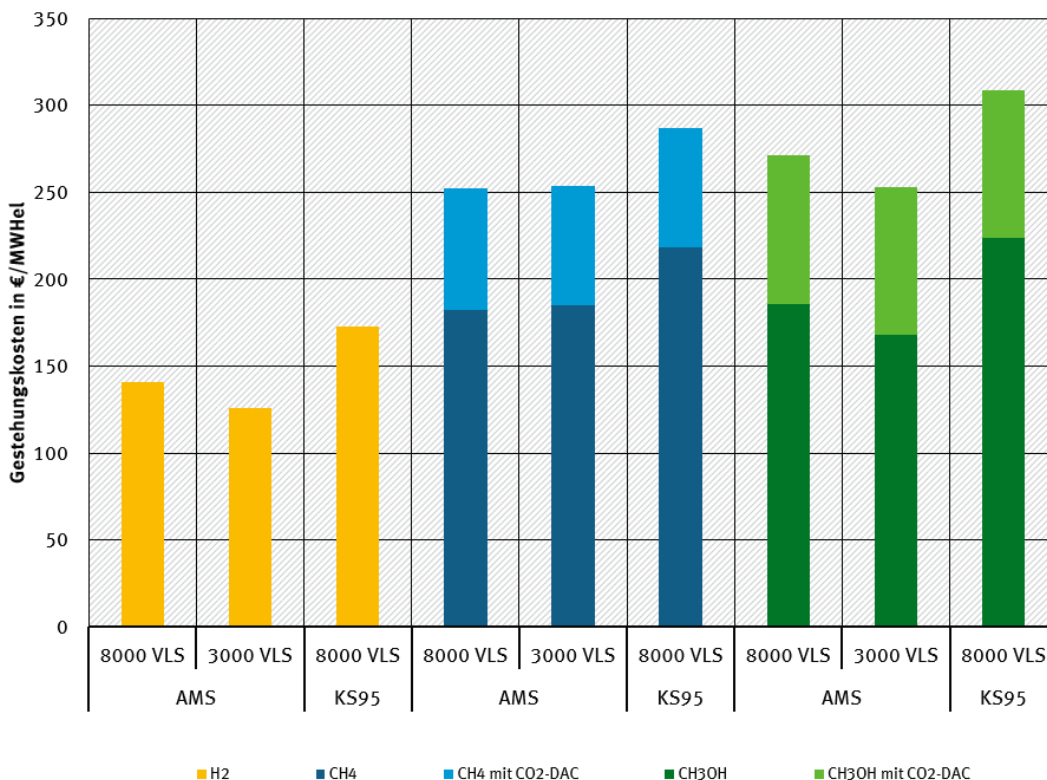
Tabelle 12: Gesteungskosten verschiedener Energieträger

Energieträger	Parameter / Gesteungskosten	Einheit	2015	2030	2050
Wasserstoff					
AMS	Volllaststunden	H	8.000	8.000	8.000
	Strompreis (AMS) + Netzentgelte	€/MWh _{el}	52	94	141
	H ₂ -Gesteungskosten	€/MWh _{H₂}	107	141	192
Sensitivitätsszenario Elektrolyseur	Volllaststunden	H	3.000	3.000	3.000
	Strompreis (3.000 niedrigste Spotmarktpreise des AMS) + Netzentgelte	€/MWh _{el}	41	57	63
	H ₂ -Gesteungskosten	€/MWh _{H₂}	149	126	119
KS95	Volllaststunden	H	8.000	8.000	8.000
	Strompreis (KS95) + Netzentgelte	€/MWh _{el}	52	119	235
	H ₂ -Gesteungskosten	€/MWh _{H₂}	107	173	310
Methan					
AMS	CO ₂ -Abscheidungskosten	€/t CO ₂	57-500	52-444	50-230
	Volllaststunden	H	8.000	8.000	8.000
	Strompreis (AMS) + Netzentgelte	€/MWh _{el}	52	94	141
Sensitivitätsszenario Elektrolyseur	CH ₄ -Gesteungskosten	€/MWh _{CH₄}	163-242	182-252	219-251
	Volllaststunden	H	3.000	3.000	3.000
	Strompreis (3.000 niedrigste Spotmarktpreise des AMS) + Netzentgelte	€/MWh _{el}	41	57	63
KS95	CH ₄ -Gesteungskosten	€/MWh _{CH₄}	266-345	185-254	154-186
	Volllaststunden	H	8.000	8.000	8.000
	Strompreis (KS95) + Netzentgelte	€/MWh _{el}	52	119	235
KS95	CH ₄ -Gesteungskosten	€/MWh _{CH₄}	163-242	218-287	343-376
	Volllaststunden	H	8.000	8.000	8.000
	Strompreis (KS95) + Netzentgelte	€/MWh _{el}	52	119	235
Methanol					
AMS	CO ₂ -Abscheidungskosten	€/t CO ₂	57-500	52-444	50-230
	Volllaststunden	H	8.000	8.000	8.000
	Strompreis (AMS) + Netzentgelte	€/MWh _{el}	52	94	141
Sensitivitätsszenario Elektrolyseur	CH ₃ OH-Gesteungskosten	€/MWh _{CH₃OH}	146-242	186-271	248-287
	Volllaststunden	H	3.000	3.000	3.000
	Strompreis (3.000 niedrigste Spotmarktpreise des AMS) + Netzentgelte	€/MWh _{el}	41	57	63
KS95	CH ₃ OH-Gesteungskosten	€/MWh _{CH₃OH}	196-292	168-253	161-200
	Volllaststunden	H	8.000	8.000	8.000
	Strompreis (KS95) + Netzentgelte	€/MWh _{el}	52	119	235
KS95	CH ₃ OH-Gesteungskosten	€/MWh _{CH₃OH}	146-242	224-309	387-426
	Volllaststunden	H	8.000	8.000	8.000
	Strompreis (KS95) + Netzentgelte	€/MWh _{el}	52	119	235

In der Berechnung ist allgemein angenommen, dass die Produktion das ganze Jahr läuft (8.000 Volllaststunden). Dies bedeutet, dass sowohl zu Zeiten hoher als auch niedriger Spotmarktpreise Strom für die Produktion der Kraftstoffe bezogen wird. Es ist allerdings auch denkbar, dass die Elektrolyse

an weniger Stunden im Jahr betrieben wird, und dafür zu durchschnittlich niedrigeren Spotmarktpreisen den Strom beziehen kann. In dem Sensitivitätsszenario Elektrolyseur wird daher eine Auslastung von 3.000 Stunden unterstellt, in denen Strom zu den niedrigsten Preisen des AMS eingekauft wird. Dadurch verringert sich der durchschnittliche Strompreis gegenüber einer Auslastung von 8.000 Stunden, siehe dazu auch die Abbildung 17.

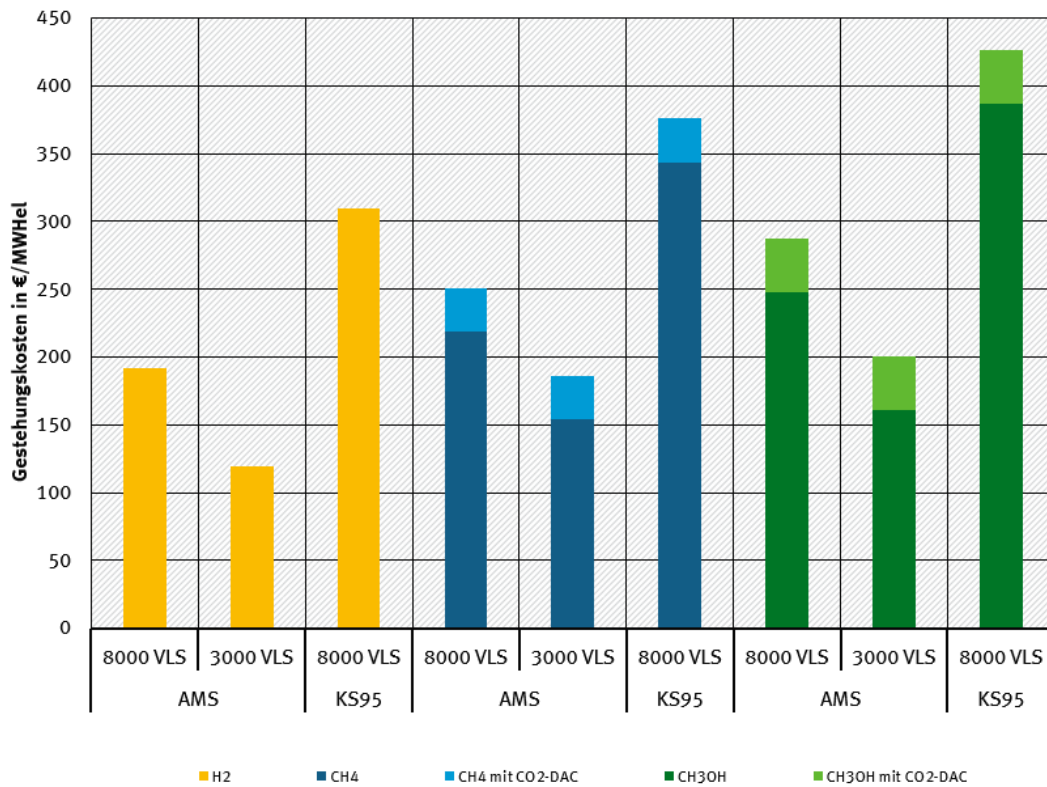
Abbildung 15: Gestehungskosten für H₂, Methan und Methanol für das AMS und KS 95 mit den Sensitivitäten für das Jahr 2030 (vgl. Tabelle 12)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

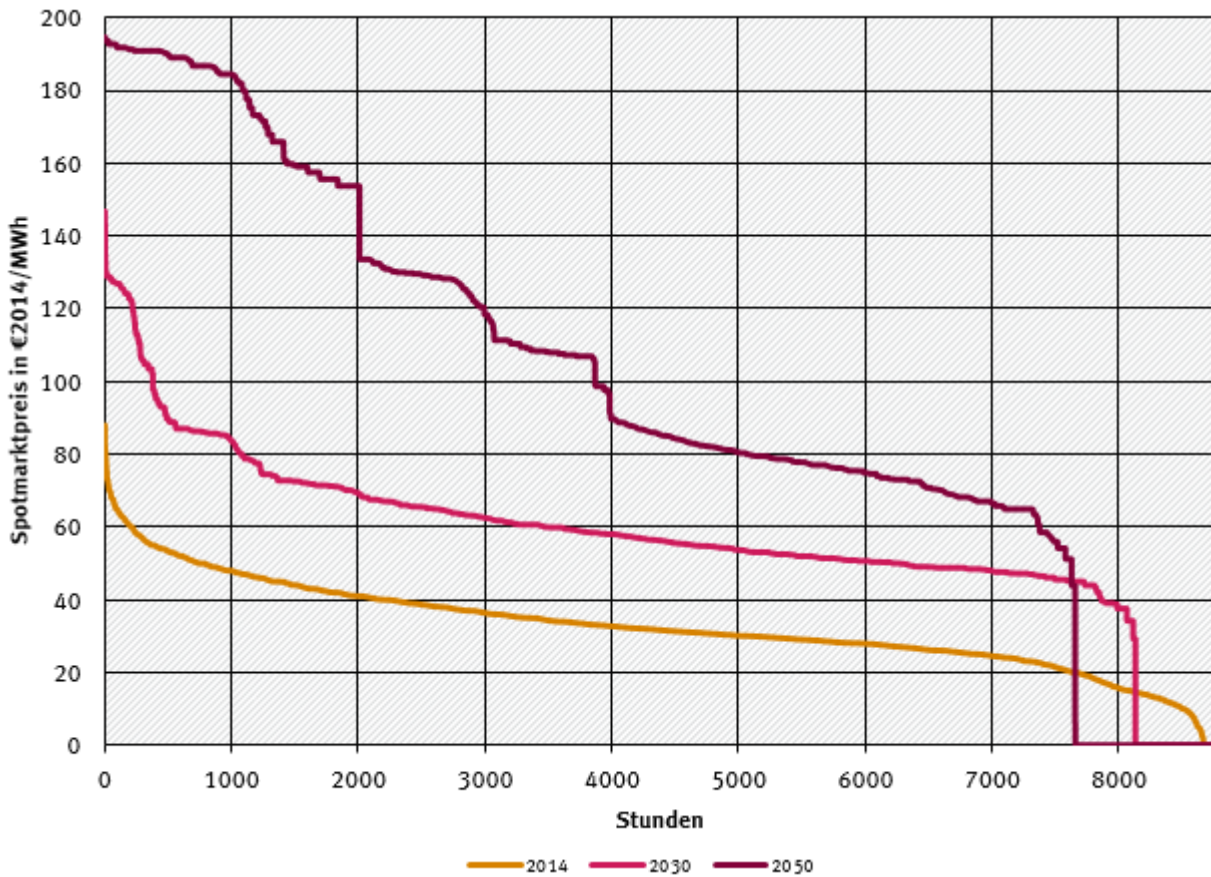
Für die Summe der Gestehungskosten der Endenergieträger ergibt sich ein interessanter Effekt: : Unter heutigen Rahmenbedingungen (Werte für 2015, siehe Tabelle 11) sind die Gestehungskosten bei 3.000 Volllaststunden im Vergleich zur Auslastung mit 8.000 Stunden höher, da die vergleichsweise hohe Investition in die Elektrolyse auf eine geringere Produktionsmenge an Wasserstoff, Methan oder Methanol verteilt wird. Außerdem sind die Strombezugskosten in 2015 auch für 8.000 Stunden vergleichsweise niedrig. Zukünftig sinkt die spezifische Investition des Elektrolyseurs, sodass die Strombezugskosten stärker ins Gewicht fallen. Hierdurch zeigt sich im Jahr 2050, dass die Energieträger im AMS bei einer Auslastung von 3.000 Stunden zu niedrigeren Kosten produziert werden können als bei einer Auslastung von 8.000 Stunden, bei der auch hohe Spotmarktpreise in vielen Stunden des Jahres bezahlt werden müssten. Dazu trägt auch bei, dass der Spotmarktpreis durchschnittlich steigt und stärker schwankt, das heißt., es entstehen im Vergleich zu heute häufiger sehr niedrige, aber auch sehr hohe Preise. Eine Beschränkung des Strombezugs auf Stunden mit niedrigen Preisen kann daher Vorteile haben, wie die Sensitivität zeigt.

Abbildung 16: Gestehungskosten für H₂, Methan und Methanol für das AMS und KS 95 mit den Sensitivitäten für das Jahr 2050 (vgl. Tabelle 12)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 17: Jahresdauerlinie der Spotmarktpreise im AMS



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Zu berücksichtigen ist bei dieser Sensitivität, also in einer Variante mit 3.000 Volllaststunden, dass dann deutlich mehr Elektrolyseurleistung installiert werden müsste, um die gleiche Menge strombasierter Kraftstoffe herzustellen wie im Fall mit 8.000 Volllaststunden Elektrolyseurauslastung. Diese Elektrolyseure würden dann auch zu ähnlichen Zeitpunkten Strom nachfragen und um die niedrigen Preise konkurrieren, was wiederum Rückwirkungen auf den Spotmarktpreis haben kann, insbesondere dann, wenn viel Elektrolyseurleistung installiert werden würde. Die Spotmarktpreise würden dann in diesen Stunden tendenziell steigen, was in den Betrachtungen hier nicht berücksichtigt ist.

Die Variante mit 3.000 Volllaststunden und niedrigen Strompreisen kann auch als Repräsentant eines Szenarios gesehen werden, bei dem der Elektrolyseur direkt mit einem Windpark gekoppelt wird (Wind-On-Shore mit 3.000 Volllaststunden und 63 €/MWh_{el} Stromgestehungskosten (und evtl. Netzkosten), was für 2050 ein realistisches Szenario ist (siehe z. B. zur Entwicklung von Volllaststunden und Gestehungskosten von On-Shore-Windkraftanlagen Wietschel et al. 2015c).

5 Stand und technisches Umsetzungspotential von Sektorkopplungsoptionen

5.1 Einleitung

Dieses Kapitel liefert einen Überblick zu Sektorkopplungsoptionen (SKO). Dazu werden technisch mögliche und wichtige SKO identifiziert und das technische Potential ausgewiesener Optionen unter bestimmten Rahmenbedingungen auf Basis obengenannter Szenarien ermittelt.

Zur Identifizierung und Auswahl von Sektorkopplungsoptionen werden Technologien analysiert, die es erlauben, bisher fossil betriebene Prozesse bzw. Anwendungen zu elektrifizieren und dadurch zur Energiewende beizutragen. Die Auswahl vielversprechender Optionen erfolgt unter Verwendung mehrerer Kriterien. Von größter Bedeutung sind dabei die potentiellen Beiträge der Sektorkopplungsoption zur Dekarbonisierung des Energiesystems. Es wird zudem die Änderung des Stromverbrauchs durch die Elektrifizierung der SKO und deren Möglichkeit, zusätzliche Flexibilität anbieten zu können, berücksichtigt. Neben diesen technischen Eigenschaften spielt bei der Auswahl aber auch die Wirtschaftlichkeit und die Zielerreichung politischer Ziele eine wesentliche Rolle. Als Datengrundlage zur Identifizierung und Auswahl der SKO dienen verschiedene Studien, Mitteilungen zu neuen Forschungsvorhaben und -projekten und sonstige Veröffentlichungen.

Die Bestimmung des technischen Potentials erfolgt schrittweise. Nach der Auswahl einer SKO wird eine Referenztechnik (RT) festgelegt, die durch die SKO potentiell ersetzt werden kann. Die RT ist dabei eine Einzeltechnologie bzw. ein Technologiemix, die einen Prozess bzw. die Anwendung hauptsächlich prägt. Sowohl für die Sektorkopplungstechnik (SKT) als auch für die RT werden dann der aktuelle Stand der Technik, die möglichen zukünftigen technischen Potentiale und die momentane Marktdurchdringung dargestellt. Anschließend erfolgt eine quantitative Auswertung des technischen Potentials der Sektorkopplungsoption bezüglich der potentiellen Effekte auf die Endenergieentwicklung. Als Basis dienen die Rahmenbedingungen der beiden Szenarien, das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (AMS) und das Klimaschutzszenario 95 (KS95), der Studie „Klimaschutzszenario 2050“ (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015), die, wo es für die Analyse erforderlich ist, entsprechend um weitere konsistente Rahmendaten ergänzt werden. Zusätzlich zur besseren Einordnung der technischen Potentiale der SKO werden noch Potentiale für sonstige technische Flexibilitätsoptionen wie Speicher und Lastmanagement beschrieben. Abschließend wird dann ein erster kurzer Vergleich der untersuchten SKO durchgeführt.

Das technische Potential wird so verstanden, dass hier eine maximal technisch mögliche Marktpenetration unterstellt wird, die weitgehend ohne Aspekte der Wirtschaftlichkeit oder Berücksichtigung anderer Einschränkungen (z. B. notwendige Verhaltensänderungen durch häufigeres „Betanken“ bei der Nutzung von Elektrofahrzeugen) getroffen werden. Deutlich unrealistische Annahmen, wie der komplette Ersatz bestehender Anlagen, obwohl sie ihr wirtschaftliches Lebensende noch nicht erreicht haben, werden dabei allerdings nicht getroffen. Unter diesen Annahmen ist klar, dass das technische Potential eine Obergrenze darstellt, die aber nicht mit einem realistischen Marktpenetrationsszenario gleichgesetzt werden kann. Durch den Vergleich der technischen Potentiale werden aber Hinweise darauf geliefert, in welchen Bereichen SKO evtl. einen hohen energie- und klimapolitischen Beitrag leisten könnten, der später genauer zu analysieren ist.

5.2 Verkehr

5.2.1 Einleitung

Im Verkehrssektor tragen im Wesentlichen der Individualverkehr, der Güterverkehr, der Flugverkehr und der Schiffstransport zu den THG-Emissionen bei (siehe Abbildung 18). Aufgrund ihrer hohen Relevanz bezüglich der Treibhausgasminde rung sowie dem Umstand, dass gerade hier SKO derzeit stark diskutiert und teilweise bereits eingeführt werden, wie die Elektromobilität, konzentriert sich die vorliegende Studie auf den Pkw- und den Lkw-Bereich.

Wichtigste Optionen für den Schiffsverkehr sind, bis auf einzelne Anwendungsfälle (z. B. Kurzstreckenfährtbetrieb, Segelenergie), Flüssigkraftstoffe sowie zukünftig eventuell stärker auch auf Gasen basierende Antriebstechniken. Auch beim Flugverkehr werden aus heutiger Sicht weiterhin auf Flüssigkraftstoffen basierende Antriebe die dominierende Technik bleiben (Bergk et al. 2016). Als Sektorkopplungsoption kommt für diese beiden Sektoren der Einsatz von strombasierten Kraftstoffen (Methan, Methanol, Fischer-Tropsch-Kraftstoffen) in Frage. Vorteil vieler derartiger strombasierter Kraftstoffe ist, dass ein Großteil der vorhandenen Erzeugungs- und Verteilinfrastruktur für fossile Flüssigkraftstoffe – sowie die bisherigen Antriebstechnologien – weiterhin genutzt werden können¹¹. Auch kann ein hochqualitativer und letztlich quasi klimaneutraler flüssiger Treibstoff mit bekannten Eigenschaften verfügbar gemacht werden. Im Schiffsverkehrs ist prinzipiell auch der Einsatz von Wasserstoff als strombasiertem Kraftstoff technisch möglich, auch wenn dadurch bei weniger Ladung transportiert werden kann. Aktuell sind im Schiffsverkehr jedoch keine Entwicklungen in Richtung Wasserstoff zu beobachten.

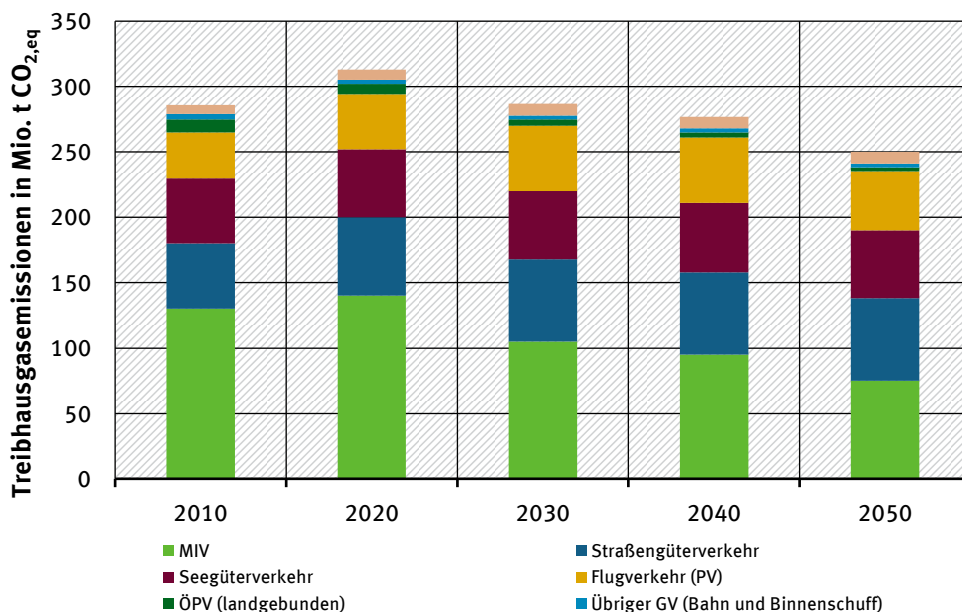
Mengenmäßig kleinere Potentiale in der Mobilität bieten noch die Busse und der Schienenverkehr. Die gesamte Energienachfrage durch Busse ist im Vergleich zu anderen Mobilitätsanwendungen jedoch eher klein. Hier kommen Batteriebusse, die gerade in China schon in großer Stückzahl produziert werden und zum Einsatz kommen, Oberleitungsbusse oder Brennstoffzellenbusse als SKO in Frage. Im Schienenverkehr ergibt sich ebenfalls noch ein Potential für den Einsatz von Wasserstoff¹². Die Dieselloks, die auf derzeit noch nicht elektrifizierten Zugstrecken eingesetzt werden, könnten durch BZ-Lokomotiven oder -Triebwägen ersetzt werden. Erste Prototypenentwicklungen sowie Pilotprojekte gibt es hier bereits. Eine weitere Alternative ist die zunehmende Elektrifizierung der Bahnstrecken.

Für den Pkw- und Lkw-Bereich stehen eine Reihe an SKO technisch zur Verfügung (z. B. die direkte Stromnutzung über Elektrofahrzeuge oder die Nutzung von strombasierten Kraftstoffen wie Methanol oder Methan) oder entsprechende hybridisierte Anwendungen. In den folgenden Ausführungen werden für den Pkw- und den Lkw-Sektor die einzelnen Optionen diskutiert und für die Vielversprechendsten der Stand und das technische Potential erhoben.

¹¹ Für Methan stimmt dies allerdings nur bedingt.

¹² Siehe zum Entwicklungsstand und Potentialen e-mobil BW 2016.

Abbildung 18: Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor in Deutschland – Stand und Prognose



Quelle: Daten aus Blanck et al. 2013, BAU-Szenario

5.2.2 Personenkraftwagen (Pkw) und leichte Nutzfahrzeuge (LNF)

Einleitung und Status quo

Personenkraftwagen (abgekürzt Pkw) sind mehrspurige Fahrzeuge mit eigenem Antrieb zum vorwiegenden Zwecke der Personenbeförderung. Sie bilden die Klasse M1 der Richtlinie 2007/46/EG, haben ein zulässiges Gesamtgewicht von 3,5 t und dürfen maximal neun Personen befördern. Zur Klasse M1 zählen vor allem die Pkw und Kleinbusse. Die Klasse N1 bilden kleinere Nutzfahrzeuge (LNF) wie beispielsweise Kleintransporter.

Tabelle 13 zeigt die Bestandszahlen und Neuzulassungen im Jahre 2014. Im Verlauf der letzten Jahre stiegen die Bestandszahlen immer noch leicht an.

Tabelle 13: Kennzahlen zum aktuellen Stand (2014) der Pkw und der leichten Nutzfahrzeuge (LNF) in Deutschland

Bestand in t	Neuzulassungen in t	Brennstoffverbrauch in TWh	Stromverbrauch in TWh
Pkw 43.850 ¹⁾	3.040 ²⁾	405,4 ³⁾	0,1 ³⁾
LNF 2.000 ¹⁾	228 ⁴⁾	40,8 TWh ³⁾	0 ³⁾

Datenquelle: ¹⁾ Statistisches Bundesamt 2014; ²⁾ KBA 2015; ³⁾ eigene Berechnungen ⁴⁾ ACEA 2015

Da Pkw und leichte Nutzfahrzeuge bezüglich der möglichen alternativen Kraftstoffe und Antriebssysteme Parallelen aufweisen, werden sie zusammen behandelt, allerdings bezüglich Stand und technischen Potentials getrennt ausgewertet.

Referenztechnik

Als RT werden die konventionellen Diesel- und Benzin-Pkw herangezogen. Es wird bei den Berechnungen immer von ihren Anteilen entsprechend des zugrunde gelegten Szenarios ausgegangen. Bei

den LNF wird als Referenzfahrzeug der Dieselantrieb ausgewählt, der aktuell in Deutschland einen Marktanteil von über 90 % hat (siehe IFEU 2010).

5.2.2.1 Elektromobilität (Pkw, LNF)

Sektorkopplungsoption Elektromobilität

Neben Pkw werden leichte Nutzfahrzeuge sowie für gewisse Anwendungen wie innerstädtische Belieferungen auch kleine Lkw (bis 3,5 t) als Elektromobile (EV) betrachtet. Elektromobilität im Sinne der Bundesregierung umfasst all jene Fahrzeuge, die von einem Elektromotor angetrieben werden und ihre Energie überwiegend aus dem Stromnetz beziehen, also extern aufladbar sind. Dazu gehören rein elektrisch betriebene Fahrzeuge (BEV) sowie hybride Konzepte (BMU 2015). Wird bei hybriden Fahrzeugkonzepten die Option realisiert, auch direkt mit dem Verbrennungsmotor zu fahren, spricht man von Plug-in Hybrid Electric Vehicle (PHEV). Range-Extender-Fahrzeuge (REEV) haben zusätzlich zur Batterie einen Verbrennungsmotor mit Generator zur Reichweitenverlängerung. Dieser liefert zusätzlichen Strom für die Batterie, treibt das Fahrzeug jedoch nicht direkt an.

Wesentliche Herausforderungen der Elektromobilität liegen derzeit in den hohen Anschaffungskosten für das Fahrzeug, wesentlich bestimmt durch die Batteriepreise, und die beschränkte Reichweite der Fahrzeuge, hervorgerufen durch die geringe gravimetrische Energiedichte der Batterien. Lithium-Ionen-Batterien stellen derzeit den dominierenden Batterietyp dar. An optimierten Lithium-Ionen-Technologien wird derzeit gearbeitet und nach 2025 können dann evtl. auch Post-Lithium-Batterien (u. a. der Solid-State-Technologie oder der Lithium-Luft-Technologie) kommerziell zur Verfügung stehen, die höhere Energiedichten und damit längere Reichweiten ermöglichen¹³. Eine weitere Herausforderung liegt in den Sicherheitsanforderungen für die Batterie. Derzeit wird viel an Materialfragen und Produktionsprozessen gearbeitet.

Des Weiteren müssen Ladepunkte ausgebaut werden, wobei der Ladeinfrastrukturaufbau für Elektrofahrzeuge einfacher umzusetzen ist als beispielsweise bei Wasserstoff. Das Stromnetz ist flächendeckend ausgebaut und vergleichsweise günstige Lademöglichkeiten sind bereits vorhanden bzw. können recht einfach ergänzt werden (siehe Wietschel et al. 2015b). Dies gilt für den Einsatz von EV in gewerblichen Flotten, für die die Ladeinfrastruktur am Firmensitz mit vertretbarem Aufwand bedarfsgerecht umgesetzt werden kann. Aber auch bei privaten Erstnutzern von Elektrofahrzeugen, die bei der bisherigen Marktdurchdringung laut Studienergebnissen überwiegend in ländlichen und vorstädtischen Gebieten wohnen und über eine Garage oder einen eigenen Stellplatz verfügen, können Lademöglichkeiten verhältnismäßig einfach und kostengünstig eingerichtet werden (Wietschel et al. 2012).

Szenarienfestlegung Elektromobilität

Die Bundesregierung visiert für zweispurige Elektrofahrzeuge einen Markthochlauf von mindestens 6 Mio. bis 2030 im Bestand an¹⁴. Aufgrund der aktuellen Marktentwicklung in Deutschland wurde das Ziel 1 Mio. Elektrofahrzeuge im Jahre 2020 bereits seitens der Bundesregierung als nicht mehr realisierbar eingeräumt.

¹³ Siehe zum Entwicklungsstand und Forschungsbedarf von Batterien für die Elektromobilität Thielmann et al. 2012, KLIB 2015, Stenzel et al. 2015 und NPE 2016a.

¹⁴ Siehe NPE 2010.

Wenn man sich relevante Studien¹⁵ zur Entwicklung von alternativen Antrieben im Verkehr vor dem Hintergrund der Reduzierung der Treibhausgase anschaut, spielt die Elektromobilität im Pkw-Sektor in den meisten Studien eine wichtige Rolle bzw. wird sie bis 2050 sogar zum dominierenden Antriebssystem bei Pkw. Auch in entsprechenden aktuellen internationalen Studien findet sich die Elektromobilität prominent wieder.

Die aktuelle Marktdurchdringung sowie die beiden Szenarien zur möglichen künftigen Marktdurchdringung von Pkw und LNF sind den Klimaschuttszenarien entnommen (siehe Tabelle 14). Dabei wird für das technische Potential davon ausgegangen, dass alle Fahrzeuge auf BEV bzw. PHEV umgestellt werden (bei den anderen SKO im Verkehr gelten vergleichbare Annahmen).

Tabelle 14: Entwicklung des Pkw- und LNF-Bestands sowie der Antriebsarten in den zwei Szenarien der Studie Klimaschuttszenarien

Szenario Jahr		2010	AMS 2050	KS95 2050
Pkw in Tsd.		41.737	43.353	32.179
	Diesel	27 %	25 %	1 %
	Benzin	73 %	40 %	4 %
	Erdgas/Methan	-	-	15 %
	PHEV	-	30 %	68 %
	Elektrisch	-	6 %	7 %
	Brennstoffzelle	-	-	5 %
Leichte Nutzfahrzeuge in Tsd.		1.876	2.430	2.067
	Diesel	92 %	70 %	49 %
	Benzin	8 %	-	-
	PHEV	-	25 %	32 %
	Elektrisch	-	5 %	7 %
	Brennstoffzelle	-	-	11 %
Lkw in Tsd.		709	1.175	1.099
	Diesel	100 %	84 %	81 %
	PHEV	-	16 %	14 %
	Brennstoffzelle	-	-	5 %

Quelle: Daten aus Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015

¹⁵ Siehe Kreyenberg et al. 2015, UBA 2015, UBABlanck et al. 2013, UBA 2016. In UBA (2016) (und auch anderen Studien) wird der Einsatz der Elektromobilität bei Pkw klar vor dem Einsatz von PtG- und PtL-Optionen gesehen, die später noch behandelt werden.

Auswertung Elektromobilität

Tabelle 15: Technisches Potential der Elektromobilität (Pkw) in Deutschland für zwei Szenarien¹⁶

Pkw	2014	2030	2050
Unter KS95-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in Tsd. Stück ¹⁾	28	39.804	32.179
Referenztechnik			
Verbrauch in kWh/km ⁴⁾	0,719 Benzin 0,656 Diesel	0,483 Benzin 0,464 Diesel	0,308 Benzin 0,336 Diesel
Kraftstoffverbrauch in TWh ^{1) 3)}	466,5	287,6	155,3
Fossiler Primärenergieträgerverbrauch in TWh ⁵⁾	555,0	365,5	247,3
Sektorkopplungstechnik			
Verbrauch in kWh/km ³⁾	0,661 Benzin 0,225 PHEV el. 0,250 BEV el.	0,489 Benzin 0,203 PHEV el. 0,197 BEV el.	0,308 Benzin 0,161 PHEV el. 0,158 BEV el.
Kraftstoffverbrauch in TWh ^{2) 3)}	0,0	11,8	1,5
Stromverbrauch in TWh ^{2) 3)}	0,1	114,8	76,6
Eingesparte Endenergie in TWh	0,2	161,0	77,2
Eingesparte fossile Endenergie in TWh	0	275,8	153,8
Unter AMS-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in Tsd. Stück ¹⁾	28	42.686	43.353
Referenztechnik			
Verbrauch in kWh/km ⁴⁾	0,719 Benzin 0,656 Diesel	0,519 Benzin 0,497 Diesel	0,458 Benzin 0,461 Diesel
Kraftstoffverbrauch in TWh ^{1) 3)}	466,5	331,2	301,8
Sektorkopplungstechnik			
Verbrauch in kWh/km ³⁾	0,661 Benzin 0,225 PHEV el. 0,250 BEV el.	0,489 Benzin 0,219 PHEV el. 0,197 BEV el.	0,453 Benzin 0,194 PHEV el. 0,186 BEV el.
Kraftstoffverbrauch in TWh ^{2) 3)}	0,0	12,7	3,0
Stromverbrauch in TWh ^{2) 3)}	0,1	124,8	121,6
Eingesparte Endenergie in TWh	0,2	193,7	177,2
Eingesparte fossile Endenergie in TWh	0	318,5	298,8

Annahmen zur Tabelle: ¹⁾ Zu Annahmen bezüglich Fahrzeugbeständen, der Aufteilung von Benzin/Diesel in der RT in der Sektorkopplungstechnik und des elektrischen Fahranteils siehe: Öko-Institut, Fraunhofer ISI (2015); zu Fahrzeugbestand für Elektroautos 2014 siehe electrive.net (2015); Fahrzeugbestand 2014: Statistisches Bundesamt 2014. ²⁾ Eigene Annahme bezüglich der Aufteilung zwischen PHEV und BEV: 80 % BEV(2030) (wegen Reichweitenbeschränkung noch 20 % PHEV), 90 % BEV(2050), diese Annahme stellt das technische Potential dar, hat aber deutlich höhere BEV-Anteile wie die Szenarien aus Öko-Institut, Fraunhofer ISI (2015), die die Wirtschaftlichkeit einbeziehen. ³⁾ Zu Annahmen bezüglich Verbrauch der Sektorkopplungstechnik und jährliche Fahrleistung siehe Kreyenberg et al. (2015) (Annahme jährliche Fahrleistung Pkw: 15.156). ⁴⁾ Zu Annahmen bezüglich Verbrauch der RT: Öko-Institut, Fraunhofer ISI (2015), die Realisierung der Effizienzpotentiale erfolgt über ein Bündel verschiedener Technologien, darunter Leichtbau, Hybridisierung etc. (die dargestellte Effizienzentwicklung für konventionelle Fahrzeuge enthält dabei bereits die Hybridisierung als eine wesentliche Effizienztechnologie); RT Diesel/Benzin hat im KS95 niedrigere Verbräuche wegen stärkerer Marktdurchdringung von Effizienzmaßnahmen. ⁵⁾ Zu Annahmen bezüglich der Umrechnung von Benzin/Diesel auf Rohöl siehe Gemis (2015)

¹⁶ Die Unterschiede zwischen den beiden Szenarien AMS und KS95 basieren auf unterschiedlichen Verkehrsentwicklungen und unterschiedlichen Parameterannahmen, z. B. der Verbrauchsentwicklung (siehe Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015).

Tabelle 16: Technisches Potential der Elektromobilität (LNF) in Deutschland für zwei Szenarien

Leichte Nutzfahrzeuge	2014	2030	2050
Unter KS95-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in Tsd. Stück ¹⁾	3	2112	2067
Referenztechnik			
Verbrauch in kWh/km ⁴⁾	0,927 Benzin 0,844 Diesel	0,677 Benzin 0,650 Diesel	0,459 Benzin 0,500 Diesel
Kraftstoffverbrauch in TWh ^{1) 3)}	38,1	31,6	23,8
Fossiler Primärenergieträgerverbrauch in TWh	43,8	36,2	27,2
Sektorkopplungstechnik			
Verbrauch in kWh/km ³⁾	0,844 Diesel 0,322 PHEV el. 0,322 BEV el.	0,650 Diesel 0,217 PHEV el. 0,217 BEV el.	0,500 Diesel 0,194 PHEV el. 0,194 BEV el.
Kraftstoffverbrauch in TWh ^{2) 3)}	0,0	1,3	0,2
Stromverbrauch in TWh ^{2) 3)}	0,0	10,1	9,2
Eingesparte Endenergie in TWh	0,0	20,2	14,4
Eingesparte fossile Endenergie in TWh	0	30,4	23,6
Unter AMS-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in Tsd. Stück ¹⁾	3	2274	2430
Referenztechnik			
Verbrauch in kWh/km ⁴⁾	0,927 Benzin 0,844 Diesel	0,815 Benzin 0,781 Diesel	0,649 Benzin 0,653 Diesel
Kraftstoffverbrauch in TWh ^{1) 3)}	38,1	40,8	36,5
Fossiler Primärenergieträgerverbrauch in TWh	43,8	46,7	41,8
Sektorkopplungstechnik			
Verbrauch in kWh/km ³⁾	0,844 Diesel 0,322 PHEV el. 0,322 BEV el.	0,781 Diesel 0,236 PHEV el. 0,236 BEV el.	0,653 Diesel 0,219 PHEV el. 0,219 BEV el.
Kraftstoffverbrauch in TWh ^{2) 3)}	0,0	1,7	0,4
Stromverbrauch in TWh ^{2) 3)}	0,0	11,9	12,1
Eingesparte Endenergie in TWh	0,0	27,3	24,0
Eingesparte fossile Endenergie in TWh	0	39,1	36,1

Annahmen:

¹⁾ Zu Annahmen bezüglich Marktdurchdringung (Entwicklung nach eigenen Berechnungen), der Aufteilung von Benzin/Diesel in der RT in der Sektorkopplungstechnik und des elektrischen Fahranteils, siehe Öko-Institut, Fraunhofer ISI (2015); für Marktdurchdringung 2014 siehe KBA (2015); gesamter Fahrzeugbestand 2014: Statistisches Bundesamt 2014.

²⁾ Eigene Annahme bezüglich der Aufteilung zwischen PHEV und BEV: 90 % BEV (2014), 80 % BEV (2030), 90 % BEV (2050), diese Annahme stellt das technische Potential dar, hat aber deutlich höhere BEV-Anteile wie die Szenarien aus Öko-Institut, Fraunhofer ISI (2015), die die Wirtschaftlichkeit einbeziehen.

³⁾ Zu Annahmen bezüglich Verbrauch der Sektorkopplungstechnik siehe Öko-Institut, Fraunhofer ISI (2015) und jährliche Fahrleistung (Annahme jährliche Fahrleistung LCV: 23.000 km).

⁴⁾ Zu Annahmen bezüglich Verbrauch der RT: Öko-Institut, Fraunhofer ISI (2015), die Realisierung der Effizienzpotentiale erfolgt über ein Bündel verschiedener Technologien, darunter Leichtbau, Hybridisierung etc. (die dargestellte Effizienzentwicklung für konventionelle Fahrzeuge enthält dabei bereits die Hybridisierung als eine wesentliche Effizienztechnologie); RT Diesel/Benzin hat im KS95 niedrigere Verbräuche wegen stärkerer Marktdurchdringung von Effizienzmaßnahmen.

⁵⁾ Zu Annahmen bezüglich der Umrechnung von Benzin/Diesel auf Rohöl siehe Gemis (2015).

5.2.2.2 Power-to-Gas (Pkw, LNF)

Sektorkopplungsoption Power-to-Gas (PtG)

Der Begriff Power-to-Gas wird durchaus unterschiedlich verwendet. Im Folgenden wird sich an die Definition von Bünger et al. (2014) angelehnt. Die Erzeugung eines energiereichen Gases mittels strombasierter Elektrolyse wird als Power-to-Gas (PtG) bezeichnet, wobei der Strom aus erneuerbaren Energiequellen kommt. Dabei entsteht in einem ersten Schritt Wasserstoff (H_2). Dieser kann zum einen über eine eigene Infrastruktur direkt dem Verkehrssektor zugeführt werden und dort als Energieträger unter anderem für Brennstoffzellenfahrzeuge genutzt werden. Da der letztendliche Antrieb dabei ein Elektromotor ist, wird diese Option auch in manchen Studien als Teil der Elektromobilität bezeichnet und nicht PtG zugeordnet.

Zum anderen kann H_2 direkt in das Erdgasnetz eingespeist werden und über das Erdgasnetz dann verschiedenen Anwendungen zugeführt werden. Da hierbei Obergrenzen für den volumetrischen Anteil von Wasserstoff im Gasnetz existieren, ist die Aufnahme jedoch limitiert. Als dritte Option existiert die Methanisierung, bei der mittels einer nachgeschalteten Methanisierung unter Zuführung von CO_2 das H_2 in synthetisches Methangas (E-Methan) umgewandelt werden kann. Dann kann es über das Erdgasnetz für alle erdgasbasierten Anwendungen, u. a. auch in Erdgasfahrzeugen, genutzt werden. In einigen Ausführungen werden nur die beiden letztgenannten Optionen, die das Erdgasnetz nutzen, als PtG bezeichnet (siehe z. B. Dena 2013). Da hierdurch das enorme Speicherpotential der Gasnetze genutzt werden kann, fallen diese Optionen auch manchmal unter den Begriff Speichergas.

Gemeinsames, zentrales Element bezüglich der Kosten und der Umwandlungsverluste aller PtG-Optionen ist die Elektrolyse.

Sektorkopplungsoption PtG – Wasserstoff (Pkw, LNF)

Brennstoffzellenfahrzeuge (BZ-Fahrzeuge) nutzen einen Elektroantrieb, bei dem die benötigte elektrische Energie i. d. R. aus dem Energieträger Wasserstoff durch eine Brennstoffzelle¹⁷ erzeugt wird, direkt in einem Elektromotor in Bewegung umgewandelt oder zeitweise in einer Traktionsbatterie zwischengespeichert wird. Der zusätzliche elektrische Speicher ermöglicht zum einen die Rekuperation zur Rückgewinnung von Bremsenergie, zum anderen entlastet er die Brennstoffzelle von den für ein dynamisches Fahren notwendigen Lastwechseln. Eine Brennstoffzelle kann chemisch gebundene Energie direkt in elektrische Energie umwandeln. Die Brennstoffzelle (BZ) selber hat einen Wirkungsgrad von bis zu 80 %. Ein Brennstoffzellen-System berücksichtigt zusätzlich u. a. die Antriebsleistung des notwendigen Luftkompressors, Elektromotors, Leistungselektronik etc., sodass der Tank-to-Wheel Wirkungsgrad¹⁸ bei 40 bis 45 %¹⁹ liegt mit weiterem Steigerungspotential. Testfahrzeuge werden seit längerem erprobt und aktuell werden erste Kleinserienfahrzeuge auch schon kommerziell angeboten, allerdings noch in einem sehr beschränkten Umfang.

Wenn man dieselbe Stromherkunft unterstellt, so kann ein Brennstoffzellenfahrzeug mit Elektroantrieb sowohl aufgrund der Verluste bei der Wasserstofferzeugung als auch wegen der mehrfachen Umwandlungen im Fahrzeug selbst in der Gesamtbetrachtung nie effizienter sein als ein rein batteriebetriebenes Elektroauto. Vorteile von Brennstoffzellenfahrzeugen liegen hingegen in der kurzen

¹⁷ In der Brennstoffzelle wird die chemische Energie des Wasserstoffs mithilfe von Sauerstoff in einer kalten Verbrennung in Wasser und elektrische Energie umgewandelt.

¹⁸ Tank-to-Wheel betrachtet die Wirkungsgradkette von der aufgenommenen Energie (Kraftstoff, elektrische Energie an der Tankstelle oder Ladesäule) bis zur Umwandlung in kinetische Energie bei Kraftfahrzeugen.

¹⁹ Siehe hierzu auch Hülsmann et al. (2014) und Kurzweil (2013).

Betankungszeit (vergleichbar mit denen heutiger konventioneller Fahrzeuge) und den größeren Reichweiten im Vergleich zu BEV, was an der höheren gravimetrischen und volumetrischen Energiedichte von Wasserstoff im Vergleich zu Batteriespeichern sowie den geringeren Speicherkosten liegt. Im Falle von fluktuierender Stromerzeugung bietet PtG-Wasserstoff auch eine stärkere zeitliche Entkopplung der Nutzung des Stromes und der Fahrzeugnutzung selbst, weil Wasserstoff gut speicherbar ist und die Elektrolyse Flexibilitätspotentiale bietet (siehe Stolzenburg et al. 2014).

Derzeit sind die Herstellungskosten für die BZ-Fahrzeuge noch sehr hoch, insbesondere die Brennstoffzelle selber ist hier einer der größten Kostentreiber aber auch die notwendigen Akkus als Zwischenspeicher im Fahrzeug tragen zu den Mehrkosten bei. Ebenfalls muss an der Lebensdauer der Brennstoffzelle noch gearbeitet werden, um Verbesserungen zu erreichen. So stehen derzeit die Senkung der spezifischen Kosten durch Entwicklung von langzeitstabilen, preiswerten Materialien für Zellkomponenten (insbesondere von Platin), die automatisierte Fertigung und die Volumen- und Gewichtsreduzierung im Mittelpunkt der Forschungsaktivitäten bei BZ (siehe Birnbaum et al. 2015)²⁰.

Bei BZ-Fahrzeugen liegt ein klassisches „Henne-Ei-Problem“ vor. Eine kapitalintensive Infrastruktur zur Erzeugung, Konditionierung, Transport, Verteilung und Betankung für Wasserstoff muss aufgebaut werden, die in den ersten Jahren unterausgelastet ist²¹. Hier stellt sich die Frage der Finanzierung des Infrastrukturaufbaus. Erste öffentliche Wasserstofftankstellen gibt es in Deutschland und der weitere Ausbau ist im Gange. Aller Voraussicht nach wird es allerdings einige Jahre dauern, bis man von einem flächendeckenden Tankstellennetz reden kann. Geplant ist der Ausbau von derzeit ca. 40 Tankstellen in Deutschland (sowohl öffentlich als auch nicht-öffentlich) auf 400 Tankstellen in 2023²².

Die heutigen BZ-Fahrzeuge basieren fast alle auf Polymerelektrolytbrennstoffzellen (PEM) mit Wasserstoff als Energieträger. Alternativ zu Wasserstoff wird auch über Methanol als Energieträger für Brennstoffzellenfahrzeuge nachgedacht. Hierzu wird auf Kapitel 5.2.2.3 verwiesen. Hybride Konzepte mit der Brennstoffzelle als Range Extender für Fahrzeuge mit größeren Batterien sind derzeit ebenfalls in der Diskussion.

Szenarienfestlegung PtG – Wasserstoff (Pkw, LNF)

Während man vor einigen Jahren in Studien bezüglich des Markteintritts und der Marktdiffusion von Brennstoffzellenfahrzeugen bei Pkw noch deutlich optimistischer war, werden die künftigen Marktchancen heute eher etwas verhaltener eingeschätzt. Dies hängt u. a. damit zusammen, dass die Entwicklungsziele über die Zeitachse nicht vollständig erreicht wurden und dass aktuell mit Elektrofahrzeugen eine Alternative in den Markt drängt. Die deutlich höhere Energieeffizienz und das höhere Potential zur Verminderung der THG-Emissionen sprechen für die Elektromobilität. Werden weiterhin bei Elektrofahrzeugen die anvisierten Verbesserungen bei der Batterietechnologie (Energiedichte zur Reichweitenerhöhung sowie Schnellladefähigkeit) erreicht, könnte die Brennstoffzelle einen ihrer wesentlichen Vorteile durch die höhere Reichweite und schnellere Betankungszeiten verlieren.

Die Situation ist allerdings auf den internationalen Fahrzeugmärkten durchaus unterschiedlich einzuschätzen. Während in Ländern wie Deutschland und den USA die Möglichkeiten für das Laden von Elektrofahrzeugen zu Hause oder am Arbeitsplatz gut gegeben sind, fehlen sie z. B. in einigen asiatischen Ländern, was dort die Rahmenbedingungen für BZ-Fahrzeuge attraktiver gestaltet.

²⁰ Siehe Birnbaum et al. (2015).

²¹ In Joest et al. (2009) ist ein derartiger Infrastrukturaufbau für Deutschland dargestellt und die Chancen sowie Herausforderungen werden thematisiert.

²² Siehe hierzu h2mobility (2016).

Es ist auch möglich, dass sich BZ-Fahrzeuge eher im Bereich der Langstreckenmobilität durchsetzen, da hier hohe Speicherkapazitäten benötigt werden, die bei rein elektrischen Antrieben mit hohem Gewicht, Volumen und Kosten verbunden sind. In Bünger et al. (2014) wird davon ausgegangen, dass die technologischen Entwicklungen bei Fahrzeugbatterien nur einen begrenzten Fortschritt erzielen und deshalb gerade für Langstreckenfahrzeuge BZ-Pkw eingesetzt werden, die eine hohe Reichweite und eine schnelle Betankung ermöglichen, während der Kurzstreckenbereich durch Elektrofahrzeuge abgedeckt wird. Ein interessanter Markt für die BZ ist auch der Lkw-Fernverkehr, weil hier derzeit nicht vorstellbar ist, dass die Batteriedichten ausreichen werden, um den Anforderungen zu genügen (siehe die Diskussionen in Kapitel 4.1.1.).

Auswertung PtG – Wasserstoff (Pkw, LNF)

Tabelle 17: Technisches Potential für PtG – Wasserstoff in Deutschland (Pkw) für zwei Szenarien (zu Referenztechnik siehe Tabelle 15)

Pkw	2014	2030	2050
Unter KS95-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in Tsd. Stück ¹⁾	0	39.804	32.179
Sektorkopplungstechnik			
Verbrauch in kWh/km ²⁾		0,3 H ₂	0,22 H ₂
H ₂ -Verbrauch in TWh ²⁾	0,0	181	108
Eingesparte Endenergie in TWh	0,0	106	47
Eingesparte fossile Endenergie in TWh	0	287	155
Unter AMS-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in Tsd. Stück ¹⁾	0	42.686	43.353
Sektorkopplungstechnik			
Verbrauch in kWh/km ²⁾		0,3 H ₂	0,22 H ₂
H ₂ -Verbrauch in TWh ²⁾	0,0	194	146
Eingesparte Endenergie in TWh	0,0	137	156
Eingesparte fossile Endenergie in TWh	0	331	302

Annahmen: ¹⁾ zu Annahmen bezüglich Fahrzeugbeständen, der Aufteilung von Benzin/Diesel in der RT in der Sektorkopplungstechnik und des elektrischen Fahranteils, siehe Öko-Institut, Fraunhofer ISI (2015); der Fahrzeugbestand 2014 an BZ-Fahrzeugen beschränkt sich auf Pilotfahrzeuge in Demoprojekten, gesamter Fahrzeugbestand 2014: Statistisches Bundesamt 2014; ²⁾ Verbrauch aus Kasten et al. (2016), vergleichbare Werte finden sich auch in e-mobil BW 2016; Effizienzunterschiede im H₂-Verbrauch zwischen den beiden Szenarien AMS und KS95, wie sie dort für Verbrennungsfahrzeuge unterstellt wurden, werden hier aufgrund fehlender Daten nicht unterstellt.

Tabelle 18: Technisches Potential für PtG – Wasserstoff (LNF) in Deutschland für zwei Szenarien (zu RT siehe Tabelle 16)

Leichte Nutzfahrzeuge	2014	2030	2050
Unter KS95-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in Tsd. Stück ¹⁾	0	2.112	2.067
Sektorkopplungstechnik			
Verbrauch in kWh/km ⁴⁾		0,45 H ₂	0,31 H ₂
H ₂ -Verbrauch in TWh ¹⁾		21,9	14,7
Eingesparte Endenergie in TWh		9,7	9,0
Eingesparte fossile Endenergie in TWh		31,6	23,7
Unter AMS-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in Tsd. Stück ¹⁾	0	2.274	2.430
Sektorkopplungstechnik			
Verbrauch in kWh/km ^{2) 4)}	0,384 H ₂	0,45 H ₂	0,31 H ₂
H ₂ -Verbrauch in TWh ⁵⁾	0,0	23,5	17,3
Eingesparte Endenergie in TWh	0,0	17,3	19,2
Eingesparte fossile Endenergie in TWh	0	40,8	36,5

Annahmen:

¹⁾ zu Annahmen bezüglich Fahrzeugbeständen, der Aufteilung von Benzin/Diesel in der RT in der Sektorkopplungstechnik und des elektrischen Fahranteils, siehe Öko-Institut, Fraunhofer ISI (2015), 2050, der Fahrzeugbestand 2014 an BZ beschränkt sich auf Pilotfahrzeuge in Demonstrationsprojekten (Annahme jährliche Fahrleistung LCV: 23.000 km jeweils in 2014, 2030 und in 2050), gesamter Fahrzeugbestand 2014: Statistisches Bundesamt (2014); ⁴⁾ Eigene Annahme; ⁵⁾ Zu Annahmen bezüglich Verbrauch: eigene Berechnungen, vgl. auch Kreyenberger et al. (2015)

PtG – Wasserstoff (Erdgasnetzeinspeisung)

Für die direkte Einspeisung von Wasserstoff gegenüber einer Methanisierung sprechen der höhere Wirkungsgrad und die geringeren Investitionen, da die Methanisierungsanlage wegfällt²³. Allerdings sind die H₂-Einspeisemengen ins Erdgasnetz aus technischen Gründen deutlich beschränkter. Zurzeit wird im DVGW-Arbeitsblatt G 262 die maximal zumischbare Menge an Wasserstoff mit kleiner 10 Vol.-% angegeben. Bei diesem Grenzwert sind weitere netzspezifische Randbedingungen zu beachten. Diese basieren auf den an das Gasnetz angeschlossenen Nutzern und den im Gasnetz eingesetzten Komponenten und können dazu führen, dass der Toleranzwert bei manchen Standorten deutlich niedriger ist. So ist z. B. eine Nutzung von PtG-H₂ als Beimischung zu Erdgas in CNG-Fahrzeugen derzeit nur in sehr geringem Umfang möglich, da der H₂-Anteil im CNG für Kraftfahrzeuge durch die derzeit gültigen technischen Regeln für Motor und Tank auf 2 % begrenzt ist²⁴. In der Nutzungsphase

²³ Die Investitionen in die Methanisierungsanlage betragen ca. 70 % der Investitionen in einen SOEC-Elektrolyseur und ihr Wirkungsgrad liegt bei knapp 80 % (Quellen: Herrmann et al. 2014, Jess et al. 2011).

²⁴ Die in Erdgasfahrzeugen eingebauten Drucktanks sind für Wasserstoffanteile von mehr als zwei Volumenprozenten noch nicht geprüft (siehe Bünger et al. 2014).

ist die Effizienz dieses Pfades auch geringer als die Nutzung von Wasserstoff in der Brennstoffzelle. Deshalb wird diese Option nicht weiter betrachtet.

Sektorkopplungsoption PtG-Methan (CNG/LNG Fahrzeuge)

Wie oben ausgeführt, besteht die Möglichkeit erneuerbaren Strom über die Elektrolyse in H₂ und anschließend über eine Methansierung in Methan umzuwandeln und in das Erdgasnetz einzuspeisen.

Mit Methan können dann Erdgasfahrzeuge betrieben werden. Erdgasfahrzeuge sind in Deutschland bereits mit einem Bestand von 98.200 (2014, Pkw und Lkw) Stück vertreten, Allerdings sinken derzeit die Zulassungszahlen bei Erdgasfahrzeugen in Deutschland wieder. Seit 2012 bestehen Ansätze zur Nutzung von PtG-Methan, in Deutschland vorangetrieben von der Firma Audi. Ein wichtiger Vorteil dieser Option besteht darin, dass die für Erdgas bestehende Infrastruktur uneingeschränkt verwendet werden kann und diese auch ein hohes Speicherpotential bietet. Eine solche Infrastruktur muss für die PtG-H₂-Option erst aufgebaut werden, was zu einem recht hohen Investitionsbedarf führt (zu Zahlen wird auf Joest et al. 2009 verwiesen). Bei der Umstellung auf ein Verkehrssystem auf Basis PtG-Methan müssten allerdings auch das bestehende Gastankstellennetz ausgebaut werden, mit der Herausforderung des wirtschaftlich wenig rentablen Betriebs von Gastankstellen während der Einführungsphase.

Unterstellt man über die ganze Kette hinweg den ausschließlichen Einsatz von erneuerbarem Strom, so lassen sich fast die gesamten CO₂-Emissionen im Pkw-Bereich einsparen. Allerdings ist der Wirkungsgrad über diese Kette niedrig. Abbildung 19 zeigt die Well-to-Wheel-Wirkungsgrade²⁵ von PtG-Methan im Vergleich zu anderen strombasierten Kraftstoffen sowie von Elektrofahrzeugen. Man sieht, dass er nur bei ca. 15 % liegt. Selbst unter noch optimistischeren Annahmen wird er höchstens bei etwas über 20 % (und damit in der Größenordnung von heutigen konventionellen Antrieben) liegen, da immer der im Vergleich zur Brennstoffzelle und insbesondere der Elektromobilität schlechte Wirkungsgrad der Verbrennungsmotoren hier den großen Unterschied ausmacht.

Eine weitere Option ist die Verflüssigung des Erdgases (Liquified Natural Gas/LNG). Um Erdgas wirtschaftlich über weite Strecken zu transportieren oder um die Energiedichte im Tank zu erhöhen, muss das Gasvolumen erheblich reduziert werden. Zu einer maximalen Volumenreduzierung wird Erdgas verflüssigt²⁶. Die Gesamtwirkungsgrade zur Herstellung von LNG liegen bei 40 % (bei CO₂ aus der Atmosphäre) und 50 % (bei CO₂ aus Biogas) (siehe DLR 2014). Im Fahrzeugantrieb sind die energiebezogenen CO₂-Emissionen um ca. 25 % niedriger als die von Diesel. Durch die aktuell noch deutlich geringere Antriebseffizienz von LNG gegenüber Diesel bei schweren Nutzfahrzeugen wird dieser Vorteil pro gefahrenem Kilometer jedoch kompensiert (siehe DLR 2014). Bei Luftschadstoffen sieht die Studie (DLR 2014) keinen signifikanten Unterschied zwischen Diesel- und LNG-Lkw.

Weiterhin liegen die Kosten für PtG Methan selbst unter recht optimistischen Annahmen im Jahre 2030 bei einem Faktor von 2,5 über denen der Elektromobilität (siehe Bünger et al. (2014)). Deshalb sehen die meisten Studien im Verkehr die Elektromobilität bei Pkw und LNF vorne, nur bei Reichweitenherausforderungen kommen PtG oder PtL-Optionen ins Spiel.

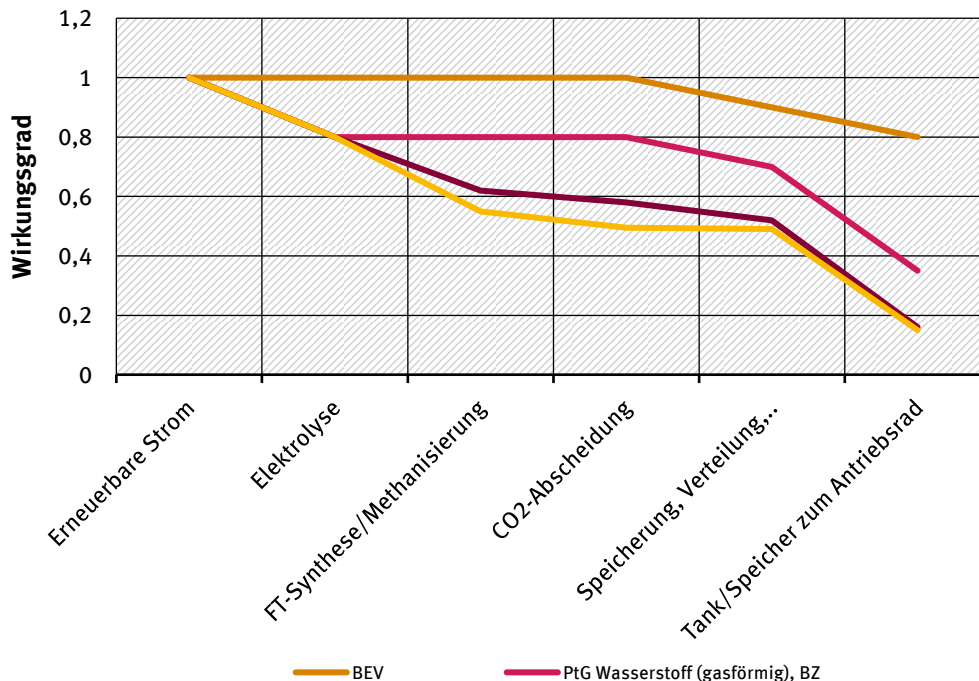
Da mit PtL-Methanol in der Studie ein Kraftstoff betrachtet wird, der gewisse Ähnlichkeiten zu PtG-Methan aufweist, wird PtG-Methan im weiteren Verlauf nicht weiter betrachtet. Ob PtG-Methanol, die

²⁵ Gesamtkettenbetrachtung von Stromerzeugung bis zum Antriebsrad.

²⁶ Die Verflüssigung erfolgt, indem in einer Verflüssigungsanlage Erdgas auf etwa -160 °C herunter gekühlt wird. Im Vergleich zur gasförmigen Phase nimmt das LNG nur ein Sechshundertstel des Volumens ein.

PtG-Wasserstoff oder PtG-Methan sich durchsetzen kann, wird in einzelnen Studien unterschiedlich bewertet (siehe beispielsweise Bünger et al. 2014, UBA 2016b).

Abbildung 19: Vergleich der Wirkungsgradketten bei der Umwandlung von erneuerbarem Strom in Antriebsenergie bei verschiedenen Pkw-Antriebssystemen in Deutschland in 2050



Erläuterungen: BEV: Batterieelektrische Pkw, BZ: Brennstoffzelle, VM: Verbrennungsmotor. Flüssige Kraftstoffpfade für PtG Wasserstoff und PtG Methan liegen noch bis zwei Prozentpunkte unter den gasförmigen Pfaden. Quellen: Darstellung angelehnt an Schmied et al. (2015) mit eigenen Erweiterungen; Datenquellen: Schmied et al. (2015), EU – JRC (2014) und eigene Annahmen

5.2.2.3 Power-to-Liquid

Sektorkopplungsoption Power-to-Liquid

Der Power-to-Liquid-Ansatz (PtL) zielt darauf ab, durch die Elektrolyse von Wasser mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen Wasserstoff herzustellen. Dieser wird dann durch Reaktion (Synthese) mit Kohlendioxid und einem finalen Raffinierungsschritt in flüssige chemische Energieträger (Liquid) umgewandelt (Kerosin, Diesel, Rohbenzin). Für die Synthese kann u. a. das Fischer-Tropsch-Verfahren eingesetzt werden. Ein entsprechender Prozess wurde von der Firma Sunfire in Dresden entwickelt und in einer Testanlage demonstriert. Flüssige Kraftstoffe können auf die Motorenanforderungen angepasst werden, haben eine hohe Energiedichte sowie den großen Vorteil, dass sie sich einfach lagern und transportieren lassen. In Choudhury (2002) wird ein leicht geringerer Energieverbrauch von FT-Kraftstoffen gegenüber konventionellen angegeben. Weiterhin kann bei FT-Kraftstoffen auf eine vorhandene Infrastruktur zurückgegriffen werden. Der letzte Punkt ist der große Vorteil gegenüber wasserstoffbasierten Lösungen.

Als Alternative zum Fischer-Tropsch-Verfahren kann über die Methanolsynthese die Herstellung von Methanol erfolgen. Methanol ist derzeit bereits ein wichtiges Produkt als Kraftstoff (additiv) bzw. Grundchemikalie und wird weltweit transportiert. Im Abschnitt 5.4.6 wird ausführlich auf die Methanolherstellung eingegangen.

Gegenüber Wasserstoff liegt Methanol unter Normalbedingungen in flüssiger Form vor und muss nicht zur Speicherung und zum Transport verflüssigt oder komprimiert werden. Der Energiegehalt von Methanol ist im Vergleich zu konventionellen Ottokraftstoffen nur halb so hoch, was den Kundennutzen einschränkt. Methanol hat ein sehr breites Einsatzspektrum bei vielen Mobilitätsanwendungen, gerade dort, wo die geringere Energiedichte sich nicht zu stark bemerkbar macht. Methanol ist wie viele andere flüssige Kraftstoffe toxisch.

Methanol kann weiterhin die bestehende Infrastruktur flüssiger Kohlenwasserstoffe wie Benzin oder Diesel nutzen. Allerdings ist für einen Einsatz im Straßenverkehr eine Umrüstung des Vertriebssystems, der Tankstellen und der Fahrzeuge notwendig. Kupfer(-legierungen), Zink oder Aluminium sind wegen Korrosion für Methanol ungeeignet, sodass Änderungen bei Pipelines, Tanklastern, Tanks etc. notwendig werden (siehe Mineralölwirtschaftsverband e.V. 2000 und Albrecht et al. 2013). Gelänge über einen Katalyseprozess die direkte Umwandlung der Energie des Sonnenlichtes in die chemisch gebundene Energie des Methanols unter Nutzung des Kohlendioxids aus der Luft und mit Wasser, wäre der Prozess deutlich effizienter. Allerdings gibt es bisher keine derartigen Katalysatoren.

Der große Nachteil von PtL ist die geringe Energieeffizienz der gesamten Herstellungskette (siehe Abbildung 19).

Methanol-Verbrennungsmotoren weisen aufgrund der hohen Oktanwerte einen höheren Wirkungsgrad gegenüber Ottomotoren auf²⁷. Die lokalen Emissionen sind bei der Methanolverbrennung direkt im Rohgas geringer gegenüber der Verwendung konventioneller Kraftstoffe, allerdings fallen durchaus lokal Emissionen an (z. B. NO_x).

Weiterhin kann anstelle des Ottoverbrennungsmotors eine Brennstoffzelle eingesetzt werden, die weitgehend frei von den lokalen Emissionen ist. Wenn man hierfür eine Reformierung des Methanols und dann eine PEM (Polymerelektrolytbrennstoffzelle) einsetzt, liegt der Wirkungsgrad des Fahrzeugantriebs je nach Quelle zwischen 30 bis 40 % für das Gesamtsystem²⁸. Allerdings führt der Reformierer einschließlich der notwendigen Gasreinigung (Kohlenmonoxid schädigt die PEM, was derzeit eine Herausforderung darstellt) zu einer recht hohen Kosten- sowie einer Gewichtssteigerung.

Der Wirkungsgrad einer DMFC (Direktmethanolbrennstoffzelle), die ohne Reformierer auskommt, wird in verschiedenen Studien mit bis zu 40 % angegeben.²⁹ Der wesentliche Nachteil der DMFC gegenüber der PEM ist die geringe Energiedichte, die sie für den Einsatz im Fahrzeugbereich nur bedingt prädestiniert (vgl. Hydrogeit 2016).

Betrachtet man die ganze Wirkungsgradkette (ausgehend von Strom aus erneuerbaren Energien) so hat Methanol bei einem Einsatz im Verbrennungsmotor einen Wirkungsgrad von 15 bis 20 %. Künftig könnte mit einer Hochtemperatur-Elektrolyse ein Gesamtwirkungsgrad von 20 bis 25 % erreicht

²⁷ Brusstar et al. (2002) gibt einen bis zu 40 % höheren Wirkungsgrad gegenüber normalen Ottomotoren an. In Pasel et al. (2000) wird die Effizienz des gesamten Antriebsstrangs mit 29 bis 36 % angegeben.

²⁸ Eine PEM mit Reformierer für Methanol wird in Van Mierlo et al. (2006) mit 32 % angegeben, Kurzweil (2013) gibt etwas niedrigere Werte an, und auf Basis von Abschätzungen des Fraunhofer ICT im Rahmen des Forschungsprojekts REM2030 werden 30 bis 40 % Wirkungsgrad für das System angegeben. Ca. 38 % Wirkungsgrad werden vom Max-Planck-Institut (2009) genannt.

²⁹ Vom Max-Planck-Institut (2009) wird ein Wert von ca. 40 % angegeben. Dies ist ein berechneter Wert, in der Praxis werden heute deutlich geringere Wirkungsgrade erreicht. Für die Methanol-Brennstoffzelle gibt Guzzella et al. (2013) einen 40 % Wirkungsgrad für das System an, in Eichlseder et al. (2010) findet man niedrigere Werte.

werden. Beim Einsatz einer DMFC oder einer PEM mit Reformier liegt man heute bei rund 20 bis 25 % und künftig kann man bei 25 bis 30 % liegen.

Eine weitere Alternative ist es, Methanol zu Benzin, Diesel oder Kerosin zu synthetisieren (siehe Albrecht et al. 2013). In Albrecht et al. 2013 wird der Wirkungsgrad der Herstellung bei einem Produktmix aus Benzin, Kerosin und Diesel mit 36 % (CO₂ aus der Luft) und 47 % (CO₂ aus Biogas) angegeben. Rechnet man dann die Verluste in einem Verbrennungsmotor dazu, dann liegt der Pfad deutlich unter dem de anderen Methanolfpads. Allerdings erspart man sich die Investitionen in die Anpassung der Infrastruktur auf Methanol.

Die Energieeffizienz der stromgenerierten Kraftstoffe sinkt von PtG-Wasserstoff hin zu PtG-Methan und PtL – daher sollte PtL nur dort eingesetzt werden, wo keine höherwertige Alternative zur Verfügung steht. Dies könnte im Flugverkehr, der Schifffahrt oder für Lkw der Fall sein, die aufgrund der Energiedichte noch längere Zeit auf flüssige Kohlenwasserstoffe angewiesen sein könnten³⁰.

Szenarienfestlegung und Auswertung Power-to-Liquid

Auf Endenergieebene ist, wenn Methanol verbrannt wird, im Vergleich zu Benzinfahrzeugen eine Effizienzverbesserung zu erwarten. Zum Diesel sind die Wirkungsgrade eher vergleichbar (siehe obige Ausführungen und Quellenangaben). Nach Öko-Institut, Fraunhofer ISI (2015) beträgt der Benzanteil 66 % in den Szenarien KS95 und AMS 2030 und 2050. Wenn man unterstellt, dass die gleichen Effizienzverbesserungen wie beim konventionellen Benzinfahrzeug erreicht werden können, ergeben sich dann die in der Tabelle 19 sowie Tabelle 20 dargestellten Endenergieeinsparungen.

Tabelle 19: Technisches Potential für PtL-Methanol in Deutschland (Pkw) für zwei Szenarien (zu Referenztechnik siehe Tabelle 15)

Pkw	2014	2030	2050
Unter KS95-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in Tsd. Stück ¹⁾	0	39.804	32.179
Sektorkopplungstechnik			
Eingesparte Endenergie in TWh	0,0	37,9	20,5
Eingesparte fossile Endenergie in TWh	0	287,6	301,8
Unter AMS-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in Tsd. Stück ¹⁾	0	42.686	43.353
Sektorkopplungstechnik			
Eingesparte Endenergie in TWh	0,0	43,7	39,9
Eingesparte fossile Endenergie in TWh	0	287,6	155,3

Annahmen: ¹⁾ Zu Annahmen bezüglich Fahrzeugbeständen, der Aufteilung von Benzin/Diesel in der in der Sektorkopplungstechnik und des elektrischen Fahranteils siehe Tabelle 14 und die dortigen Quellenangaben.

Auf Primärenergieebene wird der Energieverbrauch deutlich steigen, da die Umwandlungsverluste von erneuerbarem Strom hin zu einem PtL-Kraftstoff größer sind als bei der Herstellung von Benzin oder Diesel aus konventionellen Rohölen.

³⁰ Siehe UBA 2016b.

Tabelle 20: Technisches Potential für PtL-Methanol (LNF) in Deutschland für zwei Szenarien (zu Referenztechnik siehe Tabelle 16)

Leichte Nutzfahrzeuge	2014	2030	2050
Unter KS95-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in Tsd. Stück ¹⁾	0	2.112	2.067
Sektorkopplungstechnik			
Eingesparte Endenergie in TWh	0	4,2	3,1
Eingesparte fossile Endenergie in TWh	0	31,7	23,8
Unter AMS-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in Tsd. Stück ¹⁾	0	2.274	2.430
Sektorkopplungstechnik			
Eingesparte Endenergie in TWh	0	5,5	4,8
Eingesparte fossile Endenergie in TWh	0	40,8	36,5

Annahmen:

¹⁾ Zu Annahmen bezüglich Fahrzeugbeständen, der Aufteilung von Benzin/Diesel in der RT in der Sektorkopplungstechnik und des elektrischen Fahranteils, siehe Tabelle 14 und die dortigen Quellenangaben, Annahme jährliche Fahrleistung LCV in km: 23.000 (2014, 2030 und 2050), gesamter Fahrzeugbestand 2014: Statistisches Bundesamt 2014

5.2.3 Lastkraftwagen (Lkw)

Einleitung und Status quo

Lkw werden heute fast ausschließlich als Dieselfahrzeuge angeboten. Die deutsche Nutzfahrzeugflotte besteht derzeit (Stand 2014) aus etwa 2,7 Millionen Fahrzeugen (vgl. KBA 2014). Im Unterschied zum Pkw-Bestand variiert der Nutzfahrzeugbestand deutlich hinsichtlich des Gewichts der Fahrzeuge (zulässiges Gesamtgewicht – zGG.) und der Nutzungsart. Beide Attribute bestimmen die Fahrleistung der Fahrzeuge: Schwere Fahrzeuge fahren im Mittel mehr als leichte Fahrzeuge. Baufahrzeuge fahren weniger als Seitenplaner und Lkw mit Kofferaufbauten (vgl. KBA 2015 und KiD 2010). Zudem verbrauchen schwere Lkw mehr Kraftstoff und die Wartungskosten sowie die Investitionen steigen mit höherem Gesamtgewicht. Die Nutzungsart der Fahrzeuge lässt sich aus den Aufbauarten ableiten. Typische Aufbauarten in der deutschen Nutzfahrzeugflotte sind: Seitenplaner, Container (Wechelaufbau), (Kühl-)Koffer und Kipper (vgl. KBA 2014). Während Kipper im Bauverkehr eingesetzt werden, werden Lebens- und Genussmittel in Kühlkoffern transportiert. Der Großteil der Güter im Fernverkehr wird mit Seitenplanern transportiert (vgl. KBA 2015).

Neben den Aufbauarten lassen sich die Fahrzeuge nach ihrem zulässigen Gesamtgewicht einteilen. Dieses reicht von 3,5 t bei leichten Nutzfahrzeugen bis 40 t bei Sattelzügen. Laut Straßenverkehrs-Zulassungs-Verordnung (StVZO §34) können Solofahrzeuge mit bis zu vier Achsen mit einem maximalen zulässigen Gesamtgewicht von 32 Tonnen zugelassen werden. Die Gesamtmasse von Kombinationen aus Zugmaschinen und Anhängern (Sattelzüge und Gliederzüge) ist in Deutschland im Regelfall auf 40 Tonnen begrenzt. Für diese Studie wird folgende – an der Shell-Lkw-Studie orientierte – Einteilung gewählt (vgl. Adolf et al. 2016):

Gewichtsklasse GK1: bis 3,5 t zGG.

Gewichtsklasse GK2: 3,51 bis 7,5 t zGG.

Gewichtsklasse GK3: 7,51 bis 12 t zGG.

Gewichtsklasse GK4: 12,1 bis 26 t zGG.

Gewichtsklasse GK5: 26 t bis 32 t zGG.

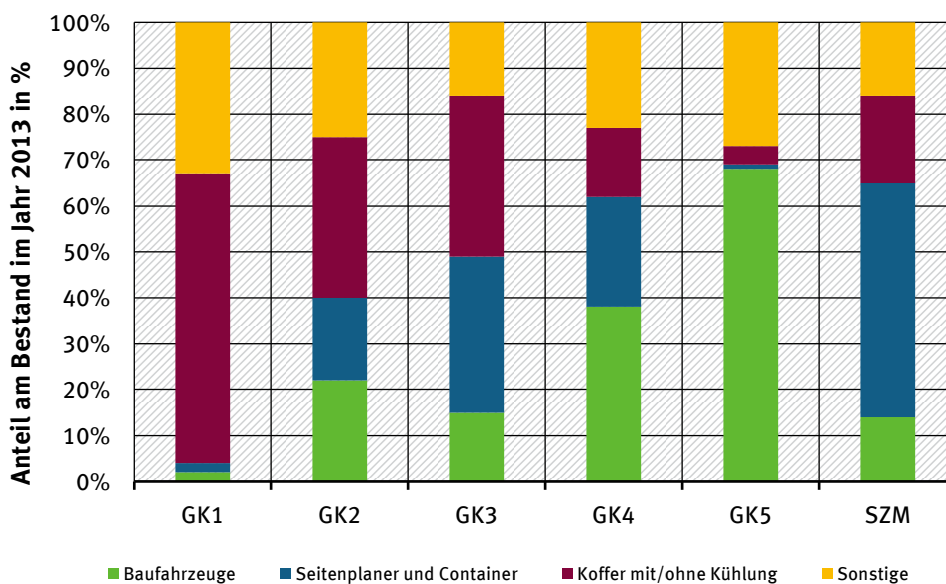
Gewichtsklasse SZM: 40 t zGG.

Mit höherem zulässigem Gesamtgewicht steigt die jährliche Fahrleistung an: Während Fahrzeuge der Gewichtsklasse GK1 eine durchschnittliche Fahrleistung von etwa 18.000 km pro Jahr aufweisen, fahren Lkw mit einem zulässigen Gesamtgewicht über zwölf Tonnen etwa 3,5-mal und Sattelzüge etwa 6-mal so viel Kilometer pro Jahr (KID 2010).

Auswahl an Lkw-Gewichtsklassen und Zuordnung zu SK-Optionen

Abbildung 20 zeigt die Aufbauarten nach Gewichtsklassen differenziert.

Abbildung 20: Aufteilung des Bestands 2013 nach Gewichtsklassen und Aufbauarten in Deutschland



Quelle: vgl. KBA 2014a

Der zugeordnete Einsatz von SK-Optionen bei Lkw ist in der Abbildung 21 dargestellt.³¹ Er erfolgt anhand von Energiedichten der Antriebssysteme und der Anforderungen durch die Fahrzeugnutzung. Die Zuordnung der Antriebstechnik zu den Gewichtsklassen ist nicht als absolut scharf zu verstehen, hier können sich langfristig die Grenzen über neue Technologien verschieben.

PtL- und PtG-Lösungen können prinzipiell alle Gewichtsklassen abdecken. Allerdings sind insbesondere die Wasserstofflösungen wegen der geringeren Energiedichte bei den Sattelzugmaschinen (SZM) dahingehend zu prüfen, ob ein Einsatz tatsächlich möglich ist.

³¹ Die Gewichtsklasse GK5 wird dabei herausgenommen, da sie überwiegend aus Baufahrzeugen oder sonstigen Fahrzeugen besteht, bei denen der Einsatz der Power-to-X-Optionen (bis auf PtG und PtL) als herausfordernd eingeschätzt wird. Sie hat allerdings auch nur einen sehr geringen Anteil am Bestand und noch stärker an den Fahrleistungen.

BEV/PHEV werden den kleinen Gewichtsklassen zugeordnet, weil ihre Energiedichten für hohe Fahrleistungen heute nicht ausreichen und auch Nutzlast- und Nutzvolumeneinschränkungen zu berücksichtigen sind (siehe hierzu Adolf et al. 2016; unter optimistischen Annahmen beträgt alleine das Batteriegewicht bei SZM ca. 6 t³²). Hinzu kämen Nutzvolumenverluste, was eine relevante Einschränkung darstellt, weil viele Fahrten volumen- und nicht gewichtsbeschränkt sind.

Die HO-Lkw werden nur der GK4 und den SZM zugeordnet, weil diese Technik nur sinnvoll ist, wenn der Autobahnanteil hoch ist. Im Wesentlichen werden aller Voraussicht nach nur Autobahnen mit Oberleitungen ausgestattet werden, da eine hohe Verkehrsdichte eine Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit des Konzepts aufgrund der Infrastrukturkosten ist. Der Autobahnanteil hängt i. d. R. eng mit der jährlichen Fahrleistung zusammen. Je höher diese ist, umso höher ist der Autobahnanteil und damit die Nutzungsmöglichkeit des Fahrens an Oberleitungen (bei 100.000 km jährliche Fahrleistung einer SZM, was der durchschnittlichen Fahrleistung entspricht, liegt der Autobahnanteil bei 90 % (Wietschel et. al. 2017)

Abbildung 21: Voraussichtlicher Einsatz von Antriebstechnologien in den Lkw-Größenklassen (alle Größen bezogen auf 2013; Einsatz der Antriebstechnologien für die nächsten zwei Dekaden)

Größenklasse	GK1	GK2	GK3	GK4	Sattelzüge
Zul. GGW ¹⁾ [t]	[0 ; 3,5t]	(3,5t ; 7,5t]	(7,5t ; 12t]	(12t ; 26t]	40t
Ø JFL ²⁾ [km/a]	ca. 13 Tsd.	ca. 27 Tsd.	ca. 66 Tsd.	ca. 74 Tsd.	ca. 106 Tsd.
Bestand [Fzg.]	ca. 2 Mio.	ca. 262 Tsd.	ca. 77 Tsd.	ca. 161 Tsd.	ca. 183 Tsd.
Fahrleistung [Fzg.-km/a]	26 Mrd.	7,1 Mrd.	5,1 Mrd.	11,9 Mrd.	19,4 Mrd.
CO ₂ -Emission ³⁾ WTW ⁵⁾ [g/Fzg.-km]	241	431	594	781 ⁴⁾	1.016
CO ₂ -Emission WTW [Mio. tCO ₂ /a]	6,3	3,0	3,0	9,3	19,7
Energiebedarf TTW ⁶⁾ [TWh/a]	19,0	9,2	9,1	28,1	59,5
Potenzielle strombasierte Antriebstechnologien	BEV / PHEV ⁷⁾			PtG ⁸⁾ PtL ⁹⁾	HO-Lkw ¹⁰⁾

Annahmen/Quellen: ¹⁾ Gesamtgewicht; ²⁾ Jahresfahrleistung; ³⁾ Ø alle Straßenkategorien, Euro-VI, Auslastung 50 %; ⁴⁾ mit dem Bestand gewichtetes Mittel aus Lkw >14-20 t und Lkw >20-26 t; ⁵⁾ Well-to-Wheel-Emissionen; ⁶⁾ Tank-to Wheel-Emissionen; ⁷⁾ reine Batteriefahrzeuge (BEV) sowie Plug-in-Hybride (PHEV); ⁸⁾ Power-to-Gas; ⁹⁾ Power-to-Liquid; ¹⁰⁾ Hybridoberleitungs-Lkw. Quellen: KBA 2013, FZ 25 und VD3; HBEFA 3.1 sowie Stichprobe Gebrauchtfahrzeuge (truckscout24).

³² Eigene Rechnung auf Basis von: 800 km Fahrlänge, 1,6 kWh/km Verbrauch, 0,215 kg/kWh gravimetrische Energiedichte der Batterie (optimistische Abschätzung für die optimierte Lithium-Ionen-Batterie, erreichbar um 2030 (Thielmann 2015). Selbst wenn man bei Luft-Metall-Batterien unterstellen würde, dass diese deutlich nach 2030 marktreif sein könnten (Thielmann 2015, NPE 2016a), wären die Gewichtsverluste wohl immer noch zu hoch.

Die Gewichtsklasse GK2 hat in den letzten Jahren wegen dem sogenannten Führerscheineffekt (früher durfte man bis 7,5 t Lkw mit dem Pkw-Führerschein fahren) an Bedeutung verloren (deutlich rückläufige Neuzulassungen³³). Man kann unterstellen, dass dieser Trend anhalten wird. Weiterhin hat sie gemessen an den CO₂-Emissionen heute schon keine besondere Relevanz. Auch für die GK3 werden keine großen Steigerungen bei den Neuzulassungen mehr erwartet und sie spielen bezüglich ihrer CO₂-Emissionen ebenfalls keine große Rolle.

Somit rücken bei den LNF (bis 3,5 t) die Elektromobilität sowie die Wasserstoff-Brennstoffzelle in den Mittelpunkt der Betrachtung (siehe Kapitel 5.2.2.2). Weiterhin sind die Gewichtsklassen GK4 und SZM energie- und klimapolitisch relevant. Gerade bei den SZM wurden in den letzten Jahren Steigerungsraten beobachtet und Studien gehen davon aus, dass auch künftig weitere Steigerungsraten des Bestands zu beobachten sein werden (siehe z. B. Adolf et al. 2016, Wietschel et al. 2017). Da sie heute schon den höchsten Anteil an CO₂-Emissionen und Energieverbrauch von allen GK ausmachen (siehe Abbildung 21), stehen sie in dieser Studie im besonderen Fokus.

In der Initiative klimafreundlicher Straßengüterverkehr des BMVI werden die Wasserstoff-Brennstoffzellen-Technologie, der Einsatz von LNG-Motoren mit der Option der zukünftigen Beimischung von EE- und Biomethan, der Einsatz von strombasierten Flüssigkraftstoffen in herkömmlichen (Diesel-) Verbrennungsmotoren sowie die Oberleitungs-Lkw als relevante Lösungsoptionen für den schweren Straßengüterverkehr gesehen (siehe BMVi 2017c).

In dieser Studie werden davon der Hybrid-Oberleitungs-Lkw sowie der BZ-Lkw und der Methanol-Lkw tiefergehend betrachtet. EE-LNG-Lkw käme natürlich auch in Frage, weisen aber gewisse Ähnlichkeiten mit dem Einsatz von Methanol auf, weshalb sich auf Methanol-Lkw beschränkt wird.

Referenztechnik

Sowohl bei leichten (bis 3,5 t zul. GGW – GK1) als auch bei schweren Nutzfahrzeugen (GK2 bis SZM) dominiert der Dieselantrieb die Zulassungszahlen und den Bestand (vgl. KBA 2014). Er wird deshalb als RT ausgewählt.

5.2.3.1 Hybrid-Oberleitungs-Lkw

Sektorkopplungsoption Hybrid-Oberleitungs-Lkw

Derzeit werden die Hybrid-Oberleitungs-Lkw (HO-Lkw) intensiv diskutiert, die ein hohes Potential zur Minderung an Treibhausgasemissionen im Güterverkehr haben. HO-Lkw sind Systeme mit oberleitungsgebundenem elektrischem Betrieb von schweren Nutzfahrzeugen auf vielbefahrenen Autobahnen. Neben Hybrid-Systemen, die neben dem elektrischen Antrieb auch noch über einen konventionellen Antrieb verfügen und mit kleineren Batterien zum Zwischenspeichern von Energie ausgestattet sind, sind auch reine Oberleitungs-Lkw denkbar aber weniger in der Diskussion. Die Batterie bzw. der Verbrennungsmotor als Zweittrieb der HO-Lkw dienen dazu, nicht elektrifizierte Strecken oder Fahrstreifen nutzen zu können und damit beispielsweise Überholmanöver zu ermöglichen. Diese Technik hat auch das Potential Kosten für den Aufbau der kapitalintensiven Oberleitungsinfrastruktur entlang ausgewählter Teile der Autobahnen zu sparen und ermöglicht es, kritische Streckenbereiche, z. B. Autobahntunnel, Brücken oder Lärmschutzwälle zu überbrücken. Im Nahverkehr werden bereits ähnliche Konzepte bei Bussen in gewissen Städten angewendet. Ob man die Batterie größer auslegen kann und dann ganz auf den verbrennungsmotorischen Teil beim Hybrid-Oberleitungs-

³³ Siehe Zahlen in Hoepke, Brähler (2013, S. 29) und Kraftfahrt-Bundesamt.

Lkw verzichten kann, ist ebenfalls zu analysieren. Weiterhin kann man bei der Verwendung von Verbrennungsmotoren als hybride Lösung den Dieselmotorkraftstoff durch strombasierte flüssige oder gasförmige Kraftstoffe³⁴ ersetzen, um die THG-Emissionen weiter zu senken. Eine weitere Option ist, eine größere Batterie als hybride Lösung zu wählen, die dann während der Fahrt an der Oberleitung aufgeladen wird. Diese Option (HO-Lkw-Batterie) wird als zweite Option neben der Option HO-Lkw-Diesel betrachtet.

Die Konzepte für die Hybrid-Oberleitungs-Lkw sind derzeit noch in der Erprobung (beispielsweise in Deutschland, Schweden und den USA (Ackermann 2016, Hey 2016, Torfs 2016)). In Deutschland ist hier das ENUBA-Projekt zu nennen (Siemens 2012, Siemens 2016), in dessen Rahmen Demonstrationsfahrzeuge gebaut und auf einer Teststrecke Erfahrungen gesammelt werden. Erste öffentliche Autobahnteststrecken in Deutschland sind ebenfalls geplant.

Einige Studien haben sich mit der Wirtschaftlichkeit von HO-Lkw beschäftigt (siehe Grontmij 2010, SRU 2012, den Boeret al 2013, Hey 2016, UBA 2016b). Detailliertere Wirtschaftlichkeitsrechnungen gerade für die Phase des Markthochlaufs und des Infrastrukturaufbaus gibt es allerdings kaum. Der Infrastrukturaufbau von Oberleitungen an Autobahnen benötigt Zeit. Weiterhin liegt ein klassisches „Henne-Ei-Problem“ vor, da ohne Oberleitungen die Investitionen in entsprechende Fahrzeuge fehlen und umgekehrt. Hieraus ergeben sich Fragen der Vorfinanzierung des Infrastrukturaufbaus und nach Betreibermodellen. Weiterhin stellt sich die Frage beim grenzüberschreitenden Verkehr, der eine abgestimmte Politik mit den Anrainerstaaten bzw. in Europa für einen effizienten Betrieb notwendig werden lässt, was die Frage der Durchsetzbarkeit aufwirft. 16 % der Güterverkehre in Deutschland sind Transitverkehre (SRU 2012). Die Zahl der in Deutschland startenden und ins Ausland führenden Verkehre (bzw. umgekehrt) kommt noch hinzu.

Neben dem Infrastrukturaufbau ergeben sich rechtliche und sicherheitsrelevante Fragen, z. B. durch verstärkte Leitplanken zum Schutz der Oberleitungsinfrastruktur, die zu klären sind. Offen ist auch die Frage nach einem breiten Fahrzeugangebot. Derzeit wird darüber nachgedacht, auf bestehende Lkw-Modelle aufzusetzen und sie mit den Hybridoberleitungstechnologien entsprechend auszustatten. Insgesamt stellt sich wie bei den anderen Optionen auch die Frage nach weiteren klima- oder umweltverträglichen Alternativen, wie z. B. die stärkere Verlagerung auf die Schiene.

Weitere Forschungsfragen ergeben sich aus dem Einsatz der Batterien (siehe hierzu auch Kapitel 5.2.2.1. Elektromobilität). Fragen der richtigen Dimensionierung und der Aufladung mit hohen Strömen und dessen Auswirkungen auf die Batteriebensdauer sind hier Fragestellungen.

Generell existiert als Konkurrenzoption zu den HO-Lkw die Verlagerung des Güterverkehrs auf die Schiene. Derzeit wird allerdings auf der Straße das Vierfache an Güter-Tonnenkilometern erbracht als auf der Schiene. In SRU 2012 wird für 2050 ca. die Abwicklung der Hälfte des Güterverkehrs auf der Schiene für möglich gehalten, während Bergk et al. (2016) ein deutlich geringeres Verlagerungspotential sehen.

Szenarienfestlegung Hybrid-Oberleitungs-Lkw (HO-Lkw-Diesel und HO-Lkw-Batterie)

Die Werte für die unterstellte Marktentwicklung im Lkw-Bereich in den beiden Szenarien finden sich in Tabelle 21.

³⁴ ggf. in verflüssigter Form

Auswertung Hybrid Oberleitungs Lkw (HO-Lkw)

Tabelle 21: Technisches Potential für HO-Lkw-Diesel in Deutschland für zwei Szenarien

Oberleitungs-Lkw	2014	2030	2050
Unter KS95-Rahmenbedingungen 5			
Marktdurchdringung in Tsd. Stück ¹⁾	0	286	280
Referenztechnik			
Verbrauch in kWh/km ⁴⁾	3,006 Diesel	2,106 Diesel	1,848 Diesel
Kraftstoffverbrauch in TWh ^{1) 3)}	78,0	59,3	57,6
Sektorkopplungstechnik			
Verbrauch in kWh/km ⁴⁾		2,106 Diesel 1,336 Elektro	1,848 Diesel 1,233 Elektro
Kraftstoffverbrauch in TWh ^{2) 3)}	0	20,8	8,6
Stromverbrauch in TWh ^{2) 3)}	0	24,4	28,9
Eingesparte Endenergie in TWh	0	14,1	20,0
Eingesparte fossile Endenergie in TWh	0	38,6	49
Unter AMS-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in Tsd. Stück ¹⁾	0	308	330
Referenztechnik			
Verbrauch in kWh/km ²⁾	3,006 Diesel	2,381 Diesel	2,089 Diesel
Kraftstoffverbrauch in TWh ^{1) 3)}	78,0	72,2	67,7
Sektorkopplungstechnik			
Verbrauch in kWh/km ⁴⁾	3,006 Diesel 1,447 Elektro	2,381 Diesel 1,336 Elektro	2,089 Diesel 1,233 Elektro
Kraftstoffverbrauch in TWh ^{1) 3)}	0	25,3	10,2
Stromverbrauch in TWh ^{1) 3)}	0	26,3	34
Eingesparte Endenergie in TWh	0	46,9	57,5
Eingesparte fossile Endenergie in TWh	0	46,9	57,5

Annahmen:

¹⁾ Bestand 2014 an Lkw Kba 2015; danach Entwicklung wie bei Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015 mit eigenen Berechnungen ergänzt. Bestand HO-Lkw 2014 ist 0. ²⁾ Verbrauch der RT basierend auf Öko-Institut, Fraunhofer 2015. ³⁾ Jährliche Fahrleistung basierend auf einer Stichprobe von trendscout24.de: 98.308 km pro Jahr für alle drei Zeitpunkte. ⁴⁾ Kraftstoffverbrauch der Sektorkopplungstechnik basierend auf Öko-Institut, Fraunhofer 2015 und eigenen Berechnungen

Tabelle 22: Technisches Potential für HO-Lkw-Batterie in Deutschland für zwei Szenarien

Oberleitungs-Lkw	2014	2030	2050
Unter KS95-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in Tsd. Stück ¹⁾	0	286	280
Sektorkopplungstechnik			
Verbrauch in kWh/km ³⁾	3,006 Diesel 1,447 Elektro	2,106 Diesel 1,336 Elektro	1,848 Diesel 1,233 Elektro
Stromverbrauch in TWh ^{2) 3)}	0	37,6	34
Eingesparte Endenergie in TWh	0	21,7	23,6
Eingesparte fossile Endenergie in TWh	0	59,3	57,6
Unter AMS-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in Tsd. Stück ¹⁾	0	308	330
Sektorkopplungstechnik			
Verbrauch in kWh/km ⁴⁾	3,006 Diesel 1,447 Elektro	2,381 Diesel 1,336 Elektro	2,089 Diesel 1,233 Elektro
Stromverbrauch in TWh ^{1) 3)}	0	40,5	40
Eingesparte Endenergie in TWh	0	31,6	27,7
Eingesparte fossile Endenergie in TWh	0	72,2	67,7

Annahmen:

¹⁾ Bestand 2014 an Lkw Kba 2015; danach Entwicklung wie bei Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015 mit eigenen Berechnungen ergänzt. Bestand HO-Lkw 2014 ist 0. ²⁾ Verbrauch der RT basierend auf Öko-Institut, Fraunhofer 2015. ³⁾ Jährliche Fahrleistung basierend auf einer Stichprobe von trendscout24.de: 98.308 km pro Jahr für alle drei Zeitpunkte. ⁴⁾ Kraftstoffverbrauch der Sektorkopplungstechnik basierend auf Öko-Institut, Fraunhofer 2015 und eigenen Berechnungen.

Sektorkopplungsoption Methanol-Lkw

Zur generellen Beschreibung der Herstellung von Methanol wird auf Abschnitt 5.4.6 verwiesen. Zum generellen Einsatz von Methanol im Verkehrssektor siehe Abschnitt 5.2.2.3.

Auswertung

Da die Wirkungsgrade beim Motor annähernd gleich bzw. nur leicht besser sind wie bei den konventionellen Dieselfahrzeugen, ergibt sich durch die Option PtL-Methanol bei Lkw auf Endenergieebene kein relevantes Einsparpotential. Die fossile Endenergie kann allerdings vollständig substituiert werden.

5.2.3.2 Power-to-Gas H2

Sektorkopplungsoption

Im Lkw-Sektor befindet man sich noch im Prototypenstadium mit Brennstoffzellen(BZ)-Fahrzeugen und testet diese eher in kleineren Fahrzeugen mit geringeren Tagesreichweiten (siehe BMVi 2017c).

Auswertung

Geht man über den PtG-Methanpfad, sind die Wirkungsgrade beim Motor annähernd gleich wie bei konventionellen Fahrzeugen. Somit ergibt sich durch die Option PtG-Methan bei Lkw auf Endenergieebene kein Einsparpotential bzw. bei Einbezug des notwendigen Aufwands zur CO₂-Erzeugung sogar ein kleiner Mehraufwand. Fossile Endenergie spart man im vollen Umfang durch PtL ein (siehe Tabelle 21 entsprechende Werte für konventionelle Lkw).

Der Pfad PtG-Wasserstoff ist bei Verwendung der Brennstoffzelle effizienter als der konventionelle Lkw-Diesel, insbesondere, wenn auf eine Wasserstoffverflüssigung verzichtet wird, die sehr energieaufwändig ist. Hier könnten die Endenergieeinsparungen beim gasförmigen Wasserstoff langfristig ca. 30 % durch den höheren Wirkungsgrad des Brennstoffzellensystems betragen.

Aufgrund der zu geringen Energiedichte (daraus resultierend Reichweitenbegrenzung sowie Volumen- und Gewichtsherausforderungen) und den hohen Batteriekosten sind reine Batteriefahrzeuge beim Sattelzug derzeit und in absehbarer Zeit nicht vorstellbar (hier kommt man auch an die chemisch-physikalischen Grenzen der Batterieentwicklung). Man kann lediglich über eine Hybridisierung der Sattelzüge nachdenken (Parallel-Hybrid oder Seriell-Hybrid ohne Netzanschluss und damit nicht zur Elektromobilität im eigentlichen Sinne zählend; zur Technikbeschreibung siehe Dünnebeil et al. 2015). Allerdings betragen hierdurch nach Dünnebeil et al. (2015) beim aktuellen Stand der Technik die Einsparungen von Kraftstoff und Treibhausgasen lediglich bis zu 16 % (in Kombination mit anderen effizienzsteigernden Maßnahmen), weil konventionelle Sattelzüge schon einen recht hohen Wirkungsgrad aufweisen. Weiterhin ist die Wirtschaftlichkeit bei Weitem nicht gegeben (siehe Dünnebeil et al. 2015).

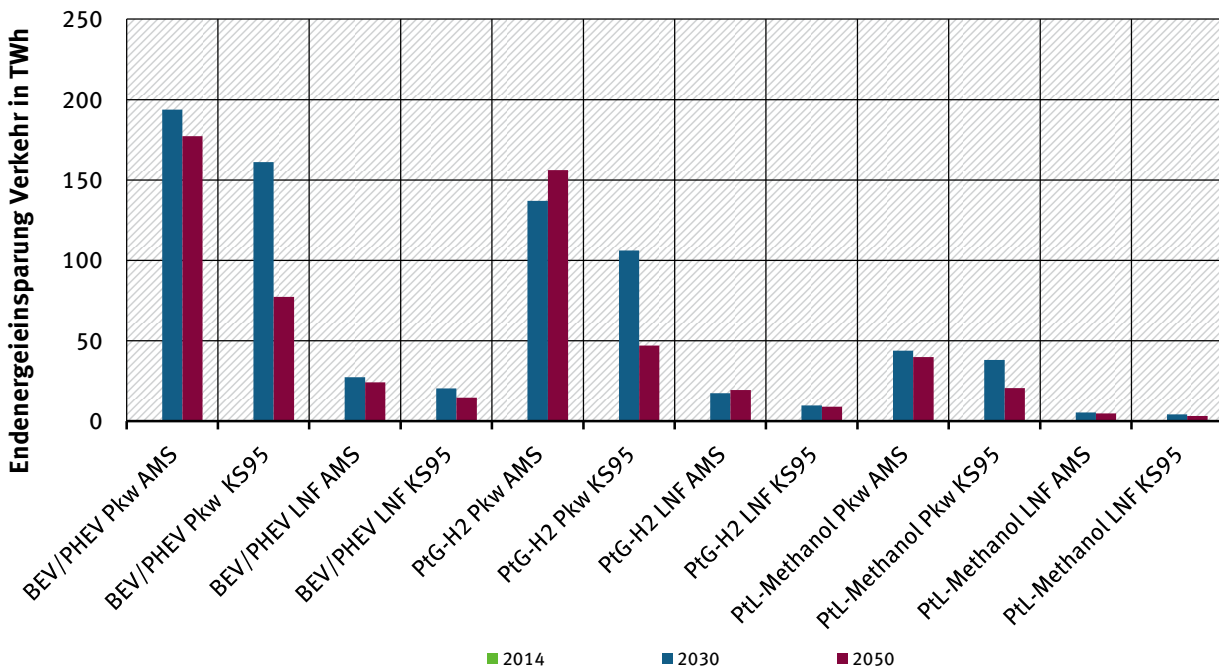
Realistischer ist der Einsatz von Batterien beim Solo-Lkw im Nahverkehr (siehe Dünnebeil et al. 2015, Hacker et al. 2015). Verschärfte Grenzwerte für Luftschadstoffe, Einfahrtsverbote und ggf. auch Lärmemissionen (z. B. bei Nachtbelieferungen) insbesondere in Innenstädten können künftig relevante Treiber für den Einsatz elektrisch betriebener Lieferfahrzeuge darstellen. Allerdings sind in diesem Fahrzeugsegment bisher nur Prototypen oder Kleinserienfahrzeuge verfügbar, die vorwiegend im Rahmen von Pilotvorhaben zum Einsatz kommen. Da sie bzgl. der THG-Emissionen nicht besonders relevant sind (siehe Abbildung 21), bleiben sie bei den folgenden Betrachtungen außen vor.

5.2.4 Abschlussbetrachtung Verkehr zu den technischen Potentialen zur Endenergieeinsparung

In der Abbildung 22 sind die Endenergieeinsparungen im Verkehrssektor für die betrachteten Optionen bei Pkw sowie LNF aufgeführt. Dabei ist zu beachten, dass nur die Endenergieeinsparungen im Verkehrssektor betrachtet werden, ohne den Energieaufwand zur Erzeugung des Stroms bzw. der Kraftstoffe. In 2050 lässt sich dieser durch die Pfade BEV/PHEV (größte Einsparungen) im KS95 halbieren, im AMS betragen die Minderungen sogar ca. 60 %. Die unterschiedlichen Minderungspotentiale zwischen dem KS95 und AMS rühren daher, dass im KS95 weniger Fahrzeuge sowie eine höhere Effizienz der konventionellen Fahrzeuge unterstellt wird (siehe Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015). Dies erklärt auch den Rückgang der Einsparpotentiale zwischen 2030 und 2050 im KS95. Auch bei PtG-Wasserstoff lassen sich signifikante Einsparungen erzielen, aufgrund der höheren Verbräuche der Brennstoffzellenfahrzeuge gegenüber den EV sind diese jedoch geringer.

Wegen der hohen Stückzahlen dominieren die Einsparungen bei Pkw die bei LNF. Die Einsparungen bei Methanol sind vergleichsweise gering.

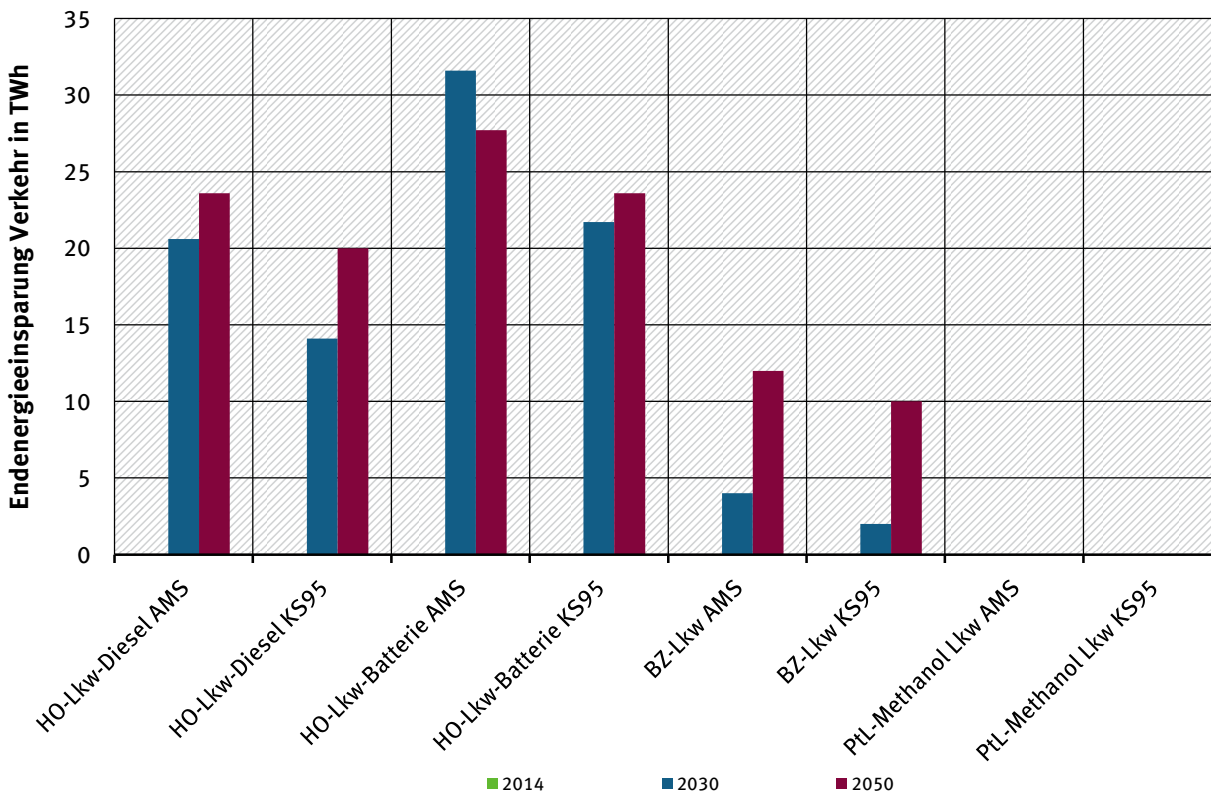
Abbildung 22: Technische Endenergieeinsparungspotentiale im Verkehrssektor bei Pkw und LNF



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 23 zeigt die Endenergieeinsparungen bei schweren Lkw im Verkehr. HO-Lkw-Batteriepfade weisen dabei das höchste Einsparpotential auf (gegenüber der RT ca. 50 %). Gegenüber 2030 steigen die Einsparpotentiale, u. a. wegen den steigenden Bestandszahlen und den unterstellten höheren elektrischen Fahranteilen (relevant beim HO-Lkw-Diesel).

Abbildung 23: Technische Endenergieeinsparungspotentiale im Verkehrssektor bei schweren Lkw



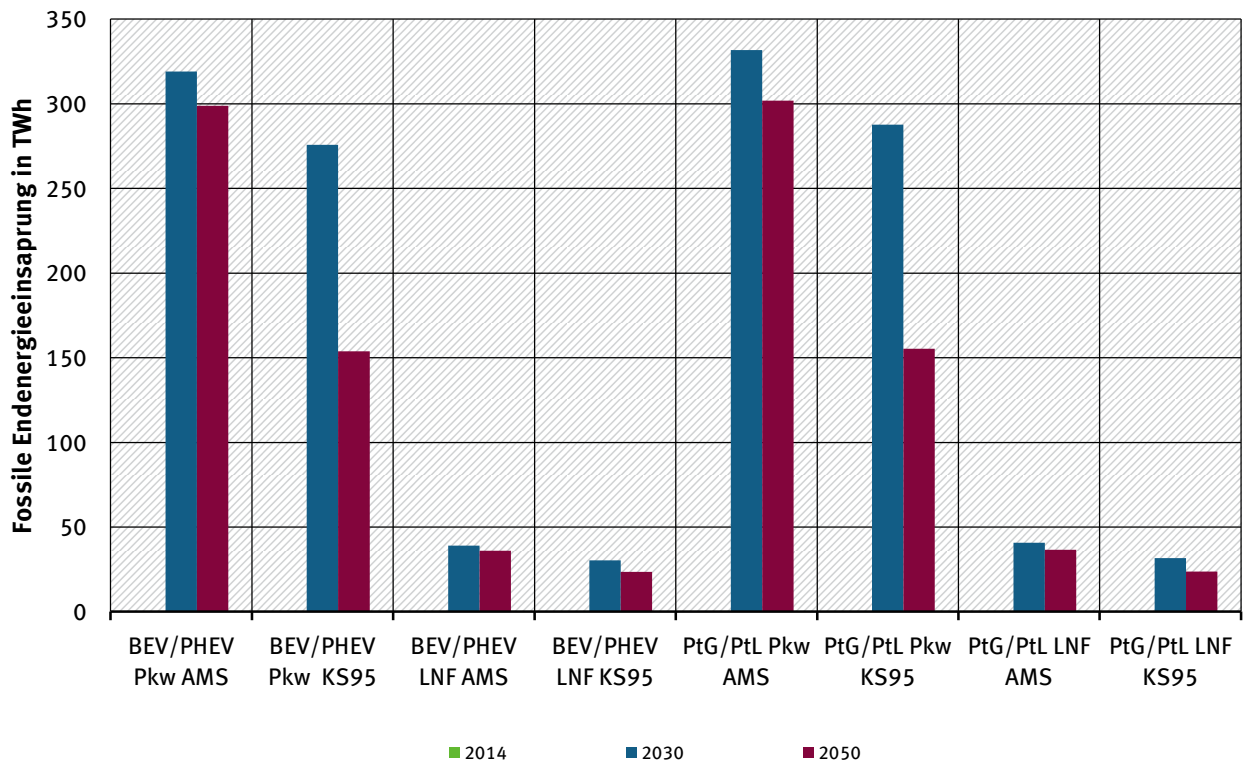
Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Vergleicht man den Pkw-Sektor mit den schweren Lkw, so sind die Endenergieeinsparungen im Pkw-Sektor deutlich größer. Hier kommen zwei Effekte zum Tragen. Einmal ist der Endenergieverbrauch bei Pkw generell höher und zum anderen sind die Effizienzverbesserungen durch BEV/PHEV zu konventionellen Pkw im Vergleich zu den Effizienzverbesserungen durch HO-Lkw zu konventionellen Lkw niedriger. Dies hängt damit zusammen, dass die konventionellen Diesel-Lkw bei Autobahnfahrten, und vor allem dort werden durch HO-Lkw ersetzt, einen vergleichsweise hohen Wirkungsgrad von um die 35 % haben. Auch durch den Einsatz von BZ-Lkw lassen sich Endenergieeinsparungen erzielen, weil die Brennstoffzellensysteme im Vergleich zu konventionellen Verbrennungsmotoren das Potential zu höheren Wirkungsgraden haben.

Die eingesparte fossile Endenergie ist in Abbildung 24 und Abbildung 25 dargestellt. Bei Pkw sind die PtL-Methanol- und die PtG-H₂-Pfade zusammengefasst, weil sie zur selben fossilen Endenergieeinsparung führen. Die BEV/PHEV-Pfade führen zu leicht niedrigeren fossilen Endenergieeinsparungen, weil hier der konventionelle Anteil der PHEV zu Buche schlägt. Auch bei den HO-Lkw-Diesel kann nicht der gesamte Anteil der konventionellen Kraftstoffe substituiert werden, weil Teile der Fahrten durch den konventionellen Motor abgedeckt werden: Dies liegt darin begründet, dass die Oberleitungsinfrastruktur voraussichtlich nicht flächendeckend ausgebaut werden wird.

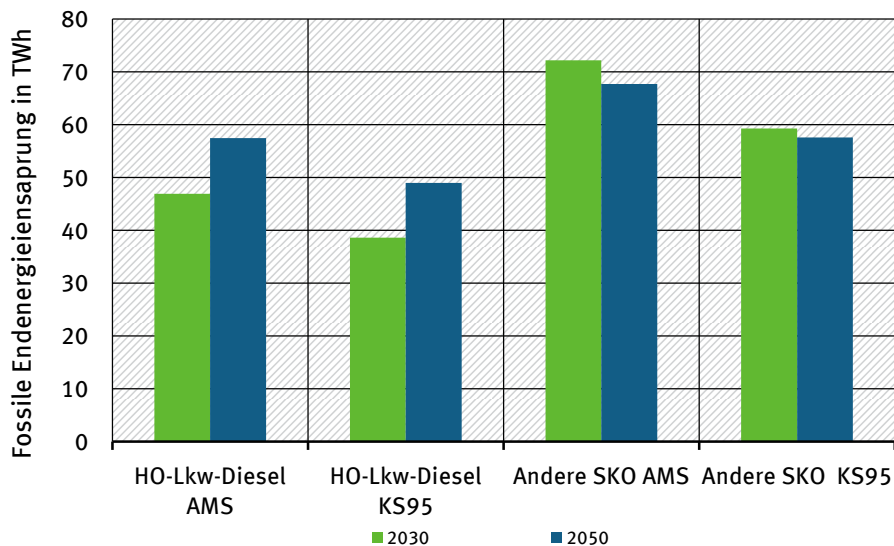
Abbildung 25 stellt die fossilen Endenergieeinsparungspotentiale bei schweren Lkw dar. BZ-Lkw und Methanol-Lkw führen zu den gleichen Einsparungen, weshalb sie unter Andere SKO in der Abbildung zusammengefasst sind.

Abbildung 24: Fossile Endenergieeinsparungspotentiale im Verkehrssektor bei Pkw und LNF



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 25: Fossile Endenergieeinsparungspotentiale im Verkehrssektor bei schweren Lkw (Anmerkung: andere sind BZ- sowie Mehanol-Lkw)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

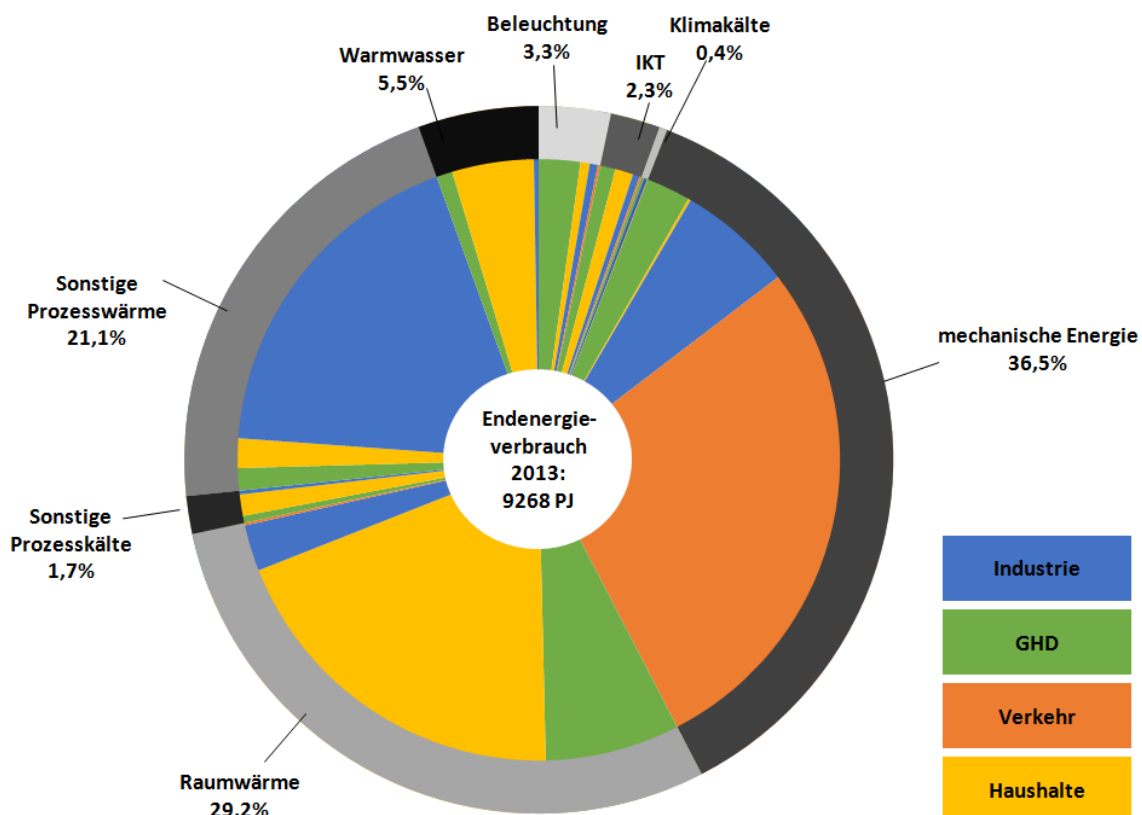
5.3 Wärme

Über die Hälfte des deutschen Endenergieverbrauchs im Jahr 2013 entfiel auf die Bereitstellung von Nutzwärme in Form von Raumwärme, Warmwasser oder Prozesswärme (vgl. Abbildung 26 und BMWi 2015). Da ein Großteil der Wärme heutzutage durch konventionelle Energieträger bereitgestellt wird, stellen SKO eine wichtige Option dar, um die Emissionsintensität bei der Wärmebereitstellung zu reduzieren. Im Folgenden werden verschiedene Arten des Wärmebedarfs und die mögliche SKO-basierte Wärmebereitstellung diskutiert und die dazugehörigen technischen Potentiale ausgewiesen.

Die Bereitstellung von Raumwärme verursacht nach der Bereitstellung von mechanischer Energie der Energiedienstleistung mit dem höchsten Verbrauch an Endenergie. Im Jahr 2013 wurde mehr als ein Viertel des deutschen Endenergieverbrauchs für die Raumwärmeerzeugung aufgewandt. Im Haushaltssektor betrug der Anteil sogar 69 % (BMWi 2015).

Die Bereitstellung von Raumwärme im Haushalts- und GHD-Sektor erfolgt entweder dezentral in räumlicher Nähe zur eigentlichen Wärmesenke (d. h. individuell in einer Wohnung bzw. einem Wohngebäude oder gewerblich genutzten Gebäude) oder über zentral installierte Großanlagen (z. B. Heizwerke, Heizkraftwerke), welche die Wärme in ein Wärmenetz einspeisen, welches die Wärmeübertragung zum Verbraucher gewährleistet. Im nächsten Abschnitt wird zunächst der Fall der dezentralen Raumwärmebereitstellung adressiert. Kapitel 5.3.2 beschäftigt sich mit der Raumwärmebereitstellung über Wärmenetze. Die Erzeugung von Warmwasser und industrieller Prozesswärme wird in den Abschnitten 5.3.3 und 5.4.1 behandelt.

Abbildung 26: Endenergieverbrauch 2013 nach Anwendungsbereichen und Sektoren



Quelle: eigene Darstellung mit Daten des BMWi 2015

5.3.1 Raumwärmebereitstellung dezentral

Einleitung

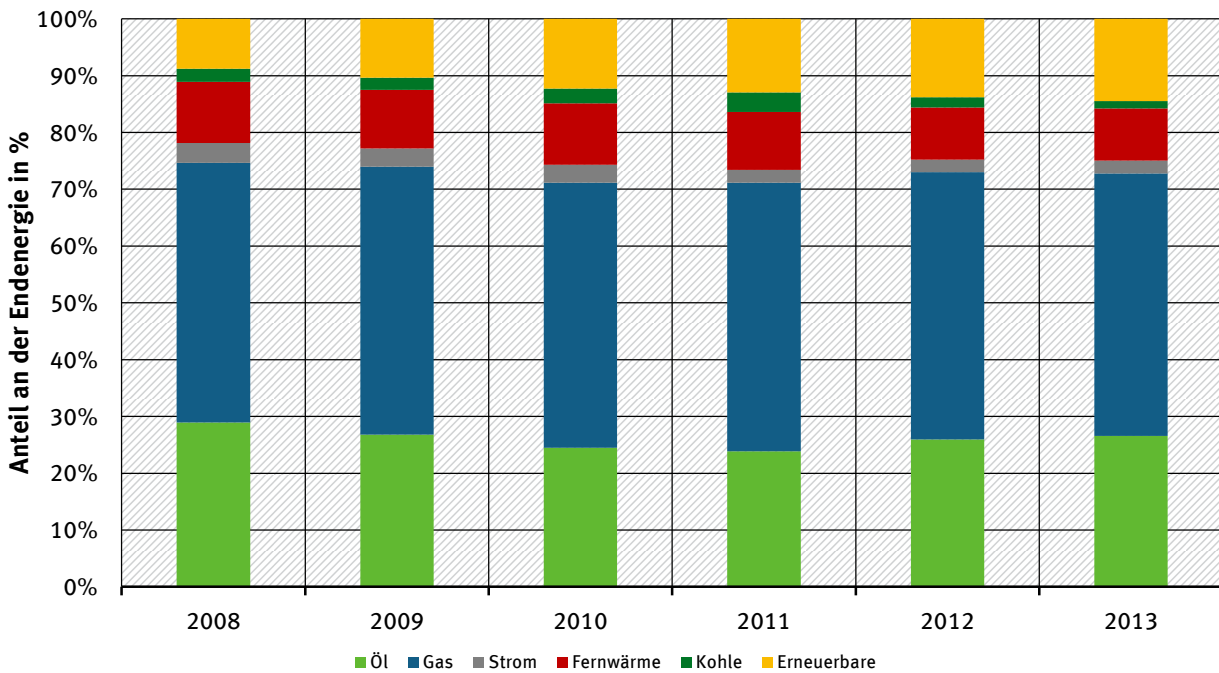
Dezentrale Raumwärme wird primär aus Erdgas (vgl. nächster Abschnitt) und Öl erzeugt. In jüngster Zeit kommen in zunehmendem Maße aber auch erneuerbare Energien (Solarthermie sowie die Verbrennung biogener Energieträger wie Holzpellets) sowie Wärmepumpen zum Einsatz. Ein deutlicher Rückgang ist hingegen aufgrund steigender Strompreise sowie ordnungsrechtlicher Maßnahmen in der Nutzung von Stromdirekt- und Nachtspeicherheizungen zu beobachten. Beide Techniken wandeln Strom mittels eines elektrischen Widerstands in Wärme um, wobei Nachtspeicherheizungen zusätzlich mit einem Wärmespeicher ausgestattet sind.

Sowohl Wärmepumpen als auch die direkte Umwandlung von Strom in Wärme gewinnen im Rahmen der aktuellen Bestrebungen zur Transformation des Energiesystems an Bedeutung. Wärmepumpen weisen eine höhere Effizienz bei der Bereitstellung von Wärme auf. Sie kommen als Ersatz für dezentrale Heizsysteme, die fossile Energieträger verwenden, in Frage. Die direkte Umwandlung von Strom in Wärme mittels eines Heizstabs kann jedoch bei geringen Einsatzstunden kostengünstiger sein, obwohl sie energetisch ineffizienter ist. Vor dem Hintergrund der Abregelung erneuerbarer Strommengen können bestehende Heizsysteme (ggf. auch Wärmepumpensysteme) um solche Heizstäbe erweitert und somit im sinnvollen bivalenten Betrieb genutzt werden. Eine vollständige strombasierte Wärmeerzeugung mit derartigen Heizstäben macht aus (primär-)energetischer und insbesondere aus exergetischer Sicht jedoch keinen Sinn.

Status quo

Abbildung 27 gibt die Zusammensetzung des Endenergieverbrauchs für die Bereitstellung von Raumwärme im Haushaltssektor wieder. Es ist deutlich erkennbar, dass der Anteil strombasierter Wärmeerzeugung gegenwärtig noch relativ niedrig ausfällt. Ein ähnliches Bild ergibt sich für den GHD-Sektor, mit Ausnahme des Beitrags von Erdgas, welcher in 2013 um ca. 10 Prozentpunkte höher ausfiel. In absoluten Werten wurden laut BMWi (2015) 2013 im Haushaltssektor 1.800 PJ Endenergie für die Wärmebereitstellung eingesetzt. Im GHD-Sektor waren es 670 PJ.

Abbildung 27: Zusammensetzung des Endenergieverbrauchs für die Bereitstellung von Raumwärme bei privaten Haushalten

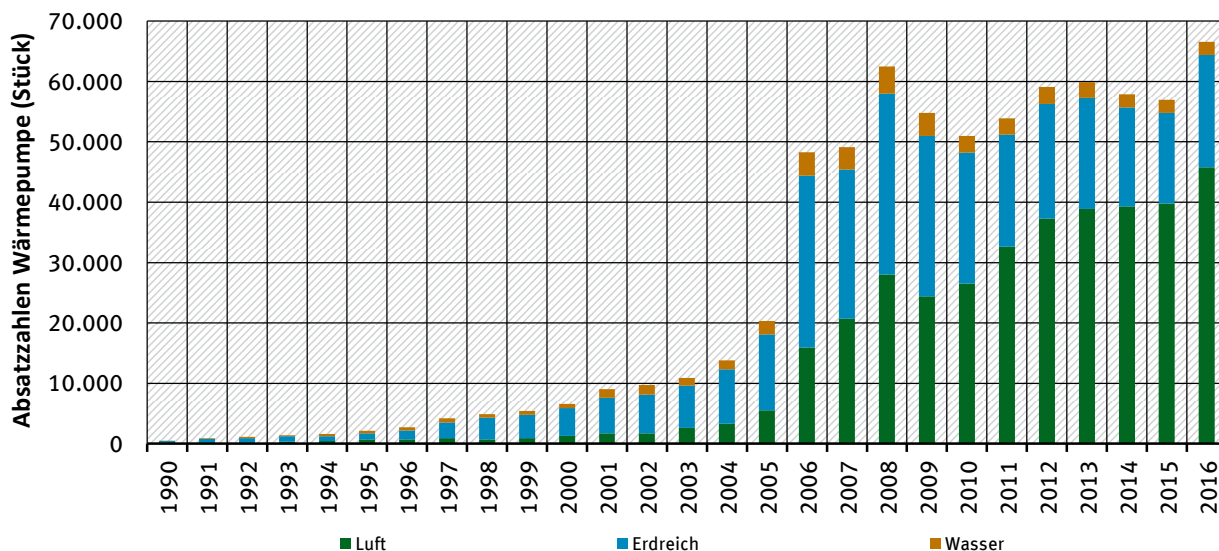


Quelle: BMWi 2015

Im Rahmen der Umsetzung der Energiewende wird langfristig ein Ausbau der erneuerbaren Wärmeerzeugung, der Einsatz effizienter Heiztechniken sowie die Steigerung der Effizienz im Gebäudebereich angestrebt. Entsprechende politische Maßnahmen sind in der Energieeinsparverordnung, EnEV 2014 (Bund 2014), und dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz, EEWärmeG 2011 (Bund 2011), geregelt. Es gibt verschiedene Fördermaßnahmen (MAP, KfW-Programme), die unter anderem die Installation von Wärmepumpen unterstützen. Der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte soll bis zum Jahr 2020 auf 14 % gesteigert werden (§1 EEWärmeG), wobei die durch Wärmepumpen genutzte Umgebungswärme eine erneuerbare Wärmequelle ist. Gleichzeitig soll der Gebäudebestand langfristig bis zum Jahr 2050 klimaneutral werden (Bund 2014, Kreyenberg et al. 2015).

Die Absatzzahlen für Wärmepumpen sind in den letzten Jahren durch Fördermaßnahmen, Effizienzanforderungen (vgl. EnEV) und die Nutzungspflicht erneuerbarer Energien im Neubau (vgl. Bund 2011) bereits maßgeblich gestiegen (vgl. Abbildung 28). Laut Bundesverband Wärmepumpe (BWP 2013) beträgt ihr Marktanteil knapp 9 % am jährlichen Absatz der Wärmeerzeuger (vgl. Tabelle 23) und 30 % im Neubau. Die Anpassung des Primärenergiefaktors für Strom und die bereits im Jahr 2014 erfolgte EnEV-Novelle werden den Wärmepumpenabsatz weiter antreiben.

Abbildung 28: Absatzzahlen für Heizungswärmepumpen in Deutschland



Quelle: BWP 2013, BWP 2017

Tabelle 23: Marktdurchdringung von Wärmepumpen im Jahr 2015 in Haushalten und GHD in Deutschland

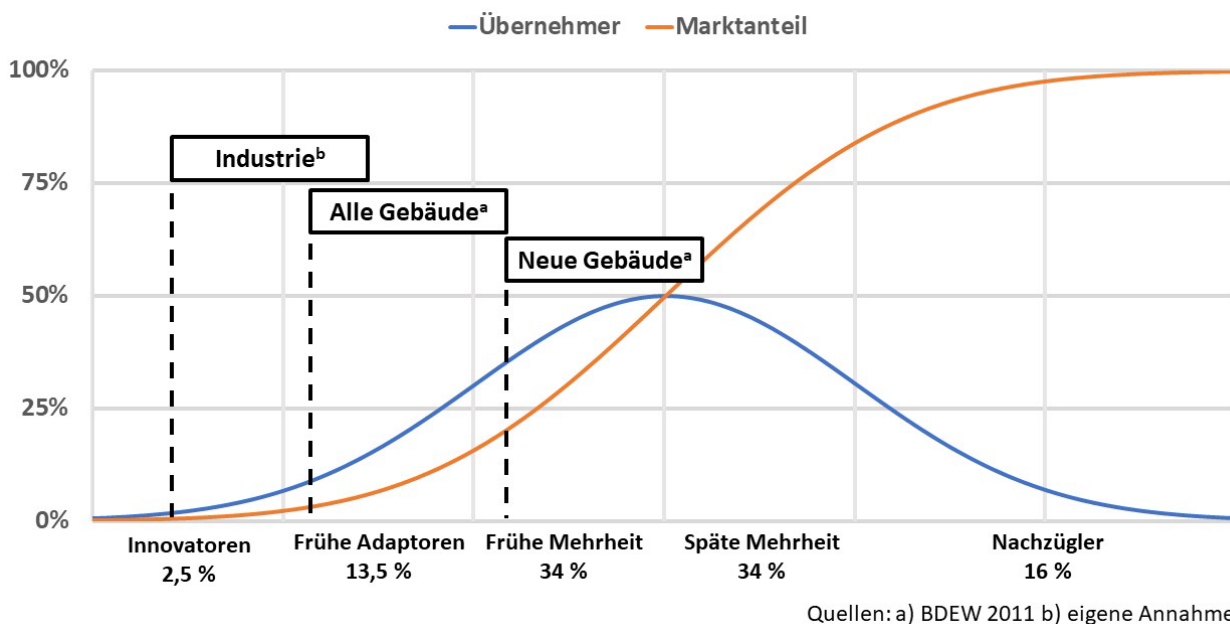
Bestand [Stück]	Marktanteil am Bestand der Wärmeerzeuger [%]	Marktanteil am jährlichen Absatz der Wärmeerzeuger [%]	Installierte Leistung [GW]	Stromverbrauch [GWh]	Speichermenge [GWh]
684.000 ¹⁾	3 %	8,5 %	8,1 GW thermisch	4,4 TWh	Wärmespeicher werden teilweise im Rahmen von Sperrzeiten genutzt

Anmerkung: ¹⁾ Shell BDH Hauswärme-Studie und Absatz (BDH) 2012-2014 2014: 618.500. Ende 2016 sind es nach BWP (2017) bereits 750.000

Wie in Abbildung 29 dargestellt, weisen Wärmepumpen für den Einsatz im Neubau bereits eine hohe Marktakzeptanz auf, wohingegen die Marktreife von Wärmepumpen für den Einsatz in Bestandsgebäuden sowie in der Industrie noch relativ rückständig ist. Dies ist auf die höheren Temperaturanforderungen und benötigten Wärmebedarfsmengen in Bestandsgebäuden und in der Industrie zurückzuführen. Insbesondere die deutlich höheren Vorlauftemperaturen verhindern den Einsatz der Wärmepumpen oder mindern zumindest maßgeblich ihre Effizienz.

Zum Bestand von Heizstäben in bivalenten Heizsystemen liegen keine statistischen Erhebungen vor. Es ist allerdings davon auszugehen, dass die Anzahl gegenwärtig noch relativ gering ausfällt, da hohe Strompreise im Haushalts- und GHD-Sektor den Einsatz von Heizstäben zur Wärmebereitstellung wirtschaftlich unattraktiv machen und Verbraucher aufgrund des statischen Tarif-Designs auch in Stunden mit hoher erneuerbarer Stromerzeugung keine Veränderung des Preissignals wahrnehmen können.

Abbildung 29: Marktentwicklung von Wärmepumpen in Deutschland



Quelle: Wolf et al. 2012; ins Deutsche übersetzt

Referenztechnik

Konventionelle Erzeugungstechniken, welche durch die SKO-Wärmepumpe und den SKO-Heizstab ersetzt bzw. ergänzt werden können, umfassen fossile Zentralheizungen (Öl- und Gasheizkessel, Öl- und Gasbrennwertkessel) sowie fossile und strombasierte Einzelheizungen (Kohleöfen, Stromdirekt- und Nachtspeicherheizungen). Einzelheizungen sind schwerer umzustellen, da kein Verteilsystem vorhanden ist. Auch bei vorhandenem Verteilsystem ist die Umstellung auf eine Fußbodenheizung mit einem hohen Aufwand verbunden. Heizkessel sowie Kohleöfen weisen aufgrund der Wärmeverluste über das Rauchgas eine mittlere Effizienz von 90-95 % auf. Durch die Kondensation des Wassers im Rauchgas und die Verwendung der Kondensationswärme kann der Wirkungsgrad bei Brennwertkesseln auf über 95 % gesteigert werden. Stromdirekt- und Nachtspeicherheizungen erreichen ebenfalls energetische Wirkungsgrade zwischen 95 und 100 %, da der Strom nahezu vollständig in Wärme umgewandelt werden kann. Im Hinblick auf den Primärenergiebedarf sind die genannten Wirkungsgrade allerdings nicht direkt miteinander vergleichbar. Berücksichtigt man die Umwandlungskette, die zur Bereitstellung der Endenergie durchlaufen wird, so reduziert sich die Gesamteffizienz der Stromdirekt- und Nachtspeicherheizungen bspw. auf weniger als 40 %, wenn man für den deutschen Stromerzeugungsmix den heutigen mittleren Wirkungsgrad unterstellt. Mit zunehmendem Anteil der erneuerbaren Energien zur Stromversorgung verändert sich dieser Wert allerdings und in einem zu 100 % mit erneuerbaren Energien versorgten Stromsystem sind die Wirkungsgrade unmittelbar miteinander vergleichbar.

Im Hinblick auf die durch die Heiztechniken bereitgestellte Wärme muss festgehalten werden, dass Brennwertkessel verhältnismäßig niedrige Vor- und Rücklauftemperaturen und dementsprechend eine geeignete Auslegung des Heizkreislaufs erfordern, welche zu hohen Umrüstungskosten in schlecht isolierten Bestandsgebäuden führen. Alle anderen Heizsysteme können beliebig hohe Vorlauftemperaturen zur Verfügung stellen.

Neben den konventionellen Technologien erfolgt die dezentrale Wärmebereitstellung mittels Biomasse-Heizkesseln, thermischen Solaranlagen und Blockheizkraftwerken (BHKW). Diese Technologien werden hier allerdings nicht für die Substitution durch SKO betrachtet, da sie aufgrund der Nutzung erneuerbarer Energiequellen bereits zur Dekarbonisierung des Wärmesektors beitragen.

Sektorkopplungsoption

Bei den SKO werden strombetriebene Wärmepumpen³⁵ und Heizstäbe unterschieden.

Strombetriebene Wärmepumpen nutzen neben elektrischem Strom auch Umgebungswärme zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser. Als Umweltwärme dienen Umgebungsluft, Erdreich, Abwasser und Grundwasser. Durch die Verwendung der Umweltwärme fällt die mittels der Wärmepumpe bereitgestellte Wärmemenge höher aus als die eingesetzte Strommenge. Das Verhältnis aus bereitgestellter Wärmemenge zu eingesetzter Strommenge wird in der sogenannten Jahresarbeitszahl (JAZ) ausgedrückt. Eine hohe JAZ (und somit eine hohe Effizienz der Anlage) kann erreicht werden, wenn die zu überbrückende Temperaturdifferenz von Wärmequelle und Wärmesenke (sog. Temperaturhub) sowie die Zieltemperatur der Wärmesenke klein gehalten werden. Miara et al. (2011) konnten im Rahmen empirischer Untersuchungen bei Erdreich-Wärmepumpen im Mittel eine JAZ von 4 beobachten, bei Wasser-Anlagen von 3,7 und bei Luft-Anlagen von ca. 3,0.³⁶ Die Unterschiede liegen darin begründet, dass die Außenluft substantielle Temperaturvariationen (Größenordnung 30 K und höher) aufweist und insbesondere in der Heizperiode sehr niedrig ausfällt. Bei Erdreichtanlagen liegen die Temperaturschwankungen hingegen unter 10 K. Um die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Wärmesenke möglichst niedrig zu halten, werden Wärmepumpen auf niedrige Vorlauftemperaturen ausgelegt. Für eine effiziente Wärmeübertragung an die Raumluft werden üblicherweise großflächige Fußboden- oder Wandheizungen installiert. Dies hat allerdings zur Folge, dass der Ersatz eines konventionellen Heizsystems durch eine Wärmepumpe in der Regel die Sanierung des gesamten Heizsystems erfordert.

Mithilfe eines Wärmespeichers kann der Betrieb der Wärmepumpe in gewissen Grenzen flexibilisiert werden.

Heizstäbe entsprechen einem elektrischen Widerstand, welcher im Rahmen einer Nachrüstung in den Wärmespeicher eines bestehenden Heizsystems eingebaut werden kann. Heizstäbe werden z. T. bereits in Wärmepumpenheizsystemen installiert, um Lastspitzen zu decken. Folglich kann die Wärmepumpe auf eine geringere Maximalleistung ausgelegt und eine höhere Auslastung erreicht werden. Der überschussgesteuerte Einsatz von Heizstäben in konventionellen Heizsystemen findet bisher bei Haushalts- und kleinen Gewerbekunden noch nicht statt, da diese kein entsprechendes Preissignal in Stunden mit Erneuerbarem-Überschuss erhalten. Rein technisch betrachtet liegen bei dieser Wärmebereitstellungstechnik kaum Restriktionen hinsichtlich des bereitgestellten Temperaturniveaus der Wärme vor.

Szenarienbeschreibung

Die Potentialbestimmung der SKO fokussiert sich ausschließlich auf Wärmepumpen, da Heizstäbe zur Raumwärmeversorgung im Wesentlichen für die Verwendung von Überschussstrom angedacht

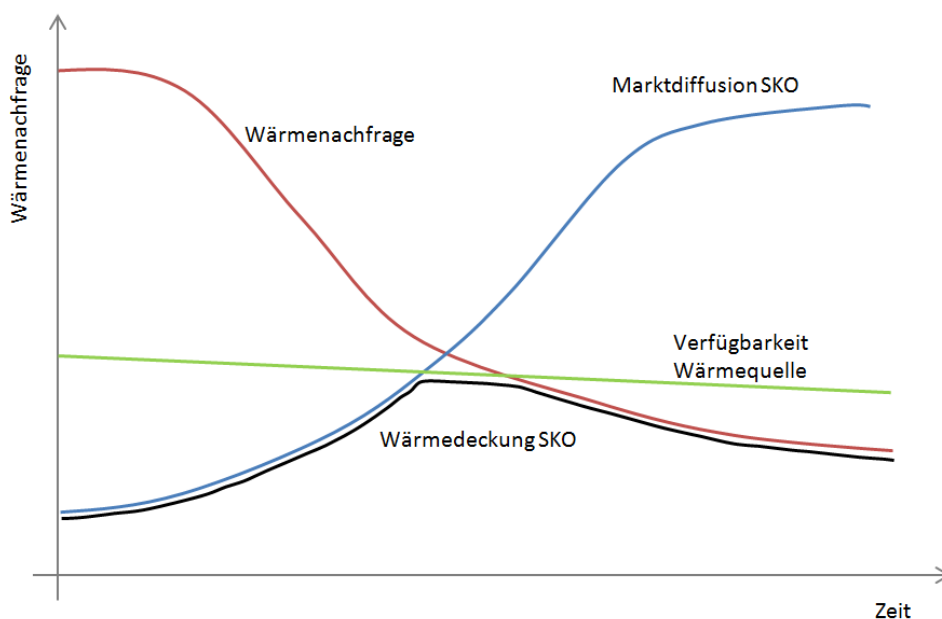
³⁵ Gasbetriebene Wärmepumpen finden in der vorliegenden Analyse keine Berücksichtigung, da die Elektrifizierung des Wärmesektors mit dem Ziel der Dekarbonisierung im Vordergrund steht.

³⁶ Der Großteil der in der Untersuchung berücksichtigten Anlagen nutzte eine Fußbodenheizung für die Heizwärmeverteilung.

sind und ihr Einsatz folglich substantiell von der Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms und der konkreten Betriebsweise abhängt. Außerdem weisen sie eine deutlich niedrigere Energieeffizienz als Wärmepumpen auf und kommen folglich nicht für eine vollständige Deckung des Wärmebedarfs in Frage.

Das technische Potential für den Einsatz einer SKO zur Deckung der Wärmenachfrage hängt, wie in Abbildung 30 illustriert, von der Entwicklung der Wärmenachfrage, der potentiellen Marktdiffusion der SKO sowie der Verfügbarkeit der entsprechenden Wärmequelle ab. Diese Restriktionen werden, soweit notwendig, bei den folgenden Potentialberechnungen berücksichtigt.

Abbildung 30: Ableitung des technischen Potentials für die Deckung der Wärmenachfrage durch SKO



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

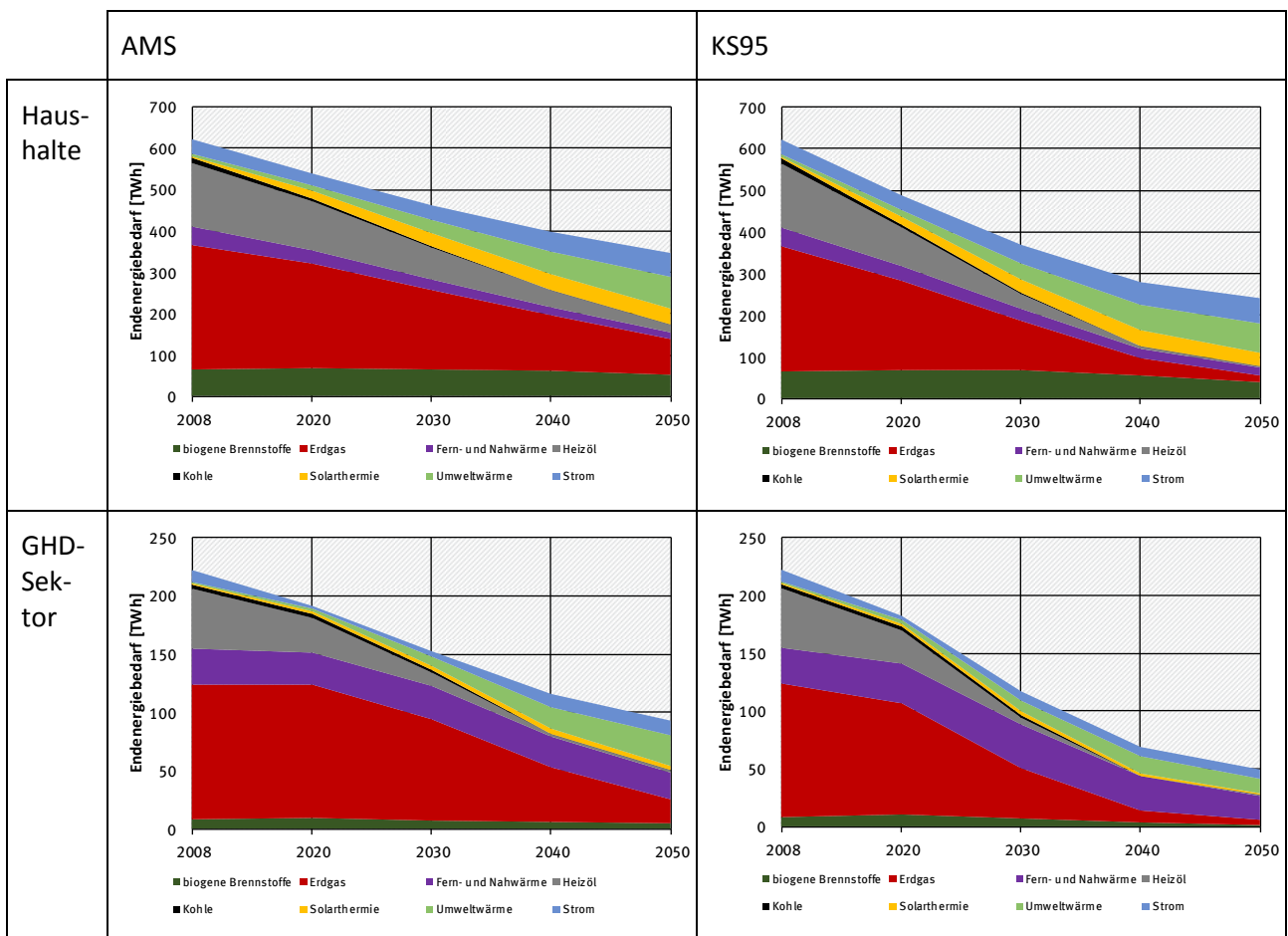
Für die Bestimmung des technischen Potentials von dezentralen Wärmepumpen zur Bereitstellung von Raumwärme im Haushalts- und GHD-Sektor werden zwei Szenarien der Studie „Klimaschutzszenario 2050“ (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015) unterschieden. Im konservativen „Aktuelle-Maßnahmen-Szenario“ (AMS) liegt die mittlere energetische Sanierungsrate bei ca. 1,6 % bis 2050, wohingegen im „95 % Klimaschutzszenario“ (KS95) von einem Anstieg der energetischen Sanierungsrate auf über 3 % bis zum Jahr 2050 ausgegangen wird.³⁷ Entsprechend liegt auch der Wärmebedarf im Haushaltssektor im KS95 im Jahr 2050 über 30 % unter dem Niveau des AMS.

Im Rahmen der Berechnung der technischen Potentiale wird angenommen, dass nur die Heiztechniken ersetzt werden, die fossile Brennstoffe verwenden (d. h. Erdgas, Öl, Kohle). Der potentielle Einsatz von Großwärmepumpen in Nah- und Fernwärmenetzen wird im Kapitel 5.3.2 separat adressiert.

Die Entwicklung der Jahresarbeitszahl entstammt ebenfalls der Studie „Klimaschutzszenario 2050“. Sie steigt (im Mittel über alle Wärmepumpentechnologien) von 3,0 im Basisjahr auf 3,3 (AMS) bzw. 4,0 (KS95) im Jahr 2050.

³⁷ Aktuell beträgt die Sanierungsrate ca. 1 %.

Abbildung 31: Entwicklung Endenergiebedarf für Raumwärmebereitstellung



Quelle: Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015

Für die Berechnung des potentiell möglichen Markthochlaufs von Wärmepumpen wird eine mittlere Nutzungsdauer des Heizsystems von 25 Jahren unterstellt. Folglich findet in jedem Jahr in 4 % des Gesamtbestands eine grundlegende Erneuerung des Heizsystems statt.

Darüber hinaus wird vereinfachend die Annahme getroffen, dass beim Einsatz einer Wärmepumpe die gesamte Wärmenachfrage durch die Wärmepumpe erfolgt und kein Einsatz von Spitzenlast-Heizstäben stattfindet.

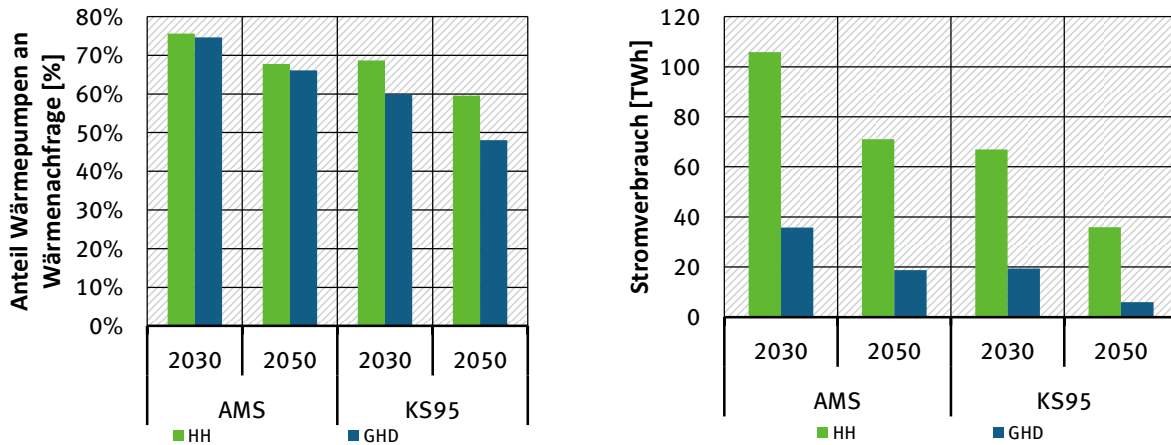
Die im nächsten Abschnitt ausgewiesenen Potentiale enthalten auch die im Rahmen der jeweiligen Szenarien (AMS und KS95) unterstellten durch Wärmepumpen erzeugten Wärmemengen. Darin enthalten sind der bereits heute durch Wärmepumpen gedeckte Wärmebedarf.

Auswertung

Die linke Hälfte von Abbildung 32 enthält einen Überblick über die Anteile der Wärmenachfrage, die in beiden Szenarien durch Wärmepumpen gedeckt werden können. Die Anteile belaufen sich im Jahr 2030 auf ca. 60-76 % der Raumwärmenachfrage im Haushalts- und GHD-Sektor. Bis zum Jahr 2050 sinkt dieser Anteil speziell im KS95 auf ca. 48-60 % (je nach Sektor). Diese Entwicklung lässt sich damit erklären, dass im entsprechenden Szenario andere CO₂-arme Heiztechniken (Fern- und Nahwärme, Solarthermie und biogene Brennstoffe) einen weiteren Zuwachs verzeichnen und außerdem der Endenergiebedarf in Gebäuden mit WP-Potential etwas stärker sinkt als in anderen Gebäuden.

Der mit der Diffusion von Wärmepumpen verbundene Anstieg der Stromnachfrage ist in der rechten Hälfte von Abbildung 32 wiedergegeben. Im AMS wäre das technische Potential der Wärmepumpen bis zum Jahr 2030 mit einer zusätzlichen Stromnachfrage von über 140 TWh verbunden. Diese Strommenge reduziert sich bis zum Jahr 2050 aufgrund des verminderten Wärmebedarfs der Gebäude auf ca. 90 TWh. Im KS95, welches durch eine deutlich schnellere energetische Sanierung der Gebäude charakterisiert ist, würde die Stromnachfrage bis zum Jahr 2030 auf 86 TWh ansteigen und bis zum Jahr 2050 auf ca. 42 TWh zurückgehen.

Abbildung 32: Potentieller Anteil der Raumwärmenachfrage, der durch Wärmepumpen gedeckt wird (links) und resultierender Stromverbrauch (rechts)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Tabelle 24: Technisches Potential von Wärmepumpen zur dezentralen Raumwärmebereitstellung im Haushalts- und Tertiärsektor (ohne Energieverbrauch der Wärmenetze)

	2015	2030	2050
Unter AMS-Rahmenbedingungen			
Referenztechnik			
Wirkungsgrad in %	95 %	95 %	95 %
Sektorkopplungstechnik			
Marktdurchdringung in %	3 %	75 %	67 %
Wirkungsgrad in %	300 %	315 %	330 %
Stromverbrauch in TWh	3	142	86
Eingesparte fossile Endenergieträger in TWh	9	445	302
Unter KS95-Rahmenbedingungen			
Referenztechnik			
Wirkungsgrad in %	95 %	95 %	95 %
Sektorkopplungstechnik			
Marktdurchdringung in %	3 %	67 %	58 %
Wirkungsgrad in %	300 %	350 %	400 %
Stromverbrauch in TWh	3	86	42
Eingesparte fossile Endenergieträger in TWh	9	302	168

Tabelle 24 gibt einen Überblick über die potentiellen Einsparungen fossiler Endenergieträger und fasst die numerischen Ergebnisse nochmal zusammen. Im AMS belaufen sich die Einsparungen fossiler Endenergie auf 267 TWh bis 2050, im KS95 auf 108 TWh.

5.3.2 Raumwärmebereitstellung in Wärmenetzen

Einleitung

Neben der dezentralen Bereitstellung von Raumwärme innerhalb individueller Wohnungen oder Gebäude kann auch eine zentrale Wärmeerzeugung erfolgen. Deren Transport zum Wärmeverbraucher geschieht über Nah- oder Fernwärmenetze. Nahwärmenetze verbinden in der Regel mehrere geographisch nah beieinander gelegene Gebäude (z. B. in einem Quartier) und die Wärmeerzeugung erfolgt durch ein oder mehrere vor Ort installierte Wärmeerzeuger. Bei Fernwärmenetzen befindet sich der Wärmeerzeuger häufig nicht in direkter geographischer Nähe zu den Wärmeverbrauchern, sondern die Wärme muss zunächst über eine längere Strecke transportiert werden. Darüber hinaus sind an Fernwärmenetzen typischerweise eine Vielzahl von Endverbrauchern (ganze Städte oder Stadtteile) angeschlossen.

Im Gegensatz zur dezentralen Wärmeerzeugung kommen bei Wärmenetzen üblicherweise großtechnische Anlagen zur Wärmeerzeugung zum Einsatz. Dies sind in der Regel fossil-befeuerte Heizwerke oder Heizkraftwerke (ggf. auch größere BHKW). An Wärmenetze können industrielle und gewerbliche Verbraucher wie auch Haushalte angeschlossen sein. Im vorliegenden Kapitel liegt der Fokus allerdings auf gewerbliche und Haushalts-Kunden. Die Wärmebereitstellung in der Industrie wird im Abschnitt 5.4.1 behandelt.

Im Hinblick auf die Integration von SKO sind bei Wärmenetzen (analog zur dezentralen Wärmeversorgung) zwei Technologien denkbar. Großwärmepumpen gestatten die Versorgung des Wärmenetzes mit Umweltwärme (aus der Umgebungsluft, dem Erdreich oder dem Grundwasser), Abwärme aus industriellen oder gewerblichen Prozessen oder dem Abwasser. Elektrokessel (Kesselanlage mit übergroßem Tauchsieder) oder Elektrodenkessel führen eine direktelektrische Umwandlung von Strom in Wärme durch und sind speziell für die Nutzung von erneuerbarem Überschuss-Strom und die Abdeckung von Lastspitzen konzipiert.

Status quo

Auf die Zusammensetzung des Endenergieverbrauchs für die Bereitstellung von Raumwärme wurde bereits im vorhergehenden Kapitel eingegangen (vgl. Abbildung 27). Im Jahr 2013 belief sich der Anteil der Fernwärme für den Haushalts- und GHD-Sektor auf ca. 8 % bzw. 200 PJ (BMWi 2015). Fernwärmenetze existieren in nahezu allen deutschen Großstädten mit mehr als 100.000 Einwohnern. Die größten Fernwärmenetze besitzen Berlin, Mannheim und Hamburg. In den angeschlossenen Heizwerken wurden in der Vergangenheit primär Erdgas (67 %) sowie Müll (18 %) verfeuert. Die Fernwärmespitzenlast wird in den meisten Fällen mithilfe von Gaskesseln erzeugt. Die Grundlast wird üblicherweise aus KWK-Anlagen und industrieller Abwärme bereitgestellt (AGFW 2013).

Über den Bestand von Großwärmepumpen und Nahwärmenetzen gibt es nach bisherigem Erkenntnisstand keine umfassenden Informationen. Es liegen allerdings Informationen zu beispielhaften Projekten vor. Laut AGFW (2013) wird bspw. in Oslo ein Fernwärmenetz betrieben, in dem 15 % des Wärmebedarfs durch eine Großwärmepumpe bereitgestellt werden. Als Wärmequelle dient das Abwasser.

2014 waren in Deutschland Elektrokessel mit einer Leistung von ca. 225 MW installiert (Agora Energiewende 2014a, Stand 2014, vgl. Tabelle 25). Mitte 2016 waren es bereits 316 MW in kommunalen Power-to-Heat-Anlagen (Köpke 2016). Während der Elektrokessel der Stadtwerke Lemgo beim Einsatz am Regelenergiemarkt und zum Erzeugungsmanagement 1.500 Volllaststunden erreicht, ist beim alleinigen Einsatz am Regelenergiemarkt von einer geringeren Ausnutzung auszugehen. Unter der Annahme von 1.000 Volllaststunden ergibt sich ein Stromverbrauch von 225 GWh, bei einer Nutzung in Kombination mit einem Wärmespeicher können bei einer mittleren Speicherreichweite von 10 Stunden rechnerisch bis zu 2,3 GWh Strom in Form von Wärme gespeichert werden, welche bedarfsgerecht im Wärmenetz eingesetzt werden kann. In Dänemark ist der Ausbau von Elektrokesseln bereits weit vorangeschritten. Bei einer deutlich geringeren Wärmenachfrage in Fernwärmenetzen beträgt die installierte Leistung 325 MW in 43 Anlagen (Agora Energiewende 2014a, Stand 2014).

Tabelle 25: Marktdurchdringung von Elektrokesseln im Jahr 2015 in Deutschland

Bestand [Stück]	Anteil an der Wärmeerzeugung in Fernwärmenetzen [%]	Installierte Leistung [GW]	Stromverbrauch [GWh]	Speichermenge [GWh]
9	0,2 %	0,3	225 (Schätzung)	2,3 (Schätzung)

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, KWKG (Bund 2015), fördert allerdings den (Aus-)Bau von Nah- und Fernwärmenetzen sowie neuer effizienter KWK-Anlagen. Ziel der Bundesregierung ist es, dass bis zum Jahr 2020 110 TWh und bis zum Jahr 2025 120 TWh Strom aus KWK-Anlagen stammen (Bund 2015).

Referenztechnik

Als RT in Wärmenetzen kommen KWK-Anlagen sowie reine Heizwerke in Betracht. KWK-Anlagen können mit Erdgas, Müll, Öl, Steinkohle oder biogenen Energieträgern betrieben werden. Da KWK-Anlagen sowohl Wärme als auch Strom bereitstellen, hängt ihr Wirkungsgrad maßgeblich von der technischen Konzeption (z. B. Gegendruck- oder Entnahmekondensationsturbine) und der Betriebsweise ab. Bei einer stromgeführten Betriebsweise wird der Anlagenbetrieb auf eine bedarfsgerechte Stromerzeugung optimiert und die Wärme fällt als Nebenprodukt an. Im Falle maximaler Stromproduktion weisen KWK-Anlagen üblicherweise den niedrigsten Gesamtnutzungsgrad (Verhältnis der Summe von Strom- und Wärmeabgabe zum Energieeinsatz) auf. Bei einer wärmegeführten Fahrweise dient der Einsatz der Anlage primär der Deckung der Wärmenachfrage. Bei hoher Wärmeauskopplung ist auch der Gesamtnutzungsgrad entsprechend höher. Typischerweise bewegt sich der Gesamtwirkungsgrad einer KWK-Anlage zwischen 80 und 90 % (Schmitz et al. 2005).

Heizwerke stellen ausschließlich Wärme bereit. Üblicherweise wird ein fossiler Energieträger verbrannt und dabei Dampf erzeugt. Je nach Bauart des Kessels können unterschiedlich hohe Temperaturen und Drücke bereitgestellt werden. Der Wirkungsgrad bewegt sich meist im Bereich zwischen 90 und 95 % (Konstantin 2009).

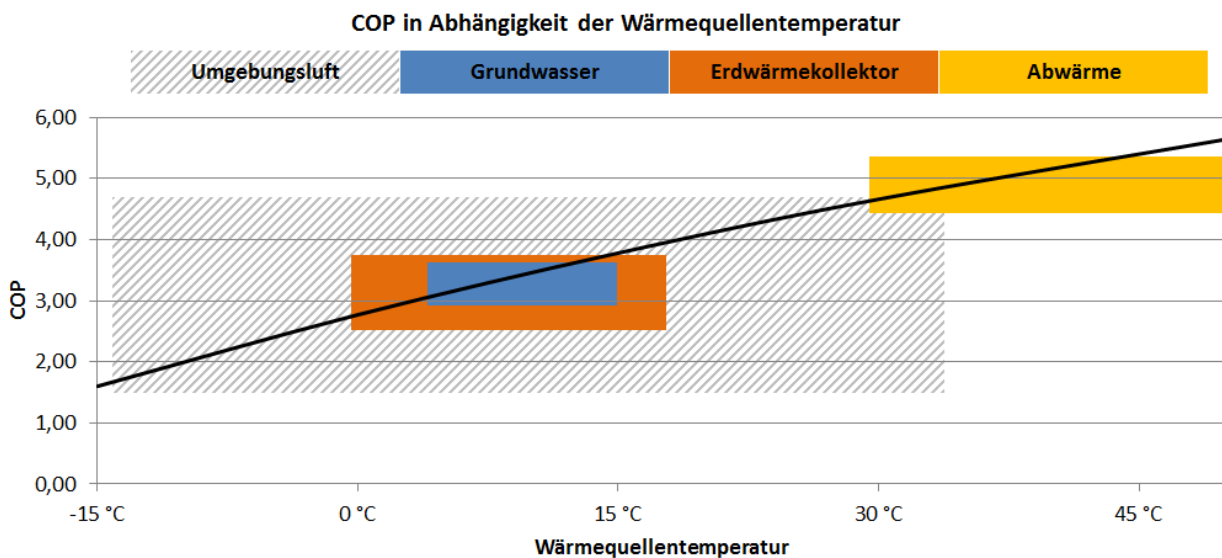
Sektorkopplungsoption

Elektrischer Strom kann in Fernwärmenetzen zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Als Technologien zur Umwandlung von Strom in Wärme stehen Großwärmepumpen und Elektrokessel zur Verfügung.

Großwärmepumpen weisen höhere Investitionen auf und benötigen für den wirtschaftlichen Einsatz hohe Volllaststunden. Großwärmepumpen funktionieren grundsätzlich nach demselben Prinzip wie die dezentralen Wärmepumpen. Bei der Versorgung von Wärmenetzen weisen sie allerdings deutlich höhere Heizleistungen auf und werden daher für das jeweilige Wärmenetz konzipiert. Ein weiterer Unterschied zu dezentralen Wärmepumpen besteht in den Wärmequellen. Neben der Umgebungswärme nutzen Großwärmepumpen industrielle und gewerbliche Abwärme oder die im Abwasser enthaltene Abwärme als Wärmequelle. Diese Wärmequellen haben den Vorteil, dass sie konstant über das gesamte Jahr vorliegen (Abwasser bei ca. 10 °C) und darüber hinaus höhere Temperaturniveaus aufweisen. Insbesondere der erste Aspekt ist relevant für die kontinuierliche Auslastung und damit den wirtschaftlichen Betrieb einer Großwärmepumpe.³⁸ Eine hohe Wärmequellentemperatur gewährleistet darüber hinaus eine hohe Effizienz der Großwärmepumpe (vgl. Entwicklung des Coefficient of Performance, COP, in Abbildung 33). Der ausschließliche Betrieb mit erneuerbarem Überschussstrom erlaubt hingegen keinen wirtschaftlichen Betrieb aufgrund mangelhafter Auslastung (AGFW 2013).

³⁸ Laut Lambauer et al. (2008) können ca. 10 % aller Einwohner einer Stadt aus der Abwärme des Abwassers mit Wärme versorgt werden.

Abbildung 33: Effizienz einer Wärmepumpe in Abhängigkeit der Wärmequellentemperatur



Quelle: Brandstätter 2008

Analog zu dezentralen Wärmepumpen sind auch für Großwärmepumpen niedrige Vor- und Rücklauf-temperaturen der Wärmesenke von Vorteil für einen effizienten Betrieb. Die in Bestandwärmenetzen häufig anzutreffende Vorlauftemperatur von 90 °C (im Winter sogar über 100 °C) ist für Großwärmepumpen daher nachteilig, da diese heutzutage typischerweise eher bei Vorlauftemperaturen von ca. 80 °C arbeiten. In solchen Fällen kann eine Absenkung der Vorlauftemperatur (vgl. z. B. FWU 2012) oder eine Kombination mit einer KWK-Anlage oder einem Heizkessel sinnvoll sein, bei der die Großwärmepumpe in den kälteren Rücklauf einspeist oder die Versorgung von Sekundärnetzen (mit niedrigerer Temperatur) übernimmt.

In Zukunft ist damit zu rechnen, dass Großwärmepumpen auch Vorlauftemperaturen von über 100 °C wirtschaftlich bereitstellen können (Wolf et al. 2014). Darüber hinaus wird auch eine weitere Absenkung der Temperatur in Wärmenetzen (bspw. hervorgerufen durch den verminderten Raumwärmebedarf) sowie die Entwicklung von Insel- und Nahwärmenetzen zu einem vermehrten Einsatz von Großwärmepumpen führen.

Dabei ist es wichtig zu berücksichtigen, dass der Betrieb von Groß-Wärmepumpen im Grundlast-Betrieb zur Verdrängung konventioneller KWK-Anlagen führen kann. Deren Stromerzeugung muss dann anderweitig bereitgestellt werden. Der zusätzliche für die Stromerzeugung benötigte Energiebedarf kann sich negativ auf die Öko-Bilanz der Großwärmepumpen auswirken.

Informationen zur (wirtschaftlichen bzw. Residuallast-basierten) Betriebsweise von Großwärmepumpen finden sich in Schulz et al. (2013).

Elektrokessel weisen Leistungen von mehreren MW auf und sind dementsprechend üblicherweise an die Mittelspannungsebene angeschlossen. Der Wirkungsgrad beträgt ca. 98 %. Elektrodenkessel erhitzen Wasser ohne Widerstandselemente, indem (üblicherweise drei) Elektroden mit Wechselspannung beaufschlagt und direkt in das Wasser eingeführt werden. Die Anlagenleistung variiert ebenfalls zwischen 0,5 und 50 MW. Die Einbindung eines Kessels in ein Wärmenetz macht üblicherweise den Betrieb eines großen Wärmespeichers notwendig, um die erzeugte Wärmemenge zu puffern.

Die vollständige Versorgung eines Wärmenetzes mithilfe eines Elektrokessels ist aus (primär-)energetischer wie auch aus exergetischer Sicht nicht sinnvoll, da hochwertiger Strom im Verhältnis 1:1 in minderwertige Wärme umgesetzt wird. In Kombination mit einer KWK-Anlage stellt ein Elektrokessel

allerdings eine sinnvolle Ergänzung dar: In Stunden mit sehr hoher Einspeisung erneuerbarer Energien kann die KWK-Anlage abgeschaltet werden und gleichzeitig kann der Elektrokessel den erneuerbaren Strom in CO₂-arme Wärme umwandeln. Aufgrund der verhältnismäßig geringen Investitionskosten kann so trotzdem ein wirtschaftlicher Betrieb des Kessels gewährleistet werden.

Heutzutage werden Elektrokessel bereits in einigen Fernwärmenetzen (z. B. Stadtwerke Flensburg, Stadtwerke Lemgo) eingesetzt, hauptsächlich zur Bereitstellung von negativer Regelenergie.

Szenarienbeschreibung

Analog zu den dezentralen Wärmepumpen muss zunächst festgehalten werden, dass die Berechnung des technischen Potentials für den Einsatz von Großwärmepumpen zur Bereitstellung von Raumwärme im Haushalts- und GHD-Sektor über Wärmenetze sich ausschließlich auf Großwärmepumpen konzentriert, da Elektrokessel keinen adäquaten Ersatz bestehender Wärmeerzeuger in Wärmenetzen darstellen, sondern vorerst nur als Ergänzung dienen können.

Darüber hinaus liegen den Berechnungen ebenfalls die Wärmebedarfsmengen und die Technologiediffusion aus der Studie „Klimaschutzszenario 2050“ zugrunde. Folglich wird in der vorliegenden Analyse nur untersucht, inwieweit Großwärmepumpen konventionelle Wärmeerzeuger in Wärmenetzen ersetzen können. Der Anteil der Wärmenachfrage, der durch Wärmenetze gedeckt wird, ist durch die Ergebnisse der Klimaschutzszenario-Studie festgelegt (vgl. Abbildung 31). Dies bedeutet, dass (entsprechend der Szenarien AMS und KS95) im Jahr 2030 12 % bzw. 22 % der Wärmenachfrage durch Wärmenetze gedeckt werden und im Jahr 2050 16 % bzw. 26 %.

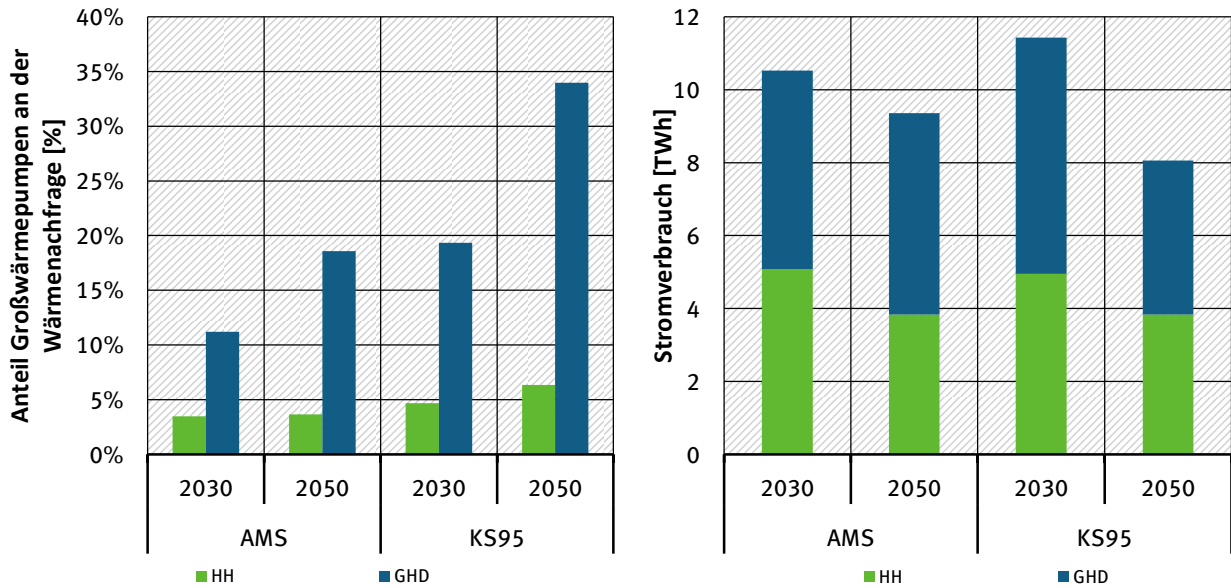
Wie eingangs beschrieben, werden Wärmepumpen heutzutage primär als zusätzliche Wärmequelle in Wärmenetze integriert. Eine ausschließliche Versorgung durch Großwärmepumpen ist bisher meist noch nicht möglich aufgrund der Anforderungen an die Vorlauftemperatur und der saisonal schwankenden Wärmenachfrage, die keine durchgängige Betriebsweise gestattet. Daher wird unterstellt, dass der Deckungsanteil von Großwärmepumpen in Wärmenetzen im Jahr 2030 maximal 60 % und im Jahr 2050 maximal 80 % beträgt. Die restliche Wärmemenge muss jeweils noch mit einer zusätzlichen Wärmequelle (KWK-Anlage, Heizwerk, Elektrokessel) erzeugt werden.

Unter Berücksichtigung der Nutzungsdauer wird eine maximale zusätzliche Erschließung von jährlich 4 % der durch Wärmenetze gedeckten Wärmenachfrage mit Großwärmepumpen unterstellt. Die Entwicklung der JAZ wird eher konservativ abgeschätzt und variiert in den beiden Szenarien (basierend auf den Berechnungsergebnissen in der Klimaschutzszenario-Studie). Im AMS steigt die JAZ auf 3,15 im Jahr 2030 und auf 3,3 im Jahr 2050. Im KS95 steigt die JAZ auf 3,5 bzw. 4,0.

Auswertung

Abbildung 34 gibt einen Überblick über die Anteile der Raumwärmenachfrage im Haushalts- und GHD-Sektor, die technisch durch Großwärmepumpen in Wärmenetzen gedeckt werden könnten und die dazugehörigen Stromnachfragemengen. Aufgrund des angenommenen maximalen Deckungsanteils der Großwärmepumpen-Technologie und besonders der nicht vollständigen Versorgung aller Gebäude mit Fern- bzw. Nahwärme ist bis 2030 (je nach Szenario) nur von einem Anteil von 12 bis 22 % an der Gesamtwärmenachfrage für Haushalte und GHD zu rechnen. Der weitere Ausbau der Wärmenetze und der inkrementell steigende Deckungsgrad befördern allerdings einen weiteren Anstieg auf ca. 16 % im AMS und 26 % im KS95. Der deutlich höhere Anteil im KS95 ist mit der niedrigeren Wärmenachfrage zu erklären. Dieser Effekt zeigt sich auch in der Stromnachfrage, welche im Jahr 2050 im KS95 trotz des höheren Anteils der Wärmenachfrageabdeckung niedriger ausfällt (8,1 statt 9,4 TWh).

Abbildung 34: Potentieller Anteil der Raumwärmenachfrage, der durch Großwärmepumpen gedeckt wird (links) und dazugehöriger Stromverbrauch (rechts)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Tabelle 26 gibt einen Überblick über die quantitativen Ergebnisse und fasst die potentiellen Endenergieeinsparungen zusammen. Im AMS können bis zum Jahr 2050 ca. 88 TWh fossiler Endenergieträger eingespart werden, im KS95 ca. 90 TWh.

Tabelle 26: Technisches Potential von Großwärmepumpen in Wärmenetzen zur Raumwärmebereitstellung im Haushalts- und Tertiärsektor

	2015	2030	2050
Unter AMS-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in %	n/a	12 %	16 %
Referenztechnik			
Wirkungsgrad in %	95 %	95 %	95 %
Sektorkopplungstechnik			
Wirkungsgrad in %	300 %	315 %	330 %
Stromverbrauch in TWh	n/a	10,5	9,4
Eingesparte fossile Endenergieträger in TWh	n/a	33	31
Unter KS95-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in %	n/a	22 %	26 %
Referenztechnik			
Wirkungsgrad in %	95 %	95 %	95 %
Sektorkopplungstechnik			
Wirkungsgrad in %	300 %	350 %	400 %
Stromverbrauch in TWh	n/a	11,4	8,1
Eingesparte fossile Endenergieträger in TWh	n/a	40	32

5.3.3 Warmwasserbereitung

Einleitung

Für die Bereitstellung von Warmwasser wurden im Jahr 2013 ca. 5,5 % des gesamten deutschen Endenergieverbrauchs aufgewendet. Ca. 80 % entfielen auf den Haushaltssektor (406 PJ), 16 % auf den GHD-Sektor (80 PJ), sowie 5 % auf die Industrie (24 PJ). Betrachtet man den Anteil des Endenergieverbrauchs, der im jeweiligen Sektor für die Warmwasserbereitstellung eingesetzt wurde, so variiert dieser zwischen 16 % im Haushaltssektor, 6 % im GHD-Sektor und weniger als 1 % in der Industrie. Aufgrund des geringfügigen Anteils in der Industrie wird der Fokus im Folgenden auf den Haushalts- und GHD-Sektor gelegt.

Analog zur Raumwärmebereitstellung erfolgt die Erzeugung von Warmwasser entweder dezentral in den individuellen Gebäuden bzw. Wohneinheiten, oder über zentrale Großanlagen, welche die Wärme über Wärmenetze an den Endverbraucher liefern. Ebenfalls vergleichbar zur Raumwärme dominiert Erdgas als Hauptenergieträger die Erzeugung von Warmwasser (vgl. nächster Abschnitt). Darüber hinaus kommt aber auch Strom als Energieträger bereits heute mit ca. 15 % zum Einsatz. Strombasierte Warmwasserbereitungstechnologien umfassen heutzutage primär Durchlauferhitzer und Warmwasserboiler (welche über einen Warmwasserspeicher verfügen).

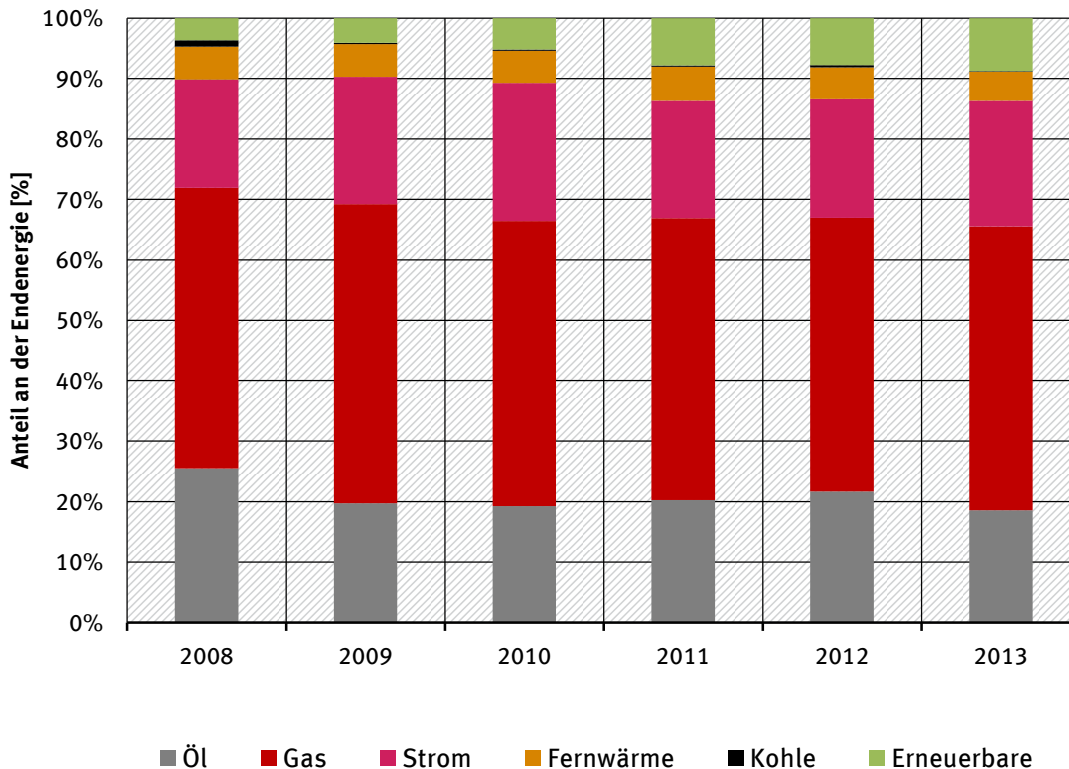
Im Hinblick auf die Einführung von SKO sind bei der Warmwasserbereitstellung einerseits Wärmepumpen denkbar, die üblicherweise gleichzeitig Raumwärme und Warmwasser erzeugen. Darüber hinaus können auch Durchlauferhitzer und Boiler weiterhin Anwendung finden. Deren Einsatz zur

vollständigen Warmwasserversorgung ist vor dem Hintergrund der niedrigen Energieeffizienz allerdings in Frage zu stellen. Stattdessen sollte die direkte Umwandlung von Strom in Wärme nur mit erneuerbarem (Überschuss-)Strom vorgenommen werden oder zur Abdeckung von Warmwasser-Lastspitzen. Bei der Bereitstellung von Warmwasser über Wärmenetze können analog zur Raumwärmebereitstellung Großwärmepumpen als Wärmequellen zum Einsatz kommen.

Status quo

Abbildung 35 gibt einen Überblick über die historische Entwicklung der Zusammensetzung des Endenergieverbrauchs für die Bereitstellung von Warmwasser im Haushaltssektor. Aus der Abbildung geht deutlich hervor, dass ca. die Hälfte des Warmwassers unter Verwendung von Erdgas bereitgestellt wurde. Der strombasierte Anteil ist seit 2010 leicht zurückgegangen, während gleichzeitig ein Zuwachs bei den erneuerbaren Energiequellen zu verzeichnen war. Kohle findet seit 2009 keine Verwendung mehr für die Warmwassererzeugung. Insgesamt war zwischen 2008 und 2013 ein Anstieg des Endenergieverbrauchs für die Warmwasserversorgung von ca. 20 % zu beobachten. Dieser Trend weicht deutlich ab vom leichten Rückgang des Endenergieverbrauchs für die Raumwärmebereitstellung. Grund für diese Entwicklung sind die begrenzten Energieeinsparpotentiale. Neben der Dämmung von Leitungen und Armaturen nach den Vorgaben der EnEV und ggf. einem zeitabhängigen Betrieb der Zirkulationspumpe bestehen kaum Möglichkeiten, den Energiebedarf der durch die Komfortexpectationen der Nutzer bestimmten Warmwasserversorgung zu reduzieren. Folglich ist zu erwarten, dass der Anteil der Warmwasserversorgung am Endenergieverbrauch von Haushalten und gewerblichen Gebäuden aufgrund der zunehmend verbesserten Gebäudeeffizienz in Zukunft deutlich zunehmen wird.

Abbildung 35: Zusammensetzung des Endenergieverbrauchs für die Bereitstellung von Warmwasser im Haushaltssektor in den Jahren 2008 bis 2013



Quelle: BMWi 2015

Der Bundesverband Wärmepumpen (BWP 2013) geht für das Jahr 2012 von einem Bestand von ca. 225.000 Wärmepumpen aus. Der jährliche Absatz variierte zuletzt zwischen 8.000 und 10.000 Stück pro Jahr. Detaillierte Zahlen zu Marktanteilen am Bestand der Warmwassererzeuger oder installierten Leistungen liegen nicht vor.

Es ist zu erwarten, dass die Energieverbrauchskennzeichnung (Energielabel/EU-Ökodesign-Richtlinie Lot 2) in Zukunft zu einer steigenden Effizienz sowie zu einer weiteren Verbreitung von Warmwasserwärmepumpen beitragen wird (BWP 2013).

Referenztechnik

SKO (speziell Wärmepumpen) können im Bereich der Warmwasserversorgung zum Ersatz konventioneller, dezentraler Erzeugungstechniken (Öl- und Gasthermen, aber auch Durchlauferhitzer und Boiler) sowie zur Einspeisung in Wärmenetze und somit als Substitut zentraler Großanlagen beitragen. Die jeweils verwendeten Referenztechniken sind vergleichbar mit jenen, die bei der Raumwärmebereitstellung (vgl. Kapitel 5.3.1 und 5.3.2) zum Einsatz kommen und werden hier folglich nicht noch einmal erläutert.

Sektorkopplungsoption

Die für die Warmwasserversorgung denkbaren SKO entsprechen jenen für die Raumwärmebereitstellung. Ein wesentlicher Grund dafür ist, dass in der Regel sowohl Raumwärme als auch Warmwasser mit derselben Technik bereitgestellt werden, um Investitionskosten zu minimieren und eine hohe Auslastung zu gewährleisten.

Folglich umfassen die SKO einerseits Wärmepumpen und Heizstäbe bzw. Boiler für die dezentrale Warmwasserversorgung. Für die zentrale Wasserversorgung sind Großwärmepumpen und Elektrokessel denkbar.

Im Gegensatz zu Heizungswärmepumpen können Wärmepumpen für die Warmwasserversorgung mit verhältnismäßig niedrigem Aufwand in bestehende Gebäude integriert werden. Dezentrale Warmwasser-Wärmepumpen können zusätzlich zu den typischen Wärmequellen auch die Wärme in Nutzräumen (z. B. Keller, Waschräume) als Wärmequelle nutzen. Darüber hinaus zeichnen sich Warmwasser-Wärmepumpen aufgrund der stetigen Nachfrage nach Warmwasser durch eine verhältnismäßig kontinuierliche Betriebsweise aus.

Warmwasser-Wärmepumpen stellen eine sinnvolle Ergänzung zu solarthermischen Anlagen dar, um das Temperaturniveau weiter anzuheben und folglich den Temperaturanforderungen gerecht zu werden. Darüber hinaus wurden Warmwasser-Wärmepumpen in der jüngeren Vergangenheit auch immer häufiger mit PV-Modulen kombiniert, um die Eigenstromnutzung zu optimieren.

Szenarienbeschreibung

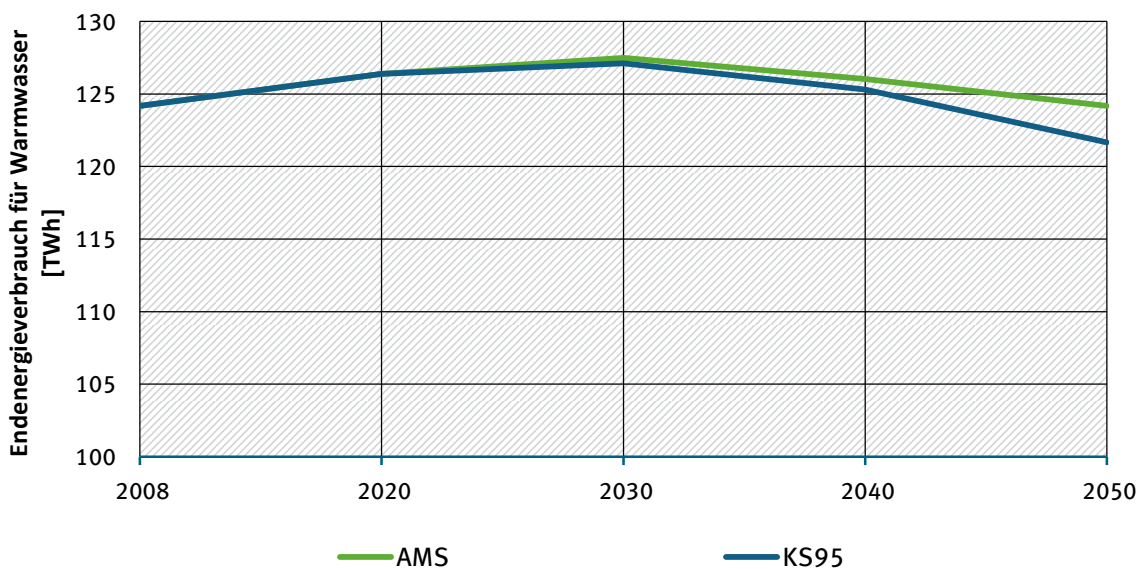
Die Potentialbestimmung der SKO fokussiert sich ausschließlich auf dezentrale Wärmepumpen und an Wärmenetze angeschlossene Großwärmepumpen, da die Heizstäbe nur für die Verwendung von Überschussstrom angedacht sind und ihr Einsatz folglich substantiell von der Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms und der konkreten Betriebsweise abhängt. Außerdem weisen sie eine deutliche niedrigere Energieeffizienz als Wärmepumpen auf und gewährleisten keine vollständige Deckung des Wärmebedarfs.

Für die Berechnung des technischen Potentials von SKO zur Minderung des Endenergieverbrauchs wird vereinfachend angenommen, dass zukünftige SKO, welche Raumwärme bereitstellen, auch zur Warmwasserversorgung beitragen. Entsprechend werden die Anteile der Wärmepumpen und Groß-

wärmepumpen am Endenergieverbrauch für Raumwärme direkt auf den im Rahmen der Klimaschutzszenario 2050-Studie projizierten Endenergieverbrauch für Warmwasser übertragen. Dabei ist zu beachten, dass bei den in die Wärmenetze einspeisenden Großwärmepumpen davon ausgegangen wird, dass unabhängig vom Bereitstellungsanteil der Großwärmepumpe in einem Wärmenetz das gesamte Warmwasser durch die Wärmepumpe bereitgestellt werden kann. Dieser Annahme liegt die Logik zugrunde, dass der Warmwasserbedarf stetig als Grundlast vorliegt und die Großwärmepumpe entsprechend dimensioniert werden kann, wohingegen Raumwärme primär im Winter anfällt und daher ein Spitzenkessel von Nöten ist.

Abbildung 36 weist die im Rahmen der Klimaschutzszenario 2050-Studie ermittelten Endenergieverbräuche für die Bereitstellung von Warmwasser aus. Es wird mit einem weiteren Anstieg der Nachfrage auf ca. 128 TWh_{therm} bis zum Jahr 2030 gerechnet. Dieser ist hauptsächlich auf die steigende Anzahl an Haushalten zurückzuführen. Anschließend setzt ein Rückgang des Verbrauchs auf 124 bzw. 122 TWh_{therm} ein, welcher sowohl durch Effizienzsteigerungen als auch durch die Trendumkehr bei der Anzahl der Haushalte erklärt werden kann.

Abbildung 36: Entwicklung des Endenergieverbrauchs für die Warmwasserbereitstellung im Haushalts- und Tertiärsektor

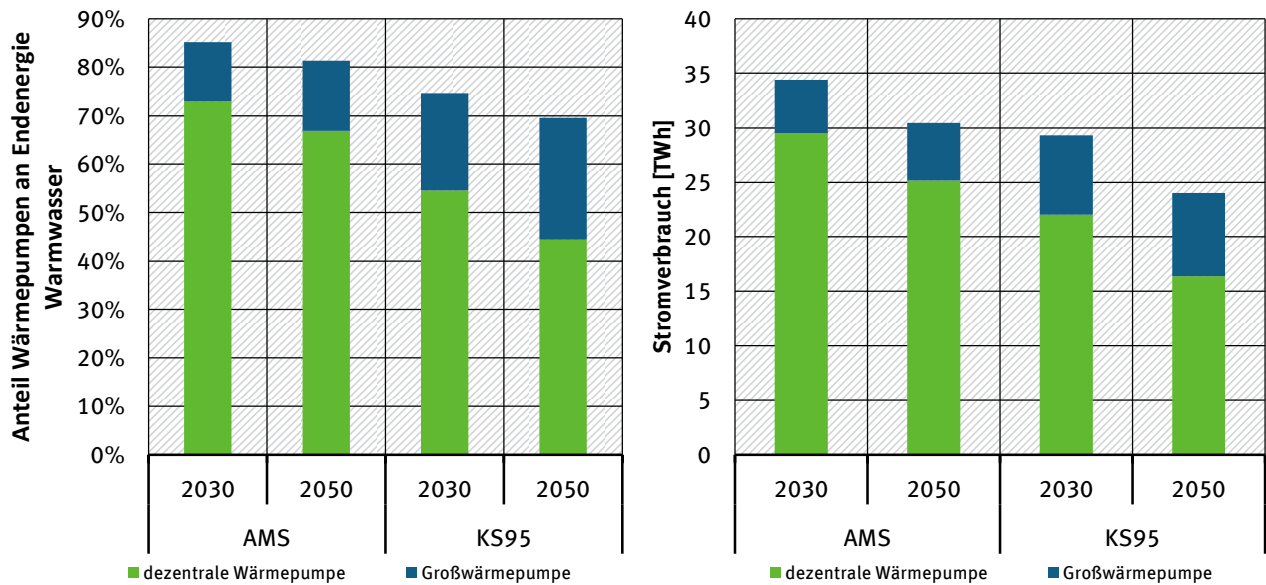


Quelle: Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2014

Auswertung

In Abbildung 37 ist in der linken Hälfte der Anteil an der Warmwasserversorgung im Haushalts- und GHD-Sektor dargestellt, der technisch durch dezentrale Wärmepumpen bzw. durch Großwärmepumpen gedeckt werden kann. Dieser Anteil erreicht bis zum Jahr 2030 ca. 86 % im AMS und 75 % im KS95. In der Folge geht der Anteil auf 83 % bzw. 71 % bis zum Jahr 2050 zurück, da der Anteil alternativer, CO₂-neutraler Optionen (Solarthermie, biogene Rohstoffe) weiterwächst. In der rechten Hälfte von Abbildung 37 sind die mit der Diffusion der SKO einhergehenden zusätzlichen Stromnachfragemengen abgetragen. Diese Strommengen belaufen sich bis zum Jahr 2030 auf ca. 34 TWh bzw. 30 TWh und sinken dann bis 2050 im AMS und KS95 auf 29 bzw. 24 TWh.

Abbildung 37: Potentieller Anteil der Warmwassernachfrage, der durch Wärmepumpen gedeckt wird (links) und resultierender Stromverbrauch (rechts)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Tabelle 27 gibt einen Überblick über die quantitativen Ergebnisse und fasst die potentiellen Endenergieeinsparungen zusammen. Im AMS können bis zum Jahr 2050 bis zu 103 TWh fossiler Endenergie eingespart werden. Im KS95 beläuft sich dieser Wert auf 86 TWh.

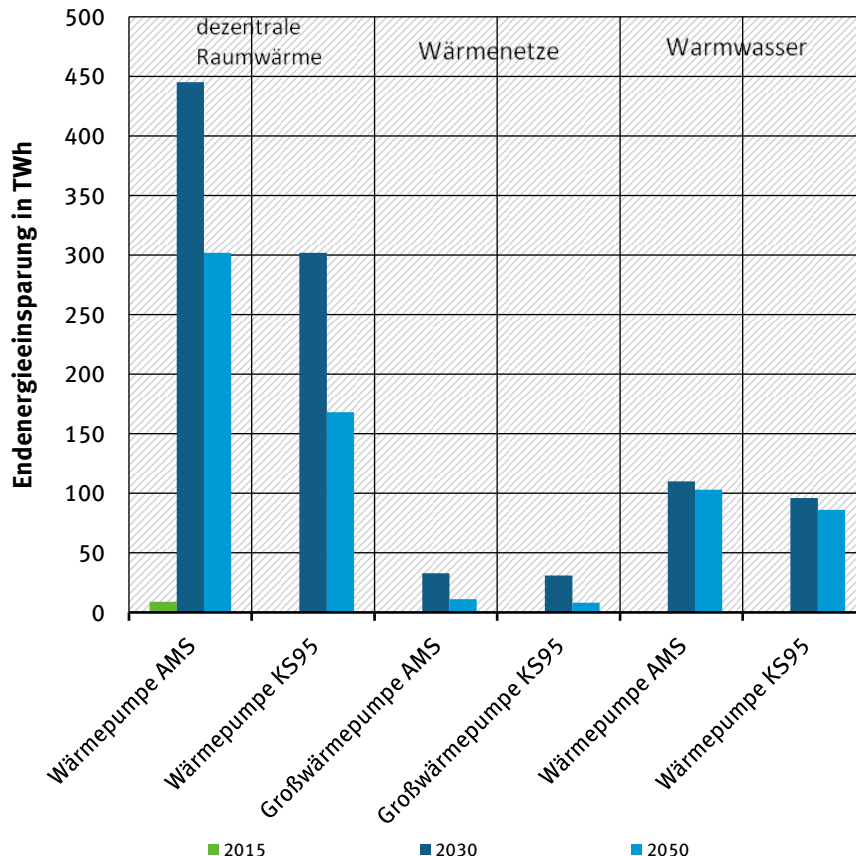
Tabelle 27: Technisches Potential von Wärmepumpen zur Warmwasserbereitstellung im Haushalts- und Tertiärsektor

	2015	2030	2050
Unter AMS-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in %	n/a	84 %	83 %
Referenztechnik			
Wirkungsgrad in %	95 %	95 %	95 %
Sektorkopplungstechnik			
Wirkungsgrad in %	n/a	319 %	338 %
Stromverbrauch in TWh	n/a	34	30
Eingesparte fossile Endenergieträger in TWh	n/a	110	103
Unter KS95-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in %	n/a	81 %	75 %
Referenztechnik			
Wirkungsgrad in %	95 %	95 %	95 %
Sektorkopplungstechnik			
Wirkungsgrad in %	n/a	327 %	359 %
Stromverbrauch in TWh	n/a	29	24
Eingesparte fossile Endenergieträger in TWh	n/a	96	86

5.3.4 Abschlussbetrachtung Heizwärme zu den technischen Potentialen zur Endenergieeinsparung

Die höchsten Endenergieeinsparpotentiale bestehen bei der Substitution fossiler dezentraler Raumwärmebereitstellung insbesondere auch in Kombination mit der Warmwasserbereitstellung, wie in Abbildung 38 deutlich wird. Unter den Rahmenbedingungen des KS95 sowie des AMS ergeben sich für Großwärmepumpen in Wärmenetzen nur vergleichsweise geringe Einsparpotentiale. Abbildung 38 zeigt die fossilen Endenergieeinsparungen bei der Heizwärme im Detail für die betrachteten Jahre.

Abbildung 38: Fossile Endenergieeinsparungen bei der Heizwärme

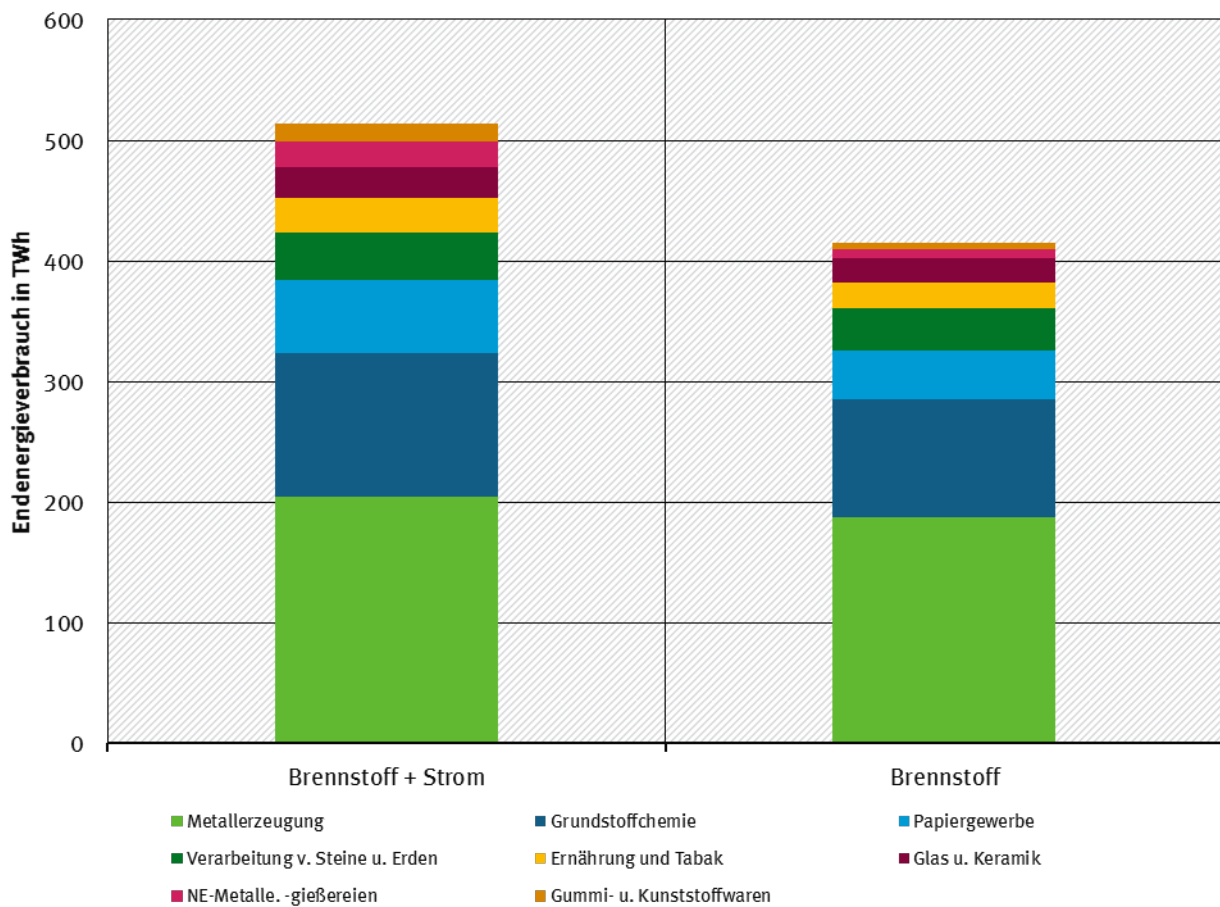


Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

5.4 Industrie

Der Industriesektor besteht aus vielen verschiedenen Branchen, in denen die unterschiedlichsten Prozesse Anwendung finden. Der Endenergieverbrauch der Branchen ist dabei sehr unterschiedlich (Abbildung 39). Gemeinsam haben dabei alle Prozesse, dass zur Erreichung der Klimaschutzziele ein Großteil der THG-Emissionen eingespart werden muss. Um dieses Ziel zu erreichen, können SKO hauptsächlich durch drei Ansätze ihren Beitrag leisten. Einerseits ist es möglich durch regenerativen Brennstoff, wie Methan oder Wasserstoff, das fossile Pendant zu ersetzen. Andererseits ist es möglich, den nicht-energetischen Bedarf an Energieträgern (insbesondere in der chemischen Industrie) durch regenerative aus Strom hergestellte Stoffe (Power-to-Gas, Power-to-liquid) zu substituieren. Zudem ist ein weiterer Bereich auch die direkte Nutzung von Strom zur Wärmebereitstellung.

Abbildung 39: Endenergieverbrauch in der Industrie im Jahr 2010



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI, aktualisiert basierend auf Fleiter 2013

5.4.1 Wärmebereitstellung in der Industrie – Großwärmepumpen

Einleitung

Annähernd 75 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs in der Industrie wurden im Jahr 2013 für die Bereitstellung von Prozess- und Raumwärme (64 bzw. 9 %) sowie Warmwasser (1 %) eingesetzt (BMWi 2015). Die benötigten Temperaturniveaus können dabei sehr unterschiedlich sein. In einem Großteil der Branchen fällt der Wärmebedarf jedoch bei Temperaturen unterhalb von 200 °C an. Einige Branchen wie die Glas- und Keramikindustrie, die steinverarbeitende Industrie, die Chemie und die Metallherzeugung benötigen aber auch Temperaturen von über 1.500 °C.

Prozesswärme kommt in verschiedenen Produktionsprozessen zum Einsatz, bspw. für Schmelzvorgänge, in Form von Dampf oder Heißgas bei Trocknungsprozessen, für warme Bäder zum Waschen und Galvanisieren oder zum Eindampfen für die Destillation. Weitere Anwendungsgebiete für Prozesswärme umfassen die Bereitstellung von Heiß- oder Warmwasser, die Erwärmung von Einsatzstoffen, sowie thermische Trennprozesse und Pasteurisieren (Pehnt et al. 2010). Viele dieser industriellen Prozesse sind dabei begleitet mit dem Anfall einer großen Menge an Abwärme, d. h. Wärmemengen, die für den eigentlichen Zweck der Wärmeerzeugung nicht genutzt werden können und folglich die Anlage ungenutzt verlassen. Produktionsmaschinen, Öfen, Prozessabwässer sowie Motoren oder Kühlanlagen sind typische Abwärmequellen (Ifeu 2010).

Fossile Brennstoffe stellen aktuell für die industrielle Wärmebereitstellung eine wichtige Energiequelle dar. Durch Sektorkopplungstechniken kann in vielen Prozessen die Wärmebereitstellung zukünftig elektrifiziert werden. Die elektrische Wärmebereitstellung findet dabei bereits heute in einigen Bereichen Anwendung (siehe Tabelle 28), bietet aber in manchen Bereichen noch ein hohes Elektrifizierungspotential (z. B. Lichtbogenofen oder Induktionswärme).

Um den Bedarf an industrieller Prozess- und Raumwärme zu decken, kommen üblicherweise Verbrennungsprozesse, Kessel oder KWK-Anlagen zum Einsatz, welche konventionelle Energieträger in Wärme (und ggf. Strom) umwandeln. Zum Teil werden auch Wärmeübertrager verwendet, welche eine Wärmerückgewinnung aus den Abwärmequellen gestatten. Falls die Temperatur der Abwärmequelle zu niedrig ist, können Wärmepumpen zum Einsatz kommen, um die Temperatur der Abwärme auf ein nutzbares Temperaturniveau anzuheben.

In der vorliegenden Analyse wird untersucht, inwieweit der Einsatz industrieller Großwärmepumpen als SKO zur Substitution des Einsatzes konventioneller Energieträger zur Bereitstellung von Niedertemperaturprozess- und Raumwärme sowie Warmwasser (bis 140 °C) beitragen kann.

Tabelle 28: Beispiele für aktuelle elektrische Wärmeanwendungen in der Industrie

Technologie	Anwendungsfeld
Widerstand- und Infrarotwärme	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Herstellung mikroelektronischer Schaltkreis ▶ Schmelzflusselektrolyse ▶ Elektroschlacke-Umschmelzverfahren ▶ Graphitierung von grünem Kohlenstoff ▶ Elektrisches Glasschmelzen ▶ Elektrodenkessel Erwärmung von Nahrungsmitteln
Induktionswärme	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Schmelzen von Metallen ▶ Elektrisches Glasschmelzen ▶ Schweißen ▶ Löten ▶ Oberflächenbehandlung
Hochfrequenz Erwärmungssysteme	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Plastikschiweißen ▶ Verschiedene Anwendungen in der Nahrungsmittelindustrie (Trocknen, Temperieren, Pasteurisieren) ▶ Verschiedene Anwendung in der Textilindustrie (Trocknen, Vorerwärmung, Gewebebehandlung, Fixierung von Farbstoffen) ▶ Trocknungsanwendungen in der Papier- und Wellpappenindustrie
Mikrowellenwärme	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Verschiedene Anwendungen in der Nahrungsmittelindustrie (Trocknen, Pasteurisieren, Sterilisieren, Vakuumtrocknung) ▶ Verschiedene Anwendungen in der Gummiindustrie (Vorerwärmung vor der Extrusion, Gummivulkanisierung, Polymerisation) Chemische Industrie (Sterilisierung, Unterstützung chemischer Reaktionen durch Mikrowellen) Sintern von Keramik
Lichtbogenofen	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Stahl Recycling
Wärmepumpe	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Mechanische Dampfkompensation zur Erwärmung und Trocknung

Quelle: Euroelectric 2011

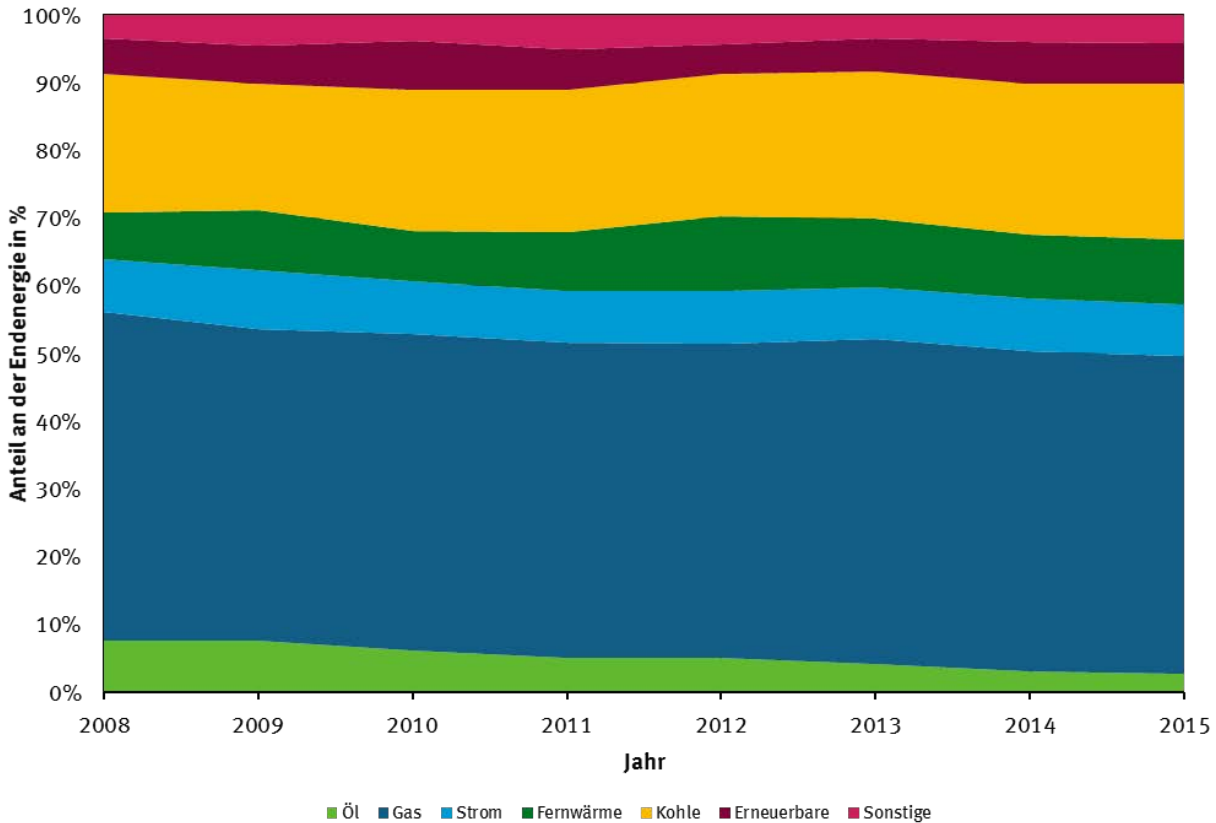
Neben Großwärmepumpen ist (analog zur zentralen Versorgung von Wärmenetzen) auch der Einsatz von Elektro- und Elektrodenkesseln denkbar. Aufgrund der verhältnismäßig niedrigen Effizienz sollte ihr Einsatz allerdings auf die Deckung von Lastspitzen bzw. die Verwendung von erneuerbarem Überschussstrom beschränkt sein.

Status quo

Abbildung 40 gibt einen Überblick über die historische Entwicklung der Zusammensetzung des Endenergieverbrauchs, welcher zur Bereitstellung industrieller Prozess- und Raumwärme aufgewandt

wurde (BMWi 2015). Fast die Hälfte des Wärmebedarfs wird durch die Verbrennung von Erdgas gedeckt. Darüber hinaus weist Kohle einen kontinuierlichen Beitrag von 21 % auf. Die Verwendung von Öl ist leicht rückläufig.

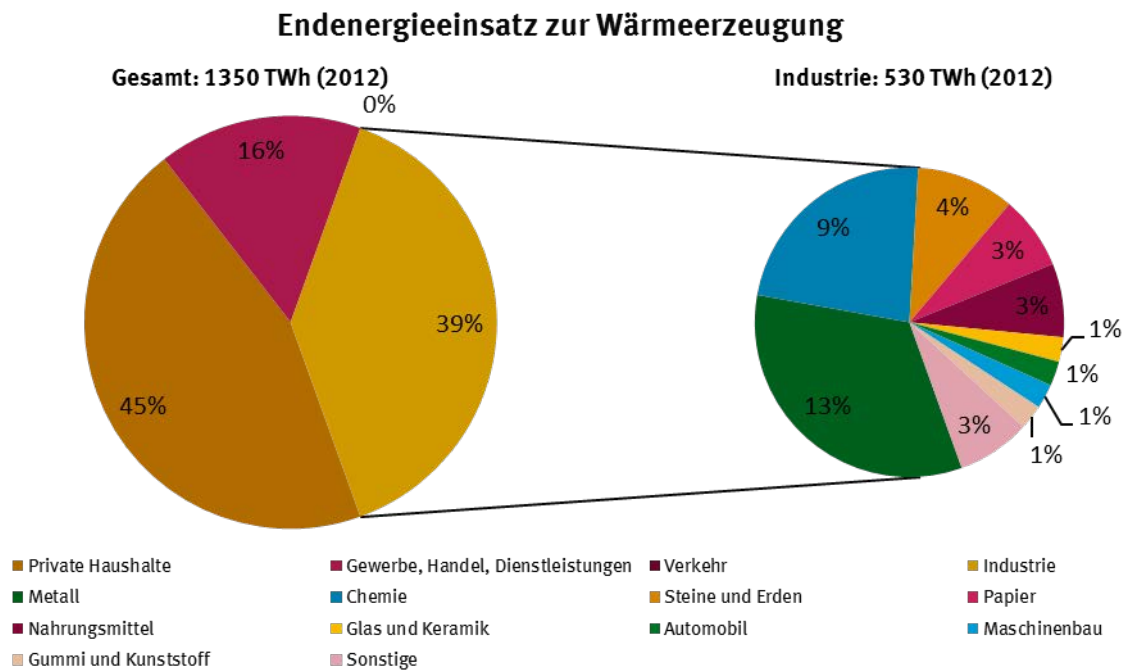
Abbildung 40: Zusammensetzung des Endenergieverbrauchs für die Bereitstellung von industrieller Prozess- und Raumwärme in den Jahren 2008 bis 2015



Quelle: BMWi 2016

Abbildung 41 gibt die Verteilung des industriellen Wärmeverbrauchs auf die einzelnen Industriebranchen wieder. Etwa ein Drittel der Wärmenachfrage fällt in der Metallindustrie an, knapp ein Viertel in der chemischen Industrie. Weitere wesentliche Wärmesenken finden sich in Verarbeitungsprozessen von Steinen und Erden, in der Papierindustrie, sowie bei der Erzeugung von Nahrungsmitteln.

Abbildung 41: Verteilung des industriellen Wärmeverbrauchs auf die verschiedenen Branchen



Quelle: Daten aus Wolf et al. 2014

Das Temperaturniveau der benötigten Wärme variiert je nach Anwendung und industriellem Prozess. Insbesondere Schmelz-, Destillations-, Verdampfungs-, Pasteurierungs- und Trocknungsprozesse erfordern Temperaturen von deutlich mehr als 100 °C (Wolf et al. 2014).

Es gibt bisher keine umfassende statistische Erfassung über die in Wärmepumpen erzeugten industriellen Wärmemengen. Lambauer et al. (2008) fassen einige Best-Practice-Beispiele zusammen. In diesen Beispielen werden Wärmepumpen primär für die Bereitstellung von Raumwärme, Klimatisierung sowie zur Erzeugung von Heizwärme und zur Entfeuchtung eingesetzt. Als Wärmequellen dienen das Grundwasser sowie Produktions- und Maschinenabwärme und feuchte Luft. In den meisten Fällen findet ein bivalenter Betrieb in Kombination mit gasbetriebenen Anlagen statt. Die Deckungsanteile der Wärmepumpen variieren zwischen 17 % und 68 %. Bei der Klimatisierung von Neubauten wurde auch ein rein monovalenter Betrieb umgesetzt. Der Grund für den vereinzelt Einsatz von Wärmepumpen ist darauf zurückzuführen, dass sie derzeit nur Vorlauftemperaturen von bis zu 100 °C bereitstellen können. Im Folgenden wird auf die weitere potentielle Entwicklung der Technologie und die entsprechenden technischen Potentiale eingegangen.

Referenztechnik

Als RT für die industrielle Wärmeerzeugung sind primär Verbrennungsanlagen zu nennen, welche fossile Energieträger entweder vollständig in Wärme umwandeln oder (falls als KWK-Anlage ausgelegt) Strom und Wärme bereitstellen. Die Versorgung von Industrieprozessen mit Niedertemperaturprozess- und Raumwärme erfolgt üblicherweise über Wärmenetze. Betriebstemperatur und -druck des Netzes sind auf den Prozess mit den Maximalanforderungen ausgelegt. Sollten diese Anforderungen deutlich über jenen der anderen Wärmeabnehmer liegen, werden Sekundärnetze eingerichtet.

Der Hauptenergieträger mit über 40 % ist Gas. Speziell in den Branchen Papier, Nahrungsmittel, Glas, Keramik und Automobil deckt Erdgas sogar mehr als die Hälfte der Wärmenachfrage (Wolf et al.

2014). In diesen Branchen liegen die spezifischen Emissionen folglich bereits unter dem industriellen Durchschnitt.

Sektorkopplungsoption

Als SKO werden primär Großwärmepumpen in Betracht gezogen. Elektrokessel sollten als Option verstanden werden, um Spitzenlasten zu decken oder erneuerbaren Überschussstrom in Wärme umzuwandeln (bivalenter Betrieb). Eine vollständige Deckung der Wärmenachfrage ist vor dem Hintergrund der niedrigen Energieeffizienz nicht anzustreben.

Großwärmepumpen, die für die Bereitstellung von industrieller Niedertemperaturprozess- und Raumwärme zum Einsatz kommen, unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Funktionsweise grundsätzlich nicht von jenen Anlagen, die für die Bereitstellung von Raumwärme für Wohngebäude und gewerbliche Gebäude über Wärmenetze (vgl. Kapitel 5.3.2) verwendet werden. Großwärmepumpen können Vorlauftemperaturen von gegenwärtig bis zu 100 °C bereitstellen. Für Temperaturniveaus von bis zu 125 °C existieren bereits Prototypen. Höchsttemperaturwärmepumpen mit Vorlauftemperaturen von mehr als 125 °C befinden sich gegenwärtig noch im Forschungsstadium. Einzelne Anlagen in diesem Temperaturbereich wurden allerdings schon realisiert (Wolf et al. 2014).

Aufgrund der geographischen Verortung an Industriestandorten weisen industrielle Großwärmepumpen allerdings andere Wärmequellen und Wärmesenken auf. Als Wärmesenken kommen die Bereitstellung von Niedrigsttemperaturwärme (ca. 15 °C), Gebäudeheizung (ca. 35 °C), Reinigungsprozesse (ab 60 °C) und Prozesswärme (120-150 °C) in Frage.

Im Hinblick auf die einzelnen Industrieprozesse sind laut Wolf et al. (2014) u. a. die folgenden Anwendungsfelder für Wärmepumpen denkbar:

Raumwärmebereitstellung im Niedertemperaturbereich, speziell im Maschinenbau und der Automobilindustrie, welche einen relativ hohen Raumwärmebedarf aufweisen
Bleichen, Färben und Presstrocknung in der Papierindustrie, Trocknungsprozesse in der Nahrungsmittel- und Holzindustrie, Wasch- und Reinigungsprozesse in der Nahrungsmittelindustrie sowie bei der Metallbearbeitung bei Temperaturen von bis zu 100 °C
Pasteurisierung, Sterilisierung und Trocknung in der Nahrungsmittelindustrie und bei Destillationsprozessen in der chemischen Industrie bei Temperaturen von bis zu 140 °C.

Als Wärmequellen stehen natürliche Quellen (Luft, Wasser, Erdreich) mit Temperaturen bis 20 °C sowie industrielle Abwärme (Kühlwasser, Prozessabwärme, Abwasser bis ca. 100 °C) zur Verfügung (Heidelck et al. 2000). Darüber hinaus gestatten Wärmepumpen eine direkte Wärmerückgewinnung aus Prozessabwärme, welche anschließend erneut zum Aufwärmen desselben Prozesses genutzt werden kann, z. B. beim Pasteurisierungsprozess in der Milchwirtschaft, bei dem die Wärme der pasteurisierten Milch zum Aufwärmen der nicht-pasteurisierten Milch verwendet wird.

Der Einsatz von Elektro- und Elektrodenkesseln zur Einspeisung von Wärme in Wärmenetze oder -speicher erfolgt grundsätzlich analog zur Wärmeerzeugung für die Raumwärmebereitstellung (vgl. Kapitel 5.3.2). Unterschiede bestehen lediglich hinsichtlich des benötigten Temperaturniveaus der Wärmesenke. Im Vergleich zu Großwärmepumpen sind Elektro- und Elektrodenkessel bereits heute in der Lage, Prozessdampf von bis zu 500 °C und 30 bar zu erzeugen³⁹.

³⁹ Bis 30 bar Sattedampf, mit anschließender Überhitzung sind auch höhere Temperaturen möglich.

Szenarienbeschreibung

Die Analyse der zukünftigen technischen Potentiale zum Einsatz von SKO für die Wärmebereitstellung in der Industrie (Prozess- sowie Raumwärme und Warmwasser) beschränkt sich auf Großwärmepumpen. Grundlage für die Abschätzung der technischen Potentiale stellt die Projektion der industriellen Wärmenachfrage der „Klimaschutzszenario 2050“-Studie dar. Die beiden zugrundeliegenden Szenarien, AMS und KS95, gehen von einem Rückgang der industriellen Wärmenachfrage von 10 % bzw. 22 % bis zum Jahr 2030 und 19 % bzw. 40 % bis zum Jahr 2050 aus. Die bedeutendsten Rückgänge treten gemäß der Szenarioberechnungen bei der Gewinnung und Verarbeitung von Steinen und Erden sowie bei der Metallerzeugung und -bearbeitung auf.

Im Hinblick auf die technische Entwicklung von Großwärmepumpen wird in der Potentialanalyse davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2030 Prozesswärme von bis zu 100 °C flächendeckend und effizient durch Wärmepumpen bereitgestellt werden kann. Bis zum Jahr 2050 können Temperaturen bis 140 °C mit Wärmepumpen erreicht werden. Diese Annahme unterliegt beiden Szenarien gleichermaßen.

Die zur Verfügung stehenden Potentiale von Wärmepumpen für die verschiedenen Temperaturniveaus stammen von Wolf et al. (2014). Sie wurden entsprechend der zuvor genannten Annahmen angepasst und entsprechend der zukünftigen Wärmenachfrageentwicklung skaliert.

Die Berechnung des mit dem Einsatz der Wärmepumpen verbundenen zusätzlichen Stromverbrauchs unterstellt, dass die mittlere Jahresarbeitszahl im AMS bis zum Jahr 2050 auf den Wert 3,3 steigt und im KS95 auf den Wert 4,0.

Auswertung

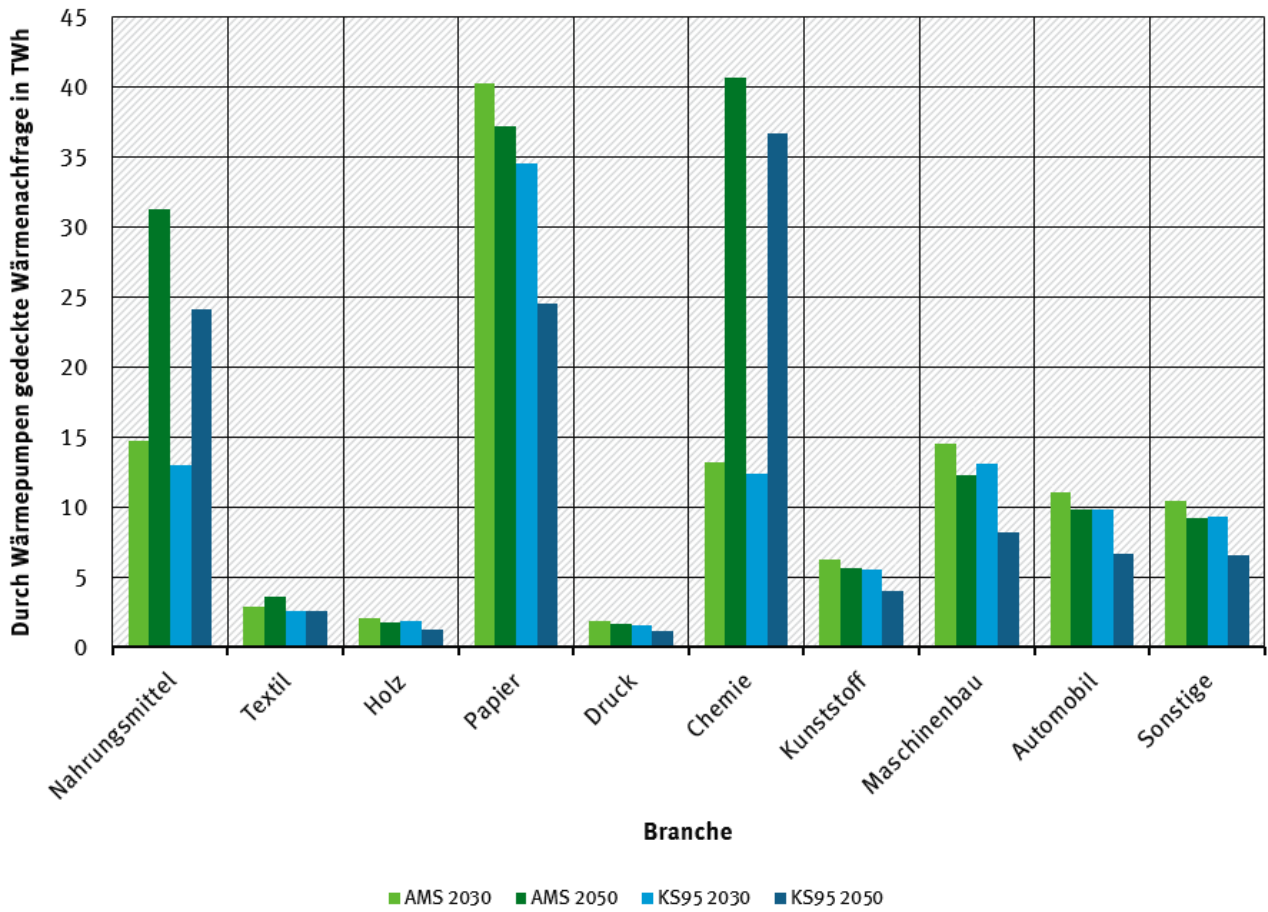
Abbildung 42 gibt einen Überblick über die technischen Potentiale der Wärmepumpen zur industriellen Wärmebereitstellung. Den größten Beitrag können Wärmepumpen mittelfristig bis 2030 in der Papier-, Chemie- und Nahrungsmittelindustrie sowie im Maschinenbau (je über 11,1 TWh) leisten. Auch langfristig sind mit der Erschließung höherer Temperaturniveaus durch Wärmepumpen die höchsten Potentiale in diesen Branchen (speziell Papier- und chemische Industrie) zu erwarten. Dabei ist zu beachten, dass der verstärkte Rückgang der Wärmenachfrage im KS95 aufgrund der Diffusion zusätzlicher Effizienzmaßnahmen z. T. auch das technische Potential reduziert, wie z. B. in der Papierindustrie.

Die linke Hälfte von Abbildung 43 illustriert die Entwicklung der industriellen Wärmenachfrage bis zum Jahr 2050 und den dazugehörigen potentiellen Deckungsanteil durch Wärmepumpen. Im konservativeren AMS steigt das technische Potential auf 153,1 TWh bis zum Jahr 2050. Im KS95 liegt das Potential im Jahr 2050 bei nur 89,7 TWh. Der Unterschied lässt sich dadurch erklären, dass die Diffusion von Wärmepumpen insbesondere in Branchen stattfindet, deren Wärmenachfrage durch andere Effizienzoptionen gemindert wird (z. B. durch effiziente Dampferzeuger oder verminderten Raumwärmebedarf durch Isolation). Die Deckungsanteile betragen im Jahr 2050 im AMS 39 % und im KS95 30 %.

Der mit der Diffusion der Wärmepumpen verbundene Stromverbrauch ist in der rechten Hälfte von Abbildung 43 dargestellt. Im AMS steigt er auf 46 TWh bis zum Jahr 2050 an. Im KS95 kann er ab dem Jahr 2030 auf einem Niveau von ca. 29 TWh stabilisiert werden.

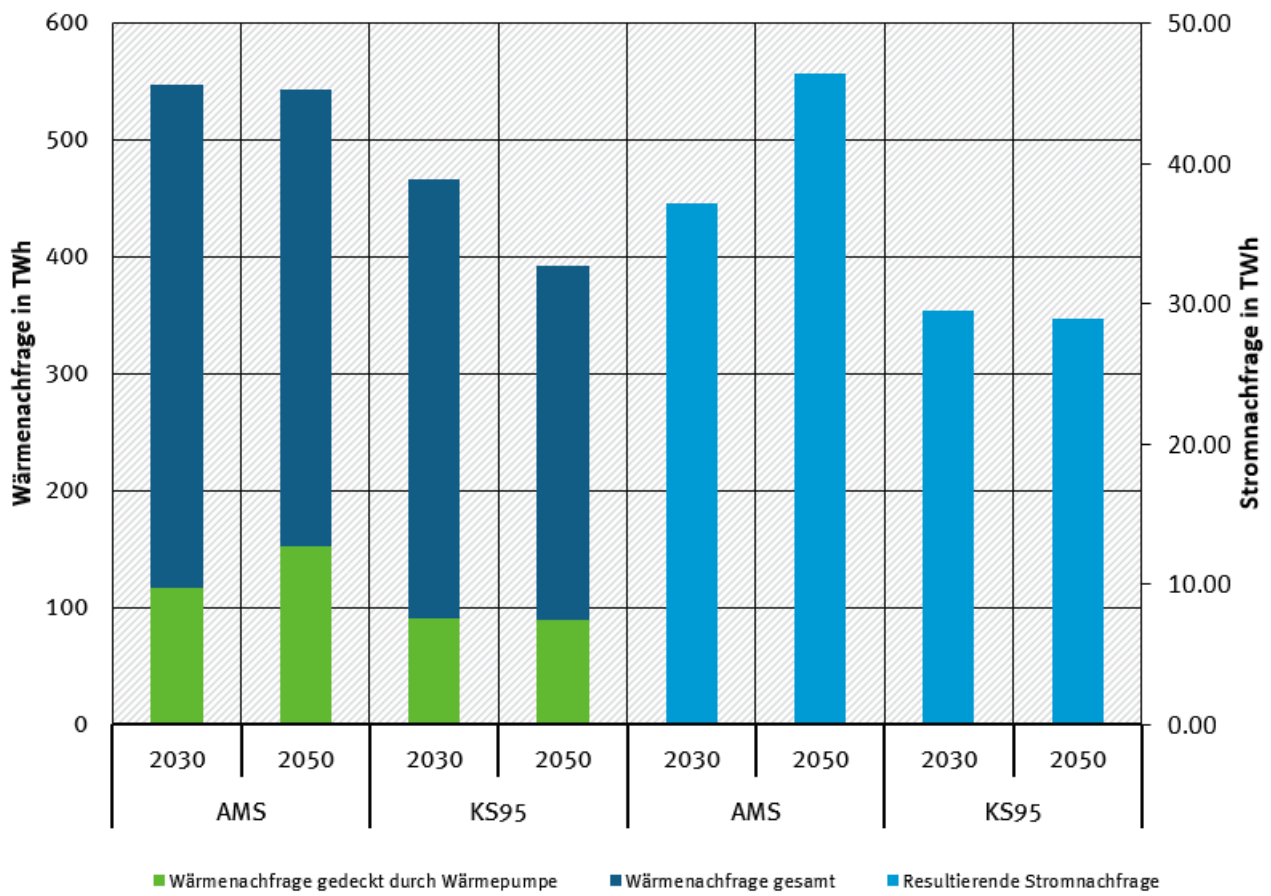
Der fossile Endenergieverbrauch kann durch die Diffusion der Wärmepumpen bis zum Jahr 2050 im AMS um 157 TWh und im KS95 um 121 TWh reduziert werden (vgl. Tabelle 29). Insgesamt ergibt sich eine Minderung des Endenergieverbrauchs von bis zu 110 TWh bzw. 91 TWh im Jahr 2050.

Abbildung 42: Technisches Potential der industriellen Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen, aufgeschlüsselt nach Branchen



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 43: Entwicklung der industriellen Wärmenachfrage bis 2050 und technisches Potential der Wärmeherzeugung aus Wärmepumpen (links) sowie die resultierende Stromnachfrage (rechts)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Tabelle 29: Technisches Potential von Wärmepumpen zur Bereitstellung von Wärme in der Industrie

	2014	2030	2050
Unter AMS-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in %	n/a	27 %	39 %
Referenztechnik			
Wirkungsgrad in %	95 %	95 %	95 %
Sektorkopplungstechnik			
Wirkungsgrad in %	n/a	315 %	330 %
Stromverbrauch in TWh	n/a	37	46
Eingesparte fossile Endenergieträger in TWh	n/a	117	153
Unter KS95-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in %	n/a	24 %	30 %
Referenztechnik			
Wirkungsgrad in %	95 %	95 %	95 %
Sektorkopplungstechnik			
Wirkungsgrad in %	300 %	350 %	400 %
Stromverbrauch in TWh	n/a	30	29
Eingesparte fossile Endenergieträger in TWh	n/a	103	116

5.4.2 Glasindustrie

Einleitung

Glas kommt bereits seit langer Zeit zum Einsatz und ist integrativer Bestandteil verschiedener Produkte. Zuletzt gewann Glas insbesondere für die Bereitstellung moderner Kommunikationsinfrastrukturen in Form von Glasfasern und bei Solarzellen an Bedeutung. Wichtige Kunden der Glasindustrie sind insbesondere die Bauindustrie (39 %), die Ernährungs- und Getränkeindustrie (16 %) und die Chemie-, Pharma- und Kosmetikindustrie (12 %). Bedingt durch diese Produktvielfalt werden die unterschiedlichsten Glasarten verwendet. Dies macht die Glasindustrie zu einer sehr heterogenen Branche, die in die Subsektoren Behälter-, Flach-, Wirtschafts-, Spezialglas und Glasfasern unterteilt wird.

Bei Glas handelt es sich um eine unterkühlte Schmelze, deren Hauptbestandteil Siliciumdioxid (Quarzsand) ist. In Abhängigkeit der Glasart werden basische Oxide hinzugefügt bzw. entfernt. Kalknatronglas besteht dabei beispielsweise hauptsächlich aus Quarzsand (70 %), Soda (13 %), Kalk (10 %) und geringen Anteilen an Dolomit, Feldspat und Pottasche. Ein Vorteil von Glas ist, dass es zu einhundert Prozent stofflich recycelt werden kann, ohne dabei an Qualität zu verlieren. Dennoch werden u.a. mit Ausnahmen von Behälterglas und Glaswolle in der Regel nur interne Scherben, also glasartenreines Altglas, wiederverwendet (BV Glas 2015).

Obwohl die Herstellung des Glasproduktes in den einzelnen Subsektoren anders ist, ist der Schmelzprozess bei allen Glasarten gleich und kann folgendermaßen beschrieben werden. In einem ersten Schritt werden die Rohstoffe entsprechend der späteren gewünschten Glaszusammenstellung zusammengeführt und vermengt. Auch Scherben werden je nach Prozess hinzugefügt. Anschließend

werden die Rohstoffe so stark aufgeheizt, dass sich eine Glasschmelze bildet. Dies ist der energieintensivste Prozessschritt und damit für 75-80 % des Energieverbrauchs verantwortlich (Fleiter et al. 2013). Abhängig von der Glaszusammensetzung wird die Glasschmelze weiter aufgeheizt, sodass Gase aus der Glasschmelze austreten können. Im nächsten Schritt wird die Glasschmelze abgekühlt und in die gewünschte Form gebracht. Abschließend wird das Glasprodukt vollständig abgekühlt. Die Abkühlzeit zur Verhinderung von Spannungen ist dabei abhängig von der Glasart und der Materialdicke.

Status quo

Einen ersten generellen Überblick über die Glasindustrie mit ihren 406 Betrieben (ab 20 Beschäftigten) gibt Tabelle 30. Die Produktionsmenge war bei Betrachtung der gesamten Glasindustrie zuletzt relativ konstant mit leichten Zuwachsraten. Als Ausnahme ist die Flachglasproduktion zu nennen, die in den letzten Jahren etwas stärker angestiegen ist. Die gesamte Glasproduktionsmenge für das Jahr 2014 beträgt 7.480 kt. Die Exportmenge betrug 3.852 kt und die Importmenge 3.017 kt. Die Haupthandelspartner lagen dabei mit einem ungefähren Anteil von zwei Dritteln in der EU. Die größten Produktionsmengen stammen hauptsächlich aus der Behälterglasproduktion und der Flachglasproduktion. Die Anteile an der Produktionsmenge entsprechen jedoch nicht dem gemachten Umsatz. Der größte Umsatz wird nämlich aus der Flachglasveredelung und -bearbeitung generiert (Tabelle 33), die keine Hochtemperaturprozesse erfordern.

Tabelle 30: Kennzahlen zum aktuellen Stand (2015) der Glasindustrie in Deutschland

Produzierte Menge in kt	Import bezogen auf die produzierte Menge in %	Export bezogen auf die produzierte Menge in %	Brennstoffverbrauch in TWh	Stromverbrauch in TWh
7.432,8 ¹⁾	42,6 ¹⁾	53,1 ¹⁾	19,1 ²⁾	4,8 ²⁾

Annahmen: ¹⁾ BV Glas 2016; ²⁾ Statistisches Bundesamt 2018

Tabelle 31: Produktionsmenge und Produktionswert der Glasindustrie in Deutschland im Jahr 2015

Branche	Produktionsmenge in kt	Produktionsmenge in %	Produktionswert in Mio. €	Produktionswert in %
Flachglasherstellung	2.138,7	29 %	826	9 %
Flachglasveredelung	-	-	3.151	36 %
Behälterglas	3.934,1	53 %	1.641	19 %
Wirtschaftsglas	46,7	1 %	392	4 %
Glasfasern	962,9	13 %	1.419	16 %
Spezialglas und technisches Glas	350,4	5 %	1.388	16 %

Quelle: BV Glas 2016

Die Anteile von Scherben im Gemenge ist sehr unterschiedlich. So bestehen in der Behälterglasindustrie 60-90 % des Gemenges aus internen und externen Scherben. Bei der Flachglas- (bis zu 20 %), der Wirtschaftsglas- (bis zu 40 %) und der Spezialglasindustrie (geringe Mengen abhängig der Anforderung) werden hingegen weitgehend nur interne Scherben verwendet. Langfristig kann ein Scherbengehalt von insgesamt 60 % erreicht werden (UBA 2014). Je mehr Scherben eingesetzt werden können, desto stärker lässt sich der Energieverbrauch reduzieren. Pro 10 % Scherben sind bis zu 3 %

Energieeinsparungen möglich (European Commission 2013a, Kaßmann 2014). Der Verbrauch in 2015 an Brennstoff, der zu ungefähr 90 % durch Gase, bevorzugt Erdgas, bereitgestellt wird, beträgt 19,1 TWh und der Verbrauch an Strom 4,8 TWh (Statistisches Bundesamt 2018).

Auf europäischer Ebene liegt die Glasproduktion mit Deutschland als größtem Produzenten bei insgesamt 31,7 Mio. t (Glass Alliance Europe 2015). Im Vergleich dazu produziert China bereits diese Menge alleine durch ihre Flachglasproduktion, deren weltweite Nachfrage China zu 50 % deckt. Weltweit ist mit einer insgesamt wachsenden Produktion zu rechnen, wobei neue Produktionsanlagen vorwiegend in wachsenden Regionen der Welt errichtet werden (Glass For Europe 2015a).

Referenztechnik

Die dominierende Technik zur Glasherstellung sind brennstoffbetriebene Schmelzöfen. Das genaue Design des Schmelzofens wird durch die herzustellende Glasart geprägt. Da die Glasherstellung sehr energieintensiv ist, sind die Schmelzöfen bereits sehr weit optimiert. Mögliche Technikverbesserungen sind in erster Linie in der Wärmerückführung und der Verbesserung des Verbrennungsprozesses zu sehen. Zudem wird an neuen innovativen Ofentypen wie dem Submerged Combustion oder dem Centauro geforscht, die langfristig eine weitere Verbesserung bringen könnten.

Durch den relativ sensiblen Prozess der Glasherstellung sind Flexibilitätspotentiale gering. Eine Flexibilisierung lässt sich in erster Linie durch die Reduzierung der produzierten Glasschmelze durchführen. Zudem besteht die Möglichkeit Eingriffe bei der Produktionsplanung der diskontinuierlichen Chargenproduktion vorzunehmen, wobei die Produktionsmengen hier absolut gesehen sehr gering sind.

Sektorkopplungsoption

Die bei der Glasherstellung eingesetzten brennstoffbetriebenen Schmelzöfen könnten sich durch voll-elektrisch betriebene Schmelzöfen ersetzen lassen. Dadurch ist es möglich, die komplette Glasherstellung zu elektrifizieren, wobei teilweise gasbetriebene Brenner zur Inbetriebnahme erforderlich sind, um eine ausreichende elektrische Leitfähigkeit zu erreichen (UBA 2014). Die vollelektrische Schmelzofentechnik kommt bereits bei kleinen Anlagen zum Einsatz insbesondere im Bereich des Spezialglases. Größere Anlagen wurden bisher in erster Linie aus wirtschaftlichen Gründen nicht umgesetzt. Es gibt jedoch auch noch technische Probleme, die bisher nicht gelöst sind. So müssen Lösungen gefunden werden, Elektroden auch in Großanlagen effizient anzuordnen, um Glas hoher Qualität zu erzeugen. Darüber hinaus kann die Glasart Schwierigkeiten bereiten, wie z. B. bei der Glasfaserherstellung, bei der ein zu geringer Alkaligehalt Probleme durch eine geringe elektrische Leitfähigkeit verursacht. Ein generelles Hindernis vollelektrischer Schmelzöfen besteht auch darin, dass Anlagen hinsichtlich der Produktionsmenge weniger flexibel betrieben werden können. Eine Teillast kann nur schwierig umgesetzt werden, sodass es ggf. zu Überproduktionen kommen kann. Darüber hinaus kann für einen Schmelzofen ein Wechsel auf eine erstmalig genutzte Glasart zu einer umfangreicheren Prozessadjustierung führen. Neben einer besseren Energieeffizienz besteht das Potential, höhere Schmelzraten pro m² und auch teilweise höhere Qualitäten zu erzielen (European Commission 2013a).

Um auch eine Elektrifizierung von Großanlagen, wie sie z. B. bei der Flachglasherstellung verwendet werden, zum jetzigen Zeitpunkt zu ermöglichen, könnte für die Wärmebereitstellung auf regenerative (EE-Wasserstoff oder EE-Methan) anstatt fossile Brennstoffe zurückgegriffen werden. Neben regenerativem Methan kann grundsätzlich auch regenerativer Wasserstoff verwendet werden, der weniger Umwandlungsverluste besitzt. Die Nutzung von Wasserstoff als Brenngas führt jedoch zu einem ineffizienteren Schmelzprozess, da die Verbrennungsflamme von Wasserstoff weniger Strahlungswärme besitzt als eine Erdgasflamme (British Glass 2014).

Szenarienbeschreibung

Zur Abschätzung des technischen Potentials wird auf das AMS und KS95 zurückgegriffen. Beide Szenarien gehen von einer leichten Produktionssteigerung in der Glasindustrie von aktuell 7.480 kt auf 8.503 kt bzw. 8.129 kt in 2050 aus, wobei unter den Rahmenbedingungen im AMS größere Produktionsmenge erwartet werden. Beide Szenarien gehen dabei auch von einer annähernd gleichen Zusammensetzung der Anwendungsfelder aus, sodass in absoluten Zahlen der größte Produktionsanstieg bei Behältergläsern erwartet wird.

Die theoretischen Energiemengen, die zum einschmelzen typischer Glassorten benötigt werden, liegt zwischen 0,58 bis 0,9 MWh/t. Aktuell übliche Verbräuche sind abhängig vom Schmelzofendesign, der Prozessführung und der Glassorte und liegen für brennstoffgeführte Schmelzöfen zwischen 0,9 bis 11,1 MWh/t, typischerweise aber unter 2,2 MWh/t. Untere Grenzen für die Anwendungsfelder liegen bei z. B. 0,9 MWh/t für Behälterglas, 1,75 MWh/t für Flachglas oder 1,2 MWh/t für Glaswolle (European Commission 2013a). Zur besseren Abbildung der Heterogenität der Energieverbräuche für die verschiedenen Produkte werden für die Analyse jedoch die Verbräuche basierend auf Fleiter et al. (2014) (vergleichbar zu European Commission 2013a) verwendet.

Die geringsten Verbräuche bei voll-elektrischen Schmelzöfen liegen in Abhängigkeit der Glassorte und der Produktionsmenge bei 0,76 bzw. 1,1 MWh/t, wobei es sich hier tendenziell eher um Kleinanlagen handelt (Stormont 2007, European Commission 2013a). Erste etwas größere Anlagen (230 t/Tag) verbrauchen 0,7 MWh/t bei 35 % Scherbenanteil (Stormont 2009). Für vollelektrische Schmelzöfen sind Werte bis zu 0,68 MWh/t bzw. 0,85 MWh/t bei 60 % Scherbenanteil in 2050 zu erwarten (UBA 2014, Lechtenböhrer et al. 2015). Für die Analyse wird ein momentan technisch möglicher Verbrauch von 0,85 MWh/t angenommen. Da vollelektrische Großanlagen erst für die kommenden Jahre als Technologie zu erwarten sind, wird für das aktuelle technische Potential angenommen, dass regenerativer Wasserstoff für diese bereitgestellt wird. Nachfolgend wird ausgegangen, dass technische Hindernisse überwunden wurden und der Prozess der Glasherstellung vollständig elektrifiziert werden kann.

Auswertung

Hauptkenngrößen zur Auswertung der beiden Szenarien können der Tabelle 32 entnommen werden. Es ist hier deutlich zu erkennen, dass die Glasindustrie ein hohes technisches Potential besitzt und vollständig elektrifiziert werden kann. Es zeigt sich gut, dass elektrische Schmelzöfen eine höhere Effizienz besitzen im Vergleich zu brennstoffbetriebenen Öfen. So sind 2050 in der durchgeführten Analyse elektrische Schmelzöfen um bis zu 47 % effizienter im Vergleich zu erdgasbetriebenen Schmelzöfen. Bedingt durch die Tatsache, dass elektrische Schmelzöfen erst in den nächsten Jahren auch in Großanlagen eingesetzt werden können, steht das volle Energieeinsparungspotential erst mittelfristig zur Verfügung. Wenn das technische Potential voll ausgeschöpft würde, würde der Stromverbrauch um bis zu 90 % im Vergleich zum aktuellen Verbrauch steigen und zugleich mindestens 8,8 TWh Brennstoff eingespart werden.

Tabelle 32: Technisches Potential der Glasherstellung in Deutschland für zwei Szenarien

	2014	2030	2050
Unter AMS-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in kt	7.479,6	7.958	8.503
Referenztechnik			
Stromverbrauch in TWh	4,1	3,7	3,6
Fossiler Endenergeträgerverbrauch in TWh	13,7	12	9,2
Sektorkopplungstechnik			
Stromverbrauch in TWh	13	8	6,8
Unter KS95-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in kt	7.479,6	7.783	8.129
Referenztechnik			
Stromverbrauch in TWh	4,1	3,6	3,5
Fossiler Endenergeträgerverbrauch in TWh	13	11,8	8,8
Sektorkopplungstechnik			
Stromverbrauch in TWh	13	7,8	6,5

5.4.3 Stahlherstellung

Einleitung

Die Stahlindustrie ist die Industriebranche in Deutschland mit dem größten Endenergieverbrauch und trägt dadurch auch maßgeblich zu den Treibhausgasemissionen bei. Bei Stahl handelt es sich um metallische Legierungen, die aus Eisen und anderen von der Anwendung abhängigen Zusätzen bestehen. Ein Recyceln ist meist ohne Qualitätsverlust möglich. Das Einsatzfeld von Stahl ist u. a. als einer der bedeutendsten Werkstoffe im Bau und in der Automobilindustrie zu sehen.

Die Stahlherstellung setzt sich aus der Primärroute und der Sekundärroute zusammen. In der Primärstahlherstellung wird in der Hochofenroute Eisenerz durch die Zugabe eines Reduktionsmittels zu Roheisen weiterverarbeitet. In der Sekundärstahlherstellung wird hauptsächlich auf Schrott zurückgegriffen, um aus diesem in der Elektrostahlroute wieder Roheisen für neue Anwendung zu produzieren. Die Elektrostahlroute benötigt dabei bedeutend weniger Energie, da die Reduktion des Eisenerzes zu Eisen entfällt. Dafür ist die Elektrostahlherstellung beschränkt durch die Verfügbarkeit an Schrott bzw. direktreduziertem Eisen.

Status quo

2014 wurde in Deutschland an 21 Standorten 42,9 Mio. t Rohstahl erzeugt, wovon über 95 % weiter zu Walzstahl verarbeitet werden. In den letzten drei Jahren war die Produktionsmenge relativ konstant und nahm zuvor seit 2007 leicht ab inkl. eines Einbruchs 2008 auf 32,7 Mio. t (Wirtschaftsvereinigung Stahl 2015). Ein Blick auf den Außenhandel zeigt, dass sich die importierten und exportierten Mengen in den letzten Jahren sehr ähnlich entwickelt haben. Die Ausfuhr war dabei ungefähr einhalb Mal so hoch wie die Einfuhr. Aktuell beträgt die Produktionsmenge über die Elektrostahlroute ein knappes Drittel der gesamten produzierten Stahlmenge. Es ist davon auszugehen, dass dieser Anteil weiter langsam wächst. Insgesamt wurden 19 Mio. t Schrott verarbeitet, wovon 14 Mio. t

der Elektrostahlroute zugeführt wurden. Der Schrotteinsatz pendelte dabei in den letzten Jahren um den Prozentsatz von 45 %. Langfristig wird ein Potential von 30 Mio. t an Schrott gesehen (UBA 2014). Im Jahr 2014 spielte direktreduziertes Eisen mit 0,4 Mio. t kaum eine Rolle. Als Rohstoffe wurden u. a. 43 Mio. t Eisenerz, 11,3 Mio. t Koks-kohle, 8,4 Mio. t Zuschlagstoffe und 4,2 Mio. t Einblas-kohle für die Stahlproduktion verwendet. Insgesamt wurden 193,8 TWh an Brennstoffen verbraucht und 13,8 TWh Strom benötigt. Erwähnt werden kann auch, dass die Eigenstromversorgung in der Stahlbranche bei 45 % liegt. Tabelle 33 fasst einige Kennzahlen noch einmal zusammen (Wirtschaftsvereinigung Stahl 2015).

Weltweit werden 1665 Mio. t Stahl hergestellt, wovon 25,6 % der Elektrostahlroute zugeordnet werden können. China alleine ist für 50 % der Weltproduktion verantwortlich und wird in Zukunft wahrscheinlich im Markt eine noch größere Rolle spielen. Deutschland ist das Land mit der siebtgrößten Produktionsmenge (Worldsteel Association 2015).

Die zukünftige Entwicklung in Deutschland lässt sich nur schwierig abschätzen. Die Spanne an Prognosen reicht von einer Produktionssteigerung auf 50 Mio. t genauso wie eine Reduktion der Stahlproduktion auf 30 Mio. t. Insbesondere die Beschaffung der benötigten Rohstoffe und die damit verbundenen Kosten sind eine der Herausforderungen, die gemeistert werden muss (PWC 2014).

Tabelle 33: Kennzahlen zum aktuellen Stand (2014) der Stahlproduktion in Deutschland

Produzierte Menge in kt	Import bezogen auf die produzierte Menge in %	Export bezogen auf die produzierte Menge in %	Brennstoffverbrauch in TWh	Stromverbrauch in TWh	Anteil Elektrostahl in %
42.900 ¹⁾	48 ¹⁾	73 ¹⁾	144,2 ²⁾	11,8 ²⁾	31,2 ²⁾

Annahmen: ¹⁾ Wirtschaftsvereinigung Stahl 2015; ²⁾ Schätzung basierend auf Fleiter et al. 2013

Referenztechnik

Der dominierende Prozess zur Herstellung von Rohstahl aus Eisenerz ist die Hochofenroute. Die Hochofenroute unterteilt sich dabei in zwei Schritte. Im ersten Schritt wird aus Eisenerz und Reduktionsmitteln im Hochofen Roheisen hergestellt. Hauptreduktionsmittel ist dabei Koks. Der Anteil an anderen Reduktionsmitteln, wobei hier insbesondere die Kohle zu nennen ist, nahm zuletzt leicht zu. Derzeitig werden insgesamt rund 486 kg Reduktionsmittel pro Tonne Roheisen benötigt. Berechnungen der TU Clausthal zufolge liegt das theoretisch benötigte Minimum bei 414 kg Kohlenstoff (entspricht 465 kg Koks) pro Tonne Roheisen (Scholz 2004). Im zweiten Prozessschritt wird im Konverter dem Roheisen Kohlenstoff wieder entzogen, indem Sauerstoff eingeblasen wird. Anschließend steht der Rohstahl zur weiteren Bearbeitung zur Verfügung, um die gewünschte Stahlsorte durch Hinzufügen spezieller Legierungselemente oder einer Wärmebehandlung zu erhalten (Fleiter et al. 2013).

Aufgrund der energieintensiven Prozesse sind Effizienzverbesserungen ein wichtiges Thema bei der Stahlherstellung und werden daher auch entsprechend vorangetrieben. Besonders hohe Potentiale bestehen weiterhin in der besseren Wärmerückgewinnung und der weiteren Reduzierung bzw. Substitution des Reduktionsmittels. Es ist daher zu erwarten, dass es hier weiterhin zu leichten Verbesserungen kommt.

Sektorkopplungsoption

Die Sekundärstahlherstellung erfolgt über die Elektrostahlroute. Bei der Elektrostahlherstellung wird Schrott beispielsweise zusammen mit direktreduziertem Eisen im Lichtbogen zu Rohstahl weiterver-

arbeitet. Der energieintensivste Prozessschritt ist das Aufschmelzen der Rohstoffe. Der Stromverbrauch ist dabei neben der Zusammensetzung der Rohstoffe u. a. auch von den verwendeten Zuschlagsstoffen, dem Einsatz fossiler Brennstoffe oder der Prozessführung abhängig. Der Prozess erlaubt jedoch eine fast komplette Elektrifizierung der Stahlherstellung. Im Gegensatz zur Hochofenroute wird die Elektrostahlherstellung in einem diskontinuierlichen Prozess durchgeführt. Dies erlaubt eine geringe Flexibilität, sodass die Stromnachfrage in Abhängigkeit des Produktionsplans etwas verschoben werden kann. Darüber hinaus beeinflusst das Ausgangsmaterial, also in erster Linie der Schrott, inwieweit eine bestimmte Stahlsorte hergestellt werden kann. Insbesondere zu hohe Anteile an Legierungselementen sind dabei problematisch, da sie sich nicht einfach entfernen lassen. Verbesserungspotentiale liegen insbesondere bei der Nachverbrennung von Kohlenmonoxid und der Wärmerückgewinnung. Weitere Prozessverbesserungen sind hier zu erwarten.

Auf der Primärroute besteht zudem die Möglichkeit, über Direktreduktionsverfahren Rohstahl herzustellen. Dazu wird Eisenerz unterhalb der Schmelztemperatur zu direktreduziertem Eisen (DRI) reduziert (Fleiter et al. 2013). Dieses kann im Elektrolichtbogenofen zu Rohstahl weiterverarbeitet werden. Als Reduktionsmittel wird hier hauptsächlich Erdgas eingesetzt. Es ist jedoch auch möglich regenerativen Wasserstoff einzusetzen, der mittels eines Elektrolyseurs gewonnen wird. Um einen ausreichenden Kohlenstoffanteil im Rohstahl zu erhalten, kann es unter Umständen erforderlich sein, zusätzlich Kohlenstoff zuzuführen, beispielsweise über eine Rückführung des Abgases der DRI-Anlage. Die Kombination von DRI mit der Elektrostahlroute ermöglicht es so, die klassische Hochofenroute komplett zu ersetzen.

Szenarienbeschreibung

Das AMS und das KS95 der Klimaschutzszenarien gehen von einem leichten Rückgang der Stahlproduktion aus. Der Rückgang ist dabei beim KS95 etwas größer als der des AMS, aber auf einem insgesamt sehr ähnlichen Niveau. Größere Unterschiede gibt es beim Anteil der Elektrostahlproduktion. Hier erwartet das KS95 für 2050 50 % Elektrostahl im Vergleich zu 45 % beim AMS. Als RT wird für beide Szenarien die Hochofenroute verwendet. Stahl lässt sich über diesen Weg je nach Datenquelle mit 5 MWh/t bzw. 4,2 MWh/t (European Commission 2013b, Fleiter et al. 2013) herstellen. Es wird hierbei von einer weiteren leichten Verbesserung bei der Wärmerückgewinnung und der Verringerung des Einsatzes von Reduktionsmitteln in der Zukunft ausgegangen. Bei der Sektorkopplungsoption, der Elektrostahlroute unter Verwendung von DRI, wird auch von weiteren leichten Verfahrensverbesserungen ausgegangen. Die aktuell besten Elektrolichtbogen-Anlagen verbrauchen 0,4 MWh/t an Energie (European Commission 2013b).

Auswertung

Tabelle 34 fasst das technische Potential der Stahlproduktion zusammen. Unabhängig vom Szenario ist zu erkennen, dass eine größere Menge an fossilen Endenergieträgern durch die intensivere Nutzung der Elektrostahlroute verbunden mit DRI eingespart werden kann. Für die Direktreduzierung von Eisen wird hingegen eine große Menge an Strom für die Bereitstellung von regenerativen Brennstoffen benötigt. Erst mit einem Effizienzgewinn bei der regenerativen Reduktionsmittelherstellung kann der Stromverbrauch für die Rohstahlproduktion über die Sektorkopplungsrouten nennenswert auf etwa 88,6 TWh bzw. 102,4 TWh in 2050 reduziert werden.

Tabelle 34: Technisches Potential der Stahlproduktion in Deutschland für zwei Szenarien

	2014 ¹⁾	2030	2050
Unter AMS-Rahmenbedingungen			
Stahlproduktion in kt	42.900	42.791	40.109
Elektrostahlanteil in %	31,2	39	45
Referenztechnik			
Stromverbrauch in TWh	11,8	12,7	12,3
Fossiler Endenergieträgerverbrauch in TWh	144,2	122,6	103,2
Sektorkopplungstechnik			
Stromverbrauch in TWh	153,7	126,1	102,4
Unter KS95-Rahmenbedingungen			
Stahlproduktion in kt	42.900	41.721	38.103
Elektrostahlanteil in %	31,2	42	50
Referenztechnik			
Stromverbrauch in TWh	11,8	12,9	12,4
Fossiler Endenergieträgerverbrauch in TWh	144,2	113,8	88,6
Sektorkopplungstechnik			
Stromverbrauch in TWh	153,7	118,2	89,9

5.4.4 Raffinerien

Einleitung

In Raffinerien werden aus Rohöl über Destillationen und katalytische Prozesse Mineralölprodukte gewonnen, die u. a. als Kraftstoff im Mobilitätssektor oder zum Heizen im Wärmesektor zum Einsatz kommen. Dabei kann das Rohöl je nach Herkunft in seiner Zusammensetzung stark variieren (z. B. im Schwefelgehalt, Aromatengehalt, Verteilung Fraktionen), worauf auch der Raffinerieprozess angepasst sein muss. Außerdem kann teilweise durch die Führung der Raffinerieprozesse die Ausbeute eines Endproduktes zu Gunsten eines anderen verschoben werden (siehe Dreesmann 2000, S. 46).

Beim Entschwefeln der Destillationsprodukte (z. B. Vakuumgasöl) und weiteren Zwischenprodukten (u. a. Diesel-, Benzinfraktion) wird in Raffinerieprozessen hauptsächlich Wasserstoff verwendet. Darüber hinaus wird in wenigen deutschen Raffinerien Wasserstoff in Hydrocrackern benötigt⁴⁰, in denen längere Kohlenwasserstoffe mit Aromaten zu kurzkettigeren Kohlenwasserstoffen (zugehörig zu z. B. Benzin- und Dieselfraktion) mit Wasserstoff katalytisch umgewandelt werden.

Da mittlerweile der als Beiprodukt intern entstandene Wasserstoff in Raffinerien nicht mehr für den Bedarf ausreichend ist, wird meist zur Minimierung der kostenintensiven Wasserstofferzeugung ein geschicktes Wasserstoffmanagement etabliert.

⁴⁰ Etwa 25 % aller in Konversionsanlagen umgesetzten Destillate werden in Hydrocrackern gewandelt (Mineralölwirtschaftsverband e.V. 2013).

Status quo

In Deutschland sind derzeit 13 Raffinerien in Betrieb (Stand 2013), die im Jahr 2013 gemeinsam 92,5 Mio. t Rohöl verarbeitet haben (Mineralölwirtschaftsverband e.V. 2013). Das sind etwa 2,2 % der weltweit geförderten Rohölmenge 2013. Die Hauptlieferanten für Deutschland sind mit ca. 30 % Russland, mit ca. 10 % je Norwegen und Großbritannien und mit 8 % je Nigeria, Kasachstan und Libyen (BAFA 2014). Die nach Deutschland gelieferten Rohöle weisen häufig niedrigere Schwefelgehalte (< 1,2 Mass.-%) auf (U.S. Energy Information Administration 2012). Der Inlandabsatz für Mineralölprodukte in Deutschland stieg 2013 gegenüber 2007 um 3,4 % auf 105,3 Mio. t. Der Weltmineralölverbrauch stieg im gleichen Zeitraum sogar um 4,4 % auf 4.183 Mio. t. Die deutsche Ausfuhrmenge an Mineralprodukten lag 2013 bei ca. 20,2 Mio. t, was etwa 15 % des gesamten deutschen Mineralölaufkommens entspricht. Die deutschen Raffinerien produzieren also hauptsächlich für den heimischen Markt. Sie sind damit vom strukturellen Wandel im Wärmesektor und Mobilitätssektor direkt betroffen.

In Deutschland ist mittelfristig (Basis 2010, Betrachtung 2030) mit einem Rückgang des Mineralölverbrauchs zu rechnen (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2014: AMS -28 %, KS90 -48 % und Mineralölwirtschaftsverband e.V. 2011: -13,0 % bis 2025). Allerdings sind vom Rückgang nicht alle Mineralölprodukte gleichermaßen betroffen. Während der Absatz von Ottokraftstoffen und Heizöl den Prognosen nach stark sinken wird, wird ein Anstieg im Verbrauch von Flugturbinenkraftstoff erwartet (Mineralölwirtschaftsverband e.V. 2011).

Status quo

Tabelle 35: Kennzahlen zum aktuellen Stand (2013) der Mineralöl-Produktion in Deutschland

Produzierte Menge in Mio. t	Import bezogen auf die produzierte Menge in %	Export bezogen auf die produzierte Menge in %	Brennstoffverbrauch in TWh (Eigenverbrauch)	Stromverbrauch in TWh	Anteil Wasserstoffherstellung mittels Dampfreformation in %
101,4 ¹⁾	37,2 ¹⁾	19,9 ¹⁾	ca. 70,4 ²⁾	Eigenproduktion ³⁾	ca. 30 % ⁴⁾

Annahmen: ¹⁾ BMWV-Jahresbericht 2013 (Bruttorefinerierzeugung inklusive Eigenverbrauch); ²⁾ Eigenverbrauch im Raffinerieprozess bei 5,7 Mio. t verschiedener Mineralölprodukte, Energiemenge mit mittleren Brennwerten berechnet; ³⁾ Raffinerien nutzen vielfach Prozesswärme und Reststoffe zum Erzeugen ihres eigenen Strombedarfs; ⁴⁾ bezogen auf den Gesamtwasserstoffbedarf einer Raffinerie, der teilweise auch aus dem Raffinerieprozess gedeckt wird (Horn et al. 2005, S. 183, Jess et al. 2009).

Referenztechnik

Der Raffinerieprozess lässt sich grob in sechs Schritte einteilen. Zuerst wird das Rohöl destilliert in verschiedene Vorprodukte. Dies geschieht bei leichtem Überdruck (atmosphärische Destillation) und starkem Niederdruck (Vakuumdestillation). Das in der Vakuumdestillation entstandene Vakuumgasöl wird anschließend entschwefelt und in Konversionsanlagen, zu denen auch der Hydrocracker zählt, weiter zerlegt. Auch die Vorprodukte aus der atmosphärischen Destillation (Benzine und Gasöle) sowie einige Produkte aus der Konversion werden entschwefelt und in meist mehrstufigen Veredelungsanlagen in die Komponenten der Fertigprodukte überführt. Im Blender werden aus diesen Komponenten die verkaufsfertigen Mineralölprodukte gemischt (Kuczera 2003).

Da es sich beim Raffinerieprozess um einen komplexen Vorgang handelt, in dem viele Verarbeitungsschritte ineinandergreifen oder aufeinander aufbauen, ist die Flexibilisierung einzelner Prozessschritte, in denen Wasserstoff benötigt wird (Entschwefelung, Hydrocracker), sehr schwierig. Der

Raffineriebetrieb läuft zudem ohne Unterbrechung, sodass ein Flexibilisierungspotential ohne zusätzliche konventionelle Technologien zur Wasserstoffherstellung als Backupsystem oder ohne Wasserstoff-Pufferspeicher nicht zu erreichen ist. Diese Maßnahmen erhöhen jedoch die Kosten.

Der Wasserstoffbedarf für z. B. die Entschwefelung oder das Hydrocracken wird teilweise aus in Prozessen anfallendem Wasserstoff (Nebenprodukt) oder durch separat hergestellten Wasserstoff aus z. B. Erdgas gedeckt.

Ein typischer Prozess, bei denen Wasserstoff als Nebenprodukt anfällt, ist die katalytische Reformierung, bei der Ottokraftstoffe (Benzine) mit hoher Oktanzahl im Naphtha-Reformer erzeugt werden. Bei Raffinerien, die einen hohen Anteil Ottokraftstoffe herstellen, kann dieses Verfahren bereits ausreichen, um den gesamten Wasserstoffbedarf zu decken⁴¹.

Zusätzlich benötigter Wasserstoff kann relativ kostengünstig über Druckwechseladsorption aus Restgasen im Raffinerieprozess (Raffineriegasen) abgetrennt werden. Da auch der Energieeinsatz für dieses Verfahren gering ist im Vergleich zu anderen Prozessen (siehe Jess et al. 2009) deckt ein großer Anteil der deutschen Raffinerien ihren Wasserstoffbedarf mithilfe dieser zusätzlichen Option⁴².

Bei hohem Wasserstoffbedarf z. B. durch Vorhandensein eines Hydrocrackers muss zusätzlicher Wasserstoff in der Raffinerie generiert werden. Dieser wird üblicherweise durch partielle Oxidation von Schweröl oder Dampfreformation von Erdgas gewonnen. Der Anteil von Wasserstoff aus Erdgaseinsatz liegt 2005 bei ca. 30 % vom gesamten Raffinerie-Wasserstoffbedarf (Horn et al. 2005, Jess et al. 2009). Da die Dampfreformation jedoch die kostengünstigste Variante der zusätzlichen Wasserstoffproduktion in Raffinerien darstellt (Naphtha-Reformer und DWA des Raffineriegases sind natürlich günstiger (siehe Kuczera 2003), wird der Raffinerieprozess mit einer 30 %igen Wasserstoffproduktion aus der Dampfreformation von Erdgas als RT verwendet.

Sektorkopplungsoption

Die Sektorkopplungsoption bei der Wasserstoffherstellung im Raffinerieprozess eröffnet sich über den Einsatz von (erneuerbarem) Strom zur Elektrolyse von Wasser. Der Elektrolyseur kann dabei sowohl im Parallelbetrieb zur Dampfreformation als auch alleine betrieben werden, da die zusätzliche Wasserstoffherzeugung unabhängig vom restlichen Betrieb der Raffinerie betrieben wird. Um den kontinuierlichen Wasserstoffbedarf der Raffinerie bei gleichzeitiger preisgesteuerter oder netzdienlicher Fahrweise bedienen zu können, ist jedoch dann ein zusätzlicher H₂-Speicher notwendig. Als RT wird die 100 %-Gewinnung von zusätzlichem Wasserstoff aus Dampfreformierung von Methan gewählt.

Szenarienbeschreibung

Für die Berechnung wird das Rohölaufkommen von 2010 (BAFA 2015) in zwei verschiedene Szenarien entwickelt. Es werden die prozentuale Entwicklung des Endenergiebedarfs aus Mineralölprodukten nach den Szenarien AMS (moderates Szenario) und KS95 (ambitioniertes Szenario) aus der Studie „Klimaschutzszenario 2050“ (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2014) auf die Menge an verarbeitetem Rohöl in 2010 angewendet. In beiden Szenarien ist mit einem Rückgang der Rohölmenge zu rechnen. Im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario beträgt dieser Rückgang bis 2030 ca. 42 % der Rohölmenge gegenüber 2010, während im KS95 sogar ein Rückgang um 60 % zu verzeichnen ist.

⁴¹ Etwa 10 % des deutschlandweiten Wasserstoffbedarfs in Raffinerien werden rein über die katalytische Reformierung gedeckt (Horn et al. 2005, S. 183).

⁴² Etwa 60 % des Wasserstoffbedarfs in Raffinerien wird aus katalytischer Reformierung und Rückgewinnung aus Raffineriegas gewonnen (Horn et al. 2005, S. 183).

Die Entwicklung des Rohölaufkommens in Deutschland ist sicherlich bei der Bestimmung der technischen Potentiale der Sektorkopplungsoption der entscheidende Faktor. Dennoch wird sich der Wasserstoffbedarf der Raffinerien in Deutschland in Zukunft auf noch nicht geklärte Weise verändern. Dies liegt zum einen an den sich ändernden Anteilen der nachgefragten Mineralölprodukte. Während beispielsweise ein Rückgang des leichten Heizölverbrauchs um ca. 35,4 % bis 2025 erwartet wird, steigt der Verbrauch von Fluggastturbinenkraftstoff im gleichen Zeitraum (2010-2025) um ca. 28 % (Mineralölwirtschaftsverband e.V. 2011). Die Raffinerieprozesse müssen auf diese veränderte Nachfrage angepasst werden.

Auf der anderen Seite verändert sich auch der Ausgangsstoff, das Rohöl. In Zukunft wird mit der Verarbeitung zunehmend schwererer Rohöle mit einem erhöhten Schwefelgehalt gerechnet. In (Jess et al. 2009) wurden die Auswirkungen auf den Wasserstoffbedarf für drei verschlechterte Rohölqualitäten bei gleichbleibender Produktpalette berechnet. Die zusätzlich erzeugten Wasserstoffkapazitäten lagen je nach Rohölqualität zwischen 1,4- und 3,2-mal höher als im Referenzfall (Gesamtdeutsches Raffineriemodell im Jahr 2006).

Bei der RT, dem Raffinerieprozess mit Dampfreformation, wurde für beide Szenarien eine spezifische zusätzliche Wasserstoffproduktion von $0,14 \text{ kg}_{\text{H}_2}/\text{MWh}_{\text{RP}}^{43}$, wodurch sich ein spezifischer Methaneinsatz von $0,43 \text{ kg}_{\text{CH}_4}/\text{MWh}_{\text{RP}}$ ergibt. Da die Dampfreformation eine ausgereifte und etablierte Technik ist, wurden keine Technologieverbesserungen angenommen. Als Sektorkopplungsoption dient die Elektrolyse zur Wasserstoffbereitstellung (siehe Abschnitt Kapitel 4.2).

Auswertung

Der fossile Endenergieverbrauch der Dampfreformation verringert sich im zeitlichen Verlauf signifikant, da die verarbeitete Rohölmenge und damit der Wasserstoffbedarf sinken (siehe Tabelle 36). Im ambitionierten Szenario sinkt der fossile Energieverbrauch von 6,55 TWh auf 0,72 TWh in 2050, im moderaten Fall macht die Energiemenge des eingesetzten Methans noch 2,83 TWh in 2050 aus. Da in der Sektorkopplungsoption dieses Methan komplett durch den Einsatz der Elektrolyse verdrängt wird, sind die Mengen der eingesparten fossilen Energieträger gleich dem fossilen Endenergieverbrauch der Dampfreformation.

Der Stromverbrauch für die zusätzliche Wasserstoffherstellung im Raffineriebetrieb liegt aktuell bei 7,57 TWh. Im ambitionierten Szenario sinkt dieser Stromverbrauch auf 0,26 TWh, im moderaten Szenario liegt er noch bei 3,41 TWh. Anzumerken ist, dass die Einbindung der Elektrolyse zu einem frühen Stadium der Entwicklung möglich ist und somit die Lerneffekte aus dieser Anwendung in andere Anwendungen übertragen werden kann (z. B. PtG oder PtL-Technologien zur Kraftstoffgewinnung). Wichtig ist, dass die Einsparung von fossilen CO₂-Emissionen abhängig ist von dem Einsatz regenerativen Stroms. Bei Einsatz von 100 % regenerativen Stroms kann das komplette Einsparpotential gehoben werden. Durch den Einsatz der PtG-Technologie mit regenerativem Strom könnten bilanziell die Emissionsbelastungen der Raffinerieprodukte gemindert werden.

Da der Wasserstoff direkt im laufenden Raffinerieprozess eingesetzt wird, ergeben sich keine Speicherpotentiale oder Lastverlagerungspotentiale mit dieser Sektorkopplungsoption.

⁴³ mittlerer Energiemenge von Raffinerieprodukten bezogen auf den Heizwert

Tabelle 36: Technisches Potential der Mineralölherstellung in Deutschland für zwei Szenarien

	2014	2030	2050
Unter KS95-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in kt (Rohölaufkommen D)	93.102	48.153	3.833
Referenztechnik (Dampfreformation)			
Wirkungsgrad in %	75	75	75
Fossiler Endenergeträgerverbrauch in TWh	6,55	3,39	0,27
Sektorkopplungstechnik			
Wirkungsgrad ¹⁾ in %	74	78	88
Stromverbrauch in TWh	7,57	3,70	0,26
Eingesparte fossile Endenergeträger ²⁾ in TWh	6,55	3,39	0,27
Unter AMS-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in kt (Rohölaufkommen D)	93.102	67.065	50.082
Referenztechnik (Dampfreformation)			
Wirkungsgrad in %	75	75	75
Fossiler Endenergeträgerverbrauch in TWh	6,55	3,39	3,52
Sektorkopplungstechnik			
Wirkungsgrad ¹⁾ in %	74	78	88
Stromverbrauch in TWh	7,57	5,16	3,41
Eingesparte fossile Endenergeträger ²⁾ in TWh	6,55	3,39	3,52

Annahmen: ¹⁾ Die Bereitstellung von Strom wird mit einem Wirkungsgrad von 1 angenommen

²⁾ Negative Werte stehen für einen Mehrverbrauch an fossiler Endenergie

5.4.5 Ammoniakherstellung

Einleitung

Bei Ammoniak handelt es sich um eines der meist produziertesten Grundstoffe für die chemische Industrie. Es ist Ausgangsstoff verschiedener Stickstoffverbindungen und wird hauptsächlich zur Düngemittelherstellung verwendet (ca. 80 %) (Bertau et al. 2013). Die Herstellung von Ammoniak aus Stickstoff und Wasserstoff wird traditionell aus einem integrierten Prozess, der Synthesegasherstellung und der Ammoniaksynthese nach dem Haber-Bosch-Verfahren, durchgeführt. Die meiste Energie wird bei der Synthesegasherstellung verbraucht, da die Ammoniaksynthese selbst exotherm ist.

Als Synthesegas wird Wasserstoff und Stickstoff benötigt. Für die Wasserstoffherstellung stehen verschiedene Verfahren bereit. Dominiert wird die Wasserstoffherstellung in Deutschland von der Dampfreformation gefolgt von der partiellen Oxidation (Fleiter et al. 2013). Zur Einsparung fossiler Energie durch regenerativen Strom steht die Wasserstoffherstellung im Fokus. Die Wasserstoffherstellung lässt sich neben den etablierten Techniken auch durch die Elektrolyse von Wasser bereitstellen und somit rein elektrisch betreiben. Darüber hinaus ist es möglich, den kompletten Prozess umzustellen und Ammoniak direkt aus einer elektrochemischen Synthese zu gewinnen (Solid State Ammonia Synthesis/SSAS).

Status quo

Tabelle 37 zeigt die aktuellen Kennzahlen zur Ammoniakindustrie in Deutschland. Nach einem Anstieg der Produktionsmenge bis 2003 aufgrund zunehmender Salpetersäure-Produktion stagniert die Produktionsmenge mit leicht rückläufigem Trend (Industrieverband Agrar e.V. 2014). 2014 wurden in Deutschland 2.540,2 kt Ammoniak an insgesamt fünf Standorten hergestellt. Als Herstellungsverfahren für die Synthesegasherstellung wird hauptsächlich auf die Dampfpreformation zurückgegriffen (72 %). Ein Standort setzt dabei bei der Wasserstoffherstellung auf die partielle Oxidation. Das Import-Export-Verhältnis wurde in den letzten Jahren etwas größer, wobei die absolute Menge großen Schwankungen unterlag. Im Jahr 2014 betrug die Importmenge 718 kt und die Exportmenge 325 kt. Insgesamt wurden 9,3 TWh Brennstoffe verbraucht und 0,4 TWh Strom eingesetzt.

Weltweit wurden ungefähr 175 Mio. t Ammoniak überwiegend an erdgasreichen Standorten hergestellt. Der deutsche Anteil liegt somit bei knappen 2 % der weltweiten Produktion (USGS National Minerals Information Center 2015). Durch die Ansiedlung an erdgasreichen Standorten wird weltweit Wasserstoff auch überwiegend aus Erdgas mittels der Dampfpreformation erzeugt.

Für Deutschland ist davon auszugehen, dass Ammoniak weiterhin in großen Anlagen in den hochintegrierten Chemieparks produziert wird und es Kleinanlagen schwer haben werden. In Abhängigkeit der Entwicklung der Transportkosten können sich hingegen die Großanlagen in Osteuropa/Russland aufgrund eines besseren Zugangs zu Erdgas und ihrer Größe zu einer zunehmenden Konkurrenz für deutsche Anlagen entwickeln. Für die Ammoniaknachfrage in Deutschland selbst wird durch Veränderungen am Düngemittelmarkt und Klimaschutzmaßnahmen im Rahmen der Agrarwende in Deutschland tendenziell eher von einer sinkenden Nachfrage ausgegangen.

Tabelle 37: Kennzahlen zum aktuellen Stand (2014) der Ammoniakproduktion in Deutschland

Produzierte Menge in kt	Import bezogen auf die produzierte Menge in %	Export bezogen auf die produzierte Menge in %	Brennstoffverbrauch in TWh	Stromverbrauch in TWh	Anteil Wasserstoffherstellung mittels Dampfpreformation in %
3.088,6 ¹⁾	23,2 ²⁾	10,5 ²⁾	9,3 ³⁾	0,4 ³⁾	72 ³⁾

Annahmen: ¹⁾ Statistisches Bundesamt 2015c; ²⁾ Statistisches Bundesamt 2015a; ³⁾ Schätzung basierend auf Fleiter et al. 2013

Referenztechnik

Der Ammoniaksynthese nach dem Haber-Bosch-Verfahren unterliegt eine Gleichgewichtsreaktion, aus der in einem kontinuierlichen Prozess Ammoniak gewonnen wird. Das Gleichgewicht liegt bei Standardbedingungen weit auf der Seite der Produkte und damit dem Ammoniak. Da jedoch bei Standardbedingungen die Reaktionsgeschwindigkeit sehr langsam ist, wird für eine bessere zeitliche Gewinnung von Ammoniak die Reaktion bei höheren Temperaturen und Drücken (400-500 °C, >100 bar) durchgeführt (Appl 2011). Dies erhöht die Reaktionsgeschwindigkeit, geht aber zu Lasten des Gleichgewichtes, welches auf einen Ammoniak-Stoffmengenanteil von unter 30 % zurückgeht (Prinzip von Le Chatelier). Stabile Prozessbedingungen sind für die Zeit-Raum-Ausbeute (Wirtschaftlichkeit) wichtig, was zur Folge hat, dass die Ammoniaksynthese selbst ohne Synthesegasspeicher kaum Flexibilisierungspotential besitzt.

In der Vergangenheit wurde der Prozess kontinuierlich, insbesondere bei den Katalysatoren und der Wärmerückgewinnung, verbessert. Entwicklungen beim Katalysator haben dazu geführt, dass die wirtschaftliche Ausbringung zunehmend verbessert wurde. Heutige Katalysatoren verlangen dafür

aber relativ reine Synthesegase, deren Reinigung von z. B. Sauerstoff oder Schwefel, eine zunehmende Bedeutung bei der Ammoniakherstellung besitzen, um die Funktionsfähigkeit des Katalysators zu erhalten (Schulte Beerbühl 2014). Als Folge der Wärmerückgewinnung sind Ammoniakanlagen meist sehr stark in bestehende Chemieparcs integriert, um Energieverluste zu minimieren. Effizienzverbesserungen bestehender Anlagen durch Modernisierungen sind möglich, unterliegen aber technischen Grenzen.

Die Synthesegasherstellung von Wasserstoff und Stickstoff kann über verschiedene Verfahren gewonnen werden. Hauptsächlich wird bei der Ammoniakproduktion auf die Dampfreformation zurückgegriffen. Stickstoff kann dabei direkt bei der Wasserstoffherstellung durch die Zuführung von Luft bereitgestellt und muss nicht zwangsläufig extra über eine Luftzerlegungsanlage produziert werden. Auch kann eine Wärmerückgewinnung gut zwischen der Dampfreformation und der Ammoniak-synthese durchgeführt werden, um Wärmeenergie einzusparen. Im Gegensatz zu anderen Verfahren wie der partiellen Oxidation oder der Kohlevergasung zur Wasserstoffherstellung wird zudem bei der Dampfreformation weniger Energie benötigt, was sie zurzeit zur effizientesten Technologie im industriellen Maßstab macht. Daher wird das Haber-Bosch-Verfahren mit der Dampfreformation und Luftzerlegungsanlage als RT im Vorhaben genutzt.

Sektorkopplungsoption

Um die Ammoniakherstellung auf ein strombasiertes Verfahren umzustellen, bietet sich die Substitution der Wasserstoffherstellung über die Elektrolyse an. Der Elektrolyseur kann dabei sowohl im Parallelbetrieb zur Dampfreformation als auch ausschließlich betrieben werden. Je nach Fahrweise des Elektrolyseurs ist zusätzlich ein Speicher notwendig, um die Ammoniaksynthese kontinuierlich ablaufen zu lassen. Beim Parallelbetrieb reicht je nach Auslegung zudem die Stickstoffbereitstellung über die Dampfreformation. Andernfalls kann jedoch relativ einfach auf eine Luftzerlegungsanlage zurückgegriffen werden. Vorteilhaft gegenüber der Dampfreformation ist die flexible Fahrweise des Elektrolyseurs. Je nach Typ kann dieser sehr schnell hoch bzw. heruntergefahren werden. Zudem stellt der Teillastbetrieb auch kein größeres Problem dar (bis zu 20 % Teillast). Der Elektrolyseur selbst kann daher sehr gut auf fluktuierende Erzeugung reagieren (Schulte Beerbühl 2014). Ein weiterer prozessbedingter Vorteil ist, dass der Wasserstoff direkt und in einer sehr reinen Form bereitgestellt werden kann und somit hier keine Reinigungsprozesse erforderlich sind. Dies bedeutet auch, dass in diesem Prozessschritt keine Treibhausgasrelevante Emissionen mehr anfallen.

Darüber hinaus gibt es einen Ansatz, den kompletten Prozess auf eine Festkörper-Ammoniak-synthese (SSAS) umzustellen. Im Gegensatz zu anderen Verfahren muss hierbei Wasserstoff nicht mehr explizit hergestellt werden. Ammoniak wird direkt durch eine elektrochemische Synthese mittels Wasser und Stickstoff produziert. Die elektrochemische Synthese von Ammoniak selbst lässt sich dabei noch einmal nach dem Typ der Elektrolytzellen unterscheiden – der Protonen- und Nicht-Protonen-Elektrolytzelle. Bisher existiert die Technik jedoch nur im Labormaßstab, aber es gibt für beide Typen mehrere Forschungsaktivitäten zur Weiterentwicklung und damit Vorbereitung auf den industriellen Einsatz.

Szenarienbeschreibung

Den Rahmen der Analyse bilden das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (AMS) und das Klimaschutzszenario 95 (KS95) der Studie „Klimaschutzszenario 2050“. Das AMS beschreibt dabei das moderate Szenario, bei dem von einer ähnlichen Produktionsmenge der letzten Jahre ausgegangen wird. Beim KS95 wird hingegen von einem leichten Rückgang der Produktion in Deutschland ausgegangen. Als RT wird die Ammoniakherstellung mittels der Dampfreformation herangezogen.

Bei der RT, der Ammoniaksynthese mit Dampfreformation, wird für beide Szenarien von der aktuell besten bekannten Technik (BAT/best available techniques) ausgegangen, die ungefähr 7,6 MWh/t Ammoniak benötigt (European Commission 2007). Dabei liegt das theoretische Minimum bei 6,2 MWh/t Ammoniak für die energetische Bereitstellung des Wasserstoffes über Erdgas (Schulte Beerbühl 2014). Für die nächste Zeit wird nur noch eine sehr moderate Verbesserung der Technologie angenommen, da die Technologie bereits sehr ausgereift ist.

Bei der Umstellung der Ammoniakherstellung auf eine strombasierte Produktion ist die Elektrolyse zurzeit die erste Wahl. Die Technik ist einsatzbereit und kann gut skaliert werden. Zudem verursacht die Elektrolyse keine zusätzlichen Treibhausgasemissionen und kann flexibel auf den Strommarkt reagieren, sofern ein Speicher vorhanden ist. Die SSAS kann langfristig ein hohes Potential haben und den Energieverbrauch der Ammoniakherstellung auf 7 MWh/t reduzieren (Bartels et al. 2008). Aktuell ist jedoch ungewiss, wann diese Technologie im industriellen Maßstab eingesetzt werden kann. Dabei sind insbesondere die Fragen der Skalierbarkeit und der technischen Lebensdauer unbeantwortet. Für den betrachteten Zeithorizont der Analyse wird jedoch angenommen, dass Anlagen mit SSAS technisch im großen Maßstab noch nicht zur Verfügung stehen.

Auswertung

Die Analyse der beiden Szenarien zeigt, dass sowohl im AMS als auch im KS95 durch die Elektrolyse mehr Energie benötigt wird. Dabei nähert sich die Sektorkopplungstechnik hinsichtlich der Effizienz immer mehr der RT. Durch eine Umstellung der Ammoniakherstellung auf ein Elektrolyse- bzw. eventuell langfristig auf ein SSAS-Verfahren kann die Produktion rein elektrisch erfolgen, und es muss kein fossiler Energieträger wie bei der Dampfreformation nutzen.

Tabelle 38: Technisches Potential der Ammoniakherstellung in Deutschland für zwei Szenarien

	2014	2030	2050
Unter AMS-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in kt	3.084,5	3.172	3.142
Referenztechnik			
Stromverbrauch in TWh	0,3	0,3	0,2
Fossiler Endenergeträgerverbrauch ¹⁾ in TWh	4,2	3,8	3,6
Sektorkopplungstechnik			
Stromverbrauch in TWh	29,7	27	25,8
Einsparung fossiler Endenergeträger in TWh	23,3	23,4	23
Unter KS95-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in kt	3.084,5	3.093	2.984
Referenztechnik			
Stromverbrauch in TWh	0,3	0,3	0,2
Fossiler Endenergeträgerverbrauch ¹⁾ in TWh	4,2	3,7	3,4
Sektorkopplungstechnik			
Stromverbrauch in TWh	29,7	26,3	24,5
Einsparung fossiler Endenergeträger in TWh	23,3	23,3	22,9

Annahmen: ¹⁾ Exklusive stofflicher Nutzung

Auf den Gesamtenergieverbrauch der Ammoniakherstellung absolut gesehen, skaliert der Energieverbrauch in erster Linie mit der Produktionsmenge, wobei über die Zeit der spezifische Energieverbrauch leicht abnimmt. Ein Vergleich des Status quo mit der RT bzw. der Elektrolyse in 2014 zeigt, dass der Endenergieträgerverbrauch bei beiden Techniken noch ein größeres technisches Potential besitzt. Eine Umstellung auf Erdgas kann den Verbrauch an fossilen Energieträger reduzieren. Ergebnisse der Szenarienauswertung sind in Tabelle 38 zusammengefasst.

5.4.6 Methanolherstellung

Einleitung

Methanol zählt zu den Grundstoffen in der Chemie und ist der industriell wichtigste Alkohol. Methanol wird dabei in erster Linie als Syntheserohstoff und Energieträger eingesetzt. Analog zur Herstellung von Ammoniak wird Methanol in einem zweistufigen Prozess hergestellt, dem Synthesegasprozess und der Methanolsynthese.

Für die Synthese ist sowohl Wasserstoff als auch Kohlenstoffmonoxid bzw. Kohlenstoffdioxid erforderlich. Aus diesem Grund wird neben der Dampfreformation und der partiellen Oxidation auch die Vergasung zur Wasserstoffherstellung eingesetzt. Es ist hier wie bei der Ammoniaksynthese möglich, die Synthesegasproduktion des Wasserstoffs über die Elektrolyse bereit zu stellen. Kohlenstoffmonoxid bzw. Kohlenstoffdioxid fällt abhängig vom verwendeten Verfahren selbst an oder wird durch Abtrennung in anderen Prozessen gewonnen. Die Methanolsynthese wird je nach Druckbereich in ein Niedrig-, Mittel- oder Hochdruckverfahren unterschieden. Üblich sind heutzutage die Niedrig- und Mitteldrucksynthese. Bei der Methanolsynthese selbst handelt es sich um eine exotherme Reaktion.

Status quo

Im Jahr 2014 wurden in Deutschland in elf Unternehmen 993,4 kt Methanol produziert (Statistisches Bundesamt 2015c). Die produzierte jährliche Methanolmenge in Deutschland hat sich dabei von 2007 bis 2011 halbiert, bleibt aber seitdem auf einem gleichen Niveau. Zukünftig ist von einer gleichbleibenden bis ggf. wieder leicht steigenden Produktionsmenge auszugehen, insbesondere, wenn Methanol mehr als Energieträger genutzt wird. Verbunden mit den abfallenden Produktionsmengen ist in den letzten Jahren das Import-Export-Verhältnis gestiegen. Die Ein- und Ausfuhr von Methanol betrug 1.580 kt bzw. 319 kt im Jahr 2014. Von der aktuell produzierten Menge an Methanol werden 73 % über erdölbasierte Kohlenwasserstoffe hergestellt. Auf Erdgas entfallen 22 % und auf Klärschlamm und andere Abfälle 5 %. Deutsche Anlagen stehen daher häufig an Raffineriestandorten, an denen Methanol meistens direkt zu MTBE (Methyl-tert-butylether) weiterverarbeitet wird. Die aktuelle Produktion verbrauchte dabei 0,2 TWh Strom und 4,1 TWh Brennstoff. Einige Kennzahlen sind in Tabelle 39 zusammengefasst.

Weltweit gibt es bereits erste Pilotanlagen, die den Wasserstoff über einen Elektrolyseur bereitstellen und verschiedene Betriebskonzepte austesten. Für Deutschland ist im Rahmen des Forschungsprogramms Horizon 2020 eine Pilotanlage geplant, die mit Überschussstrom betrieben werden soll. Die Kohlendioxidbereitstellung erfolgt dabei über Kohlevergasung mit anschließender Rauchgaswäsche. Mittels eines 1 MW_{el}-Elektrolyseurs soll 0,2 kt/a Methanol produziert werden. Dabei wird für 1 Tonne Methanol 1,4 Tonnen CO₂ benötigt. Der wirtschaftliche Betrieb ist jedoch bisher nur durch die erhaltenden Fördergelder möglich (EUWID Neue Energien 2015).

Tabelle 39: Kennzahlen zum aktuellen Stand (2014) der Methanolproduktion in Deutschland

Produzierte Menge in kt	Import bezogen auf die produzierte Menge in %	Export bezogen auf die produzierte Menge in %	Brennstoffverbrauch in TWh	Stromverbrauch in TWh	Anteil Wasserstoffherstellung mittels Dampfreformation in %
993,4 ¹⁾	159 ²⁾	32,1 ²⁾	4,1 ³⁾	0,1 ³⁾	22 ³⁾

Annahmen: ¹⁾ Statistisches Bundesamt 2015c; ²⁾ Statistisches Bundesamt 2015b; ³⁾ Schätzung basierend auf Fleiter et al. 2013

Referenztechnik

Wie bereits erwähnt stehen verschiedene Verfahren zur Methanolproduktion bereit. Aufgrund der Tatsache, dass weltweit hauptsächlich auf Erdgas als Rohstoff für die Wasserstoffherstellung zurückgegriffen wird, wird die Dampfreformation trotz ihres relativ niedrigen Anteils in Deutschland als RT herangezogen. Zudem ist sie energieeffizienter und weist eine geringere CO₂-Belastung auf als die Klärschlamm- bzw. Kohlevergasung oder die partielle Oxidation. In der Bewertung der Ergebnisse ist daher eher von einer konservativen Abschätzung des CO₂-Minderungspotentials und der Energieeinsparung auszugehen.

Im Gegensatz zur Ammoniaksynthese ist es nicht erforderlich, das Produktgas der Dampfreformation von Kohlenmonoxid bzw. Kohlendioxid zu reinigen, da dieses als Synthesegas genutzt werden kann. Andere Verunreinigungen, wie Stickstoff oder Schwefel, müssen aber auch hier reduziert werden, damit der Katalysator einsatzfähig bleibt. Die Methanolsynthese selbst erzeugt aus dem Wasserstoff und dem Kohlenmonoxid bzw. Kohlendioxid dann in einem exothermen Prozess Methanol bzw. Methanol und Wasser. Die Synthese wird dabei je nach Druck in unterschiedliche Verfahren unterteilt: Hochdruck-, Mitteldruck- und Niederdruck-Verfahren (250-300 bar, 100-250 bar bzw. 50-100 bar; 220-230 °C). Zuletzt wurden hauptsächlich Niederdruck- und Mitteldruckverfahren eingesetzt. Als Katalysator werden meist spezielle Kupfer-Zink-Katalysatoren eingesetzt. Nach dem Prozessschritt der Synthese kann eine Rektifikation erforderlich sein, um Wasser und Verunreinigungen abzutrennen und einen gewissen Reinheitsgrad beim Methanol zu erhalten (Fleiter et al. 2013).

Die Herstellungsprozesse für Methanol gelten als ausgereift. Metholanlagen werden dabei häufig stark integriert in Chemieparcs betrieben, um Wärmerückgewinnung zu betreiben. Großanlagen besitzen, wie bei der Ammoniaksynthese, ein höheres Potential von bestimmten Prozessverbesserungen profitieren zu können, die es sich in Kleinanlagen nicht lohnt umzusetzen. Grundsätzlich gelten anderen technischen Aussagen über die Ammoniakherstellung auch für die Methanolherstellung. Entwicklungspotential besteht daher hauptsächlich noch in der weiteren Erforschung besserer Katalysatoren und einer noch höheren Wärmeintegration.

Sektorkopplungsoption

Die Wasserstoffbereitstellung durch Dampfreformation kann durch eine Wasserstoffelektrolyse ersetzt werden. Dazu kann beispielsweise eine alkalische Druckelektrolyse mit einer Direktsynthese aus CO₂ und H₂ kombiniert werden. Die Wasserstoffbereitstellung kann dabei ausschließlich über den Elektrolyseur als auch insbesondere im Transformationsprozess in einem bivalenten Betrieb mit der Dampfreformation erfolgen. Zur Bereitstellung von Kohlenmonoxid bzw. Kohlendioxid kann entweder auf bestehende CO₂-Quellen anderer Prozesse zurückgegriffen werden oder es kann CO₂ direkt aus der Luft gewonnen werden. Neben dieser Elektrifizierung lässt sich auch der nachgelagerte

Schritt der Rektifikation elektrifizieren. Dazu können verschiedene Power-to-Heat-Techniken eingesetzt werden.

Szenarienbeschreibung

Für die Abschätzung des technischen Potentials wird die Entwicklung des AMS und des KS95 herangezogen. Beide Szenarien gehen wieder von einem leichten Anstieg der Methanolproduktion auf ein früheres Niveau aus, welches dann jedoch nahezu gleichbleibt. Das AMS sieht dabei eine leicht höhere Produktionsmenge vor. Analog zur Ammoniaksynthese wird die Dampfreformation als RT ausgewählt und die Elektrolyse als Sektorkopplungsoption, um den Wasserstoff bereit zu stellen. Für den Bezug von Kohlendioxid wird die direkte Luftabscheidung verwendet. Als aktuelle technische Referenz gilt ein Verbrauch von 7,9 MWh/t (typische Anlage 8,3 MWh/t), wobei das theoretische Minimum 5,6 MWh/t beträgt (Gielen 2007).

Auswertung

Durch den Einsatz von Elektrolyseuren kann die Methanolproduktion auf den Prozess der Dampfreformation verzichten. Dabei bietet es zusätzliches Potential, prozessbedingte CO₂-Emissionen anderer Prozesse zu einem nützlichen Produkt umzuwandeln. Insgesamt gesehen ist der Wirkungsgrad zunächst noch etwas geringer als bei der Dampfreformation, zukünftig bei der Verwendung von Hochtemperatur-Elektrolyseuren kann der Wirkungsgrad der Sektorkopplungsoption besser sein und damit die effizientere Technik bereitstellen, um Methanol herzustellen. Maßgeblich wird der Wirkungsgrad auch vom Wirkungsgrad der direkten Luftabtrennung von Kohlendioxid beeinflusst, wodurch der Gesamtwirkungsgrad in 2050 um bis zu 20 % geringer prognostiziert wird.

Tabelle 40: Technisches Potential der Methanolherstellung in Deutschland für zwei Szenarien

	2014	2030	2050
Unter AMS-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in kt	993,4	1.862	1.798
Referenztechnik			
Stromverbrauch in TWh	0,1	0,2	0,1
Fossiler Endenergeträgerverbrauch ¹⁾ in TWh	1,9	3,3	3
Sektorkopplungstechnik			
Stromverbrauch in TWh	13	21,4	18,8
Einsparung fossiler Endenergeträger in TWh	7,7	14,1	13,5
Unter KS95-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung in kt	993,4	1.816	1.708
Referenztechnik			
Stromverbrauch in TWh	0,1	0,2	0,1
Fossiler Endenergeträgerverbrauch ¹⁾ in TWh	1,9	3,2	2,8
Sektorkopplungstechnik			
Stromverbrauch in TWh	13	20,9	17,9
Einsparung fossiler Endenergeträger in TWh	7,7	13,8	12,8

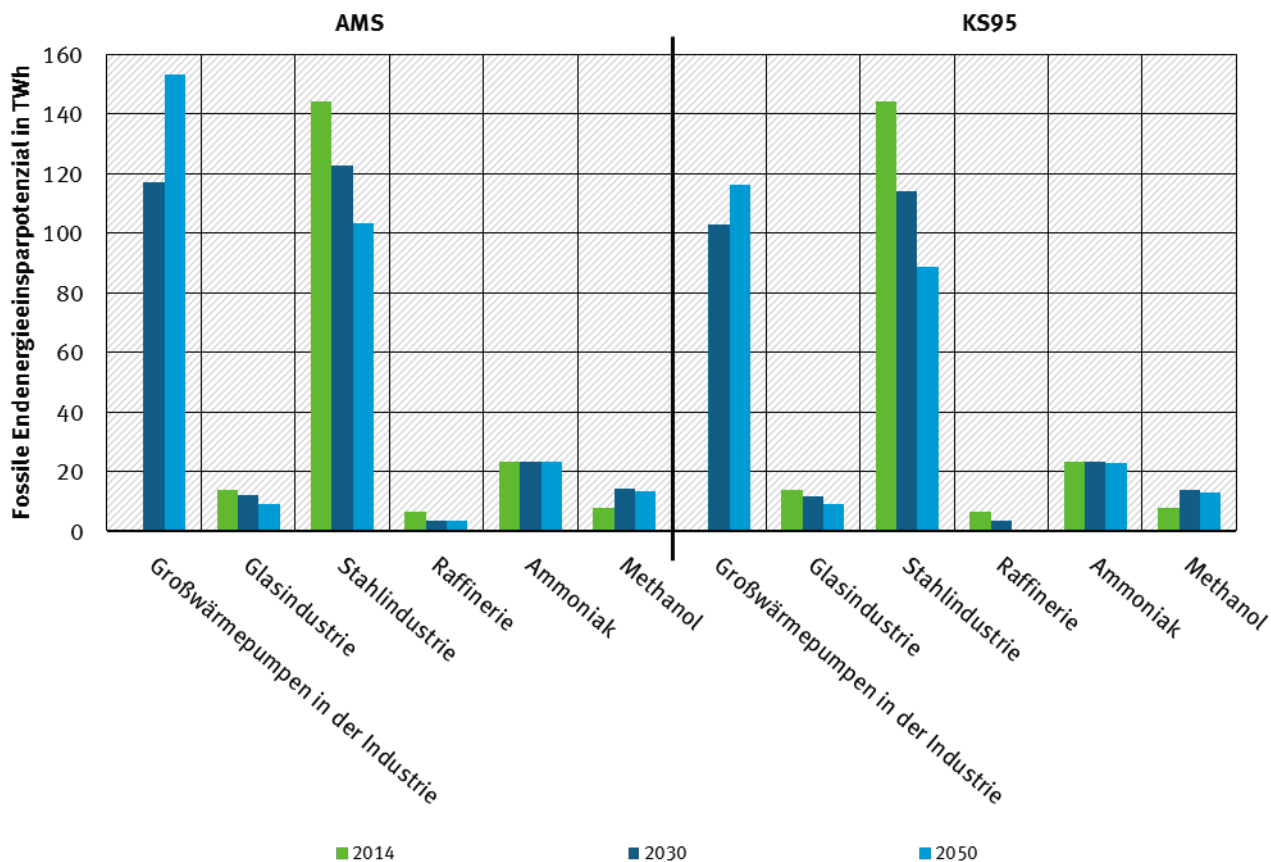
Annahmen: ¹⁾ exklusive stofflicher Nutzung

Falls Kohlendioxid aus anderen Prozessen günstiger anfällt, so ist das technische Potential höher. Bei Betrachtung des durchschnittlichen Energieverbrauchs aktueller mit Erdgas betriebener Anlagen ist eher von einem geringen Einsparungspotential auszugehen. Da in Deutschland jedoch viel Erdöl als Ausgangsstoff verwendet wird, besteht hier noch ein größeres Einsparpotential fossiler Endenergie. Falls die komplette Produktion von Methanol elektrifiziert wird, ist mit einem spürbaren Mehrverbrauch an elektrischer Energie zu rechnen, die 2050 minimal 17,9 TWh beträgt. Ein Blick auf die beiden Szenarien lässt keinen großen Unterschied erwarten (Tabelle 40). Die Haupteinflussgröße ist die Produktionsmenge.

5.4.7 Abschlussbetrachtung Industrie zu den technischen Potentialen zur Endenergieeinsparung

Erwartungsgemäß liegen die größten Endenergieeinsparpotentiale bei den energieintensiven Prozessen. Der breite Einsatz von Großwärmepumpen zur Niedertemperatur-Prozesswärmeversorgung bietet gleichfalls ein erhebliches Potential. Die Raffinerien stehen im Kontext der Verkehrs- und Energie- wende vor einer grundlegenden strukturellen Veränderung, so dass die Substitution einzelner Prozessschritte quantitativ als auch zeitlich begrenzte Minderungspotential mit sich bringt. Die folgende Abbildung fasst die fossilen Endenergieeinsparungen in der Industrie zusammen.

Abbildung 44: Überblick über Einsparungen an fossiler Endenergie ausgewählter Sektorkopplungsoptionen in der Industrie



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI und DVGW-EBI

5.5 Elektrifizierung der Betriebsmittel im Gasnetz

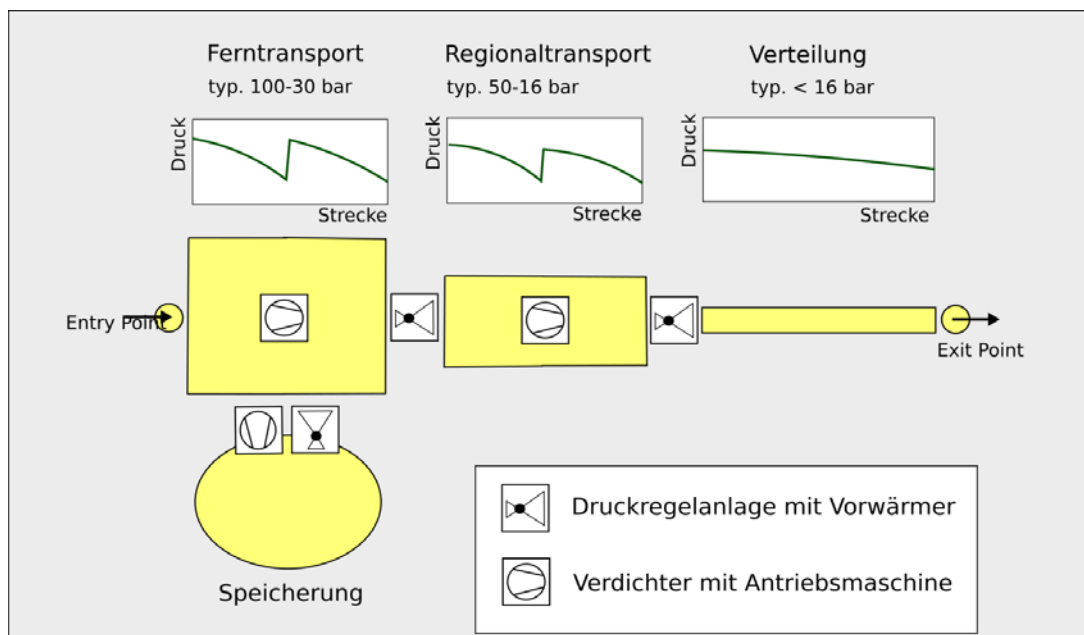
Für die Sektorkopplungsoption „Elektrifizierung der Betriebsmittel im Gasnetz“ wurde ein eigener Bericht erstellt (Köppel et al. 2018), um die Berechnungsmethodik und die Ergebnisse detailliert darstellen zu können. Die folgenden Abschnitte wurden aus diesem Bericht extrahiert.

Das deutsche Gasnetz dient dem Transport und der Speicherung von Gasen. Im Wesentlichen sind dies momentan Erdgas und Biogas. Zukünftig werden weitere Gase wie z. B. Wasserstoff, SNG und LNG hinzukommen. Das Gasnetz ist üblicherweise so aufgebaut, dass das Gas von einem Netz mit hohem Druck in ein Netz mit niedrigerem Druck strömt, bis schließlich das Gas im Verteilnetz an den Endverbraucher abgegeben wird (siehe Abbildung 45).

Die Betriebsmittel im Gasnetz⁴⁴ sind Komponenten, die dem Gastransport und der Speicherung dienen. Diese Betriebsmittel werden bislang weitgehend unabhängig vom Stromnetz mit dem zu transportierenden Erdgas betrieben. Mit der Sektorkopplungsoption „Elektrifizierung der Betriebsmittel“ im Gasnetz wird auf einen Einsatz von Strom beim Betrieb des Gasnetzes gesetzt. In der Studie werden folgende Betriebsmittel untersucht:

1. Verdichter, deren Antriebsmaschinen gasbasiert oder elektrisch betrieben werden können
2. Gasdruckregelanlagen, bei denen die benötigte Vorwärmung mit Gas oder mit Strom realisiert werden kann.

Abbildung 45: Schematische Darstellung des Gasnetzes mit Betriebsmitteln



Quelle: eigene Darstellung; Die Begriffe „Fern-“ und „Regionaltransport“ sowie „Verteilung“ berufen sich auf die Verantwortlichkeit der Versorger und können nicht klar über festgelegte Druckstufen definiert werden. Typischerweise agiert ein Versorger im Ferntransport bei Drücken größer 30 bar, während der Regionaltransport bei typischerweise mehr als 16 bar stattfindet. Im Verteilnetz wird das Gas meist mit Drücken kleiner 16 bar verteilt.

⁴⁴ Das in dieser Studie betrachtete Gasnetz ist das leitungsgebundene Netz der öffentlichen Gasversorgung mit Drücken größer 16 bar. Die hier betrachteten Betriebsmittel sind im Wesentlichen im Hochdrucknetz installiert.

5.5.1 Verdichter und Verdichterantriebe

Einleitung

Beim Gasfluss (Transport von Gas) entstehen Druckverluste. Diese ergeben sich durch die Zähigkeit des Gases (auch abhängig vom Druckzustand des Gases), der Rauigkeit der Rohrwandung und aus Einzelwiderständen in der Leitung. Bei hochturbulenten Strömungen im Hochdruckbereich ist der Druckverlust in einer Rohrleitung proportional zur Dichte des Gases und zum Quadrat der Strömungsgeschwindigkeit. Um diesen Druckverlust auszugleichen und den sicheren Transport zu gewährleisten, werden in regelmäßigen Abständen (ca. 100 – 150 km) Transportverdichter eingesetzt.

Auch im Betrieb von Untertageerdgasspeichern werden Verdichter eingesetzt. Die in den Speichern maximal erreichbaren Drücke sind durch die geodätische Höhe vorgegeben. Da die Speicher in mehreren hundert Metern Tiefe liegen, sind die Drücke so hoch, dass sie deutlich über den Drücken in den Transportleitungen liegen. Somit wird eine Kompression zur Befüllung der Speicher notwendig.

Status quo

Das deutsche Gasnetz beinhaltet 36.335 km Fernleitungsstrecke, die von 14 Fernleitungsnetzbetreibern betreut und Instand gehalten werden. In diesem Transportnetz befinden sich 69 Verdichterstationen, in denen etwa 233 Verdichtereinheiten mit einer installierten Gesamtleistung von 2446 MW zum Verdichten des Gases zur Verfügung stehen (FNB Gas 2015).

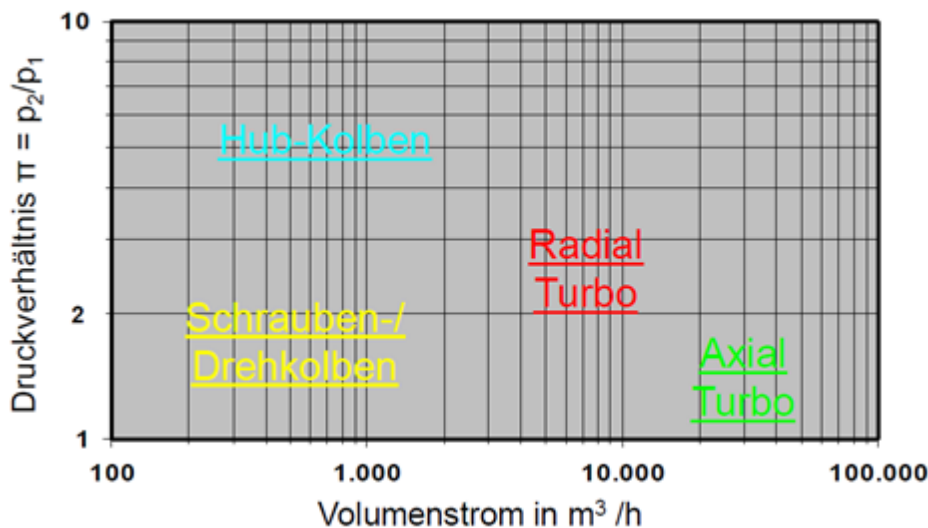
Im deutschen Gasnetz sind ferner an 40 Standorten Untertagespeicher mit einem Gesamtvolumen von ca. 24 Mrd. m³ Arbeitsgas eingerichtet (BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft – 2014). Diese Speicher sind entweder Porenspeicher oder Kavernenspeicher. Die Kavernenspeicher werden in Salzstöcken gebaut, in denen Hohlräume ausgeschwemmt werden. Die Porenspeicher sind Speicher in Gesteinsschichten, die kleine Hohlräume aufweisen, wie sie z. B. in Sandsteinen zu finden sind. Teilweise werden hierfür ausgebeutete Erdöl- oder Erdgaslagerstätten genutzt.

Referenztechnik

Grundsätzlich wird zwischen zwei Bauarten von Verdichtern unterschieden. In Strömungsmaschinen strömt das Gas kontinuierlich durch den Verdichter. Beispiele sind der radiale und der axiale Turboverdichter. In einer Verdrängungsmaschine strömt das Gas periodisch in einen veränderlichen abgeschlossenen Arbeitsraum zu und ab. Typische Verdrängungsmaschinen sind der Drehkolbenverdichter, der Schraubenverdichter und der Hubkolbenverdichter. In Abbildung 46 sind die Einsatzbereiche dargestellt.

Die Hubkolbenverdichter schaffen zwar hohe Druckverhältnisse, sind jedoch für kleinere Gasströme ausgelegt und kommen daher eher an Untertagespeicher zum Einsatz. Die Strömungsmaschinen verdichten hohe Gasströme bei kleinen Druckverhältnissen. Sie werden daher vornehmlich im Fernleitungsnetz zum Gastransport eingesetzt.

Abbildung 46: Einsatzbereiche für Verdichtertypen



Quelle: Dorsch 2015

Verdichter werden über separate Antriebsmaschinen angetrieben. Dieser Antrieb wurde bislang meist gasbasiert mit Hilfe eines Gasmotors oder einer Gasturbine realisiert. Bisher wurden üblicherweise gasbasierte Systeme installiert, da Gas vorhanden war und somit keine weitere Infrastruktur benötigt wurde. Auch war in der Vergangenheit das Gas meist günstiger als Strom.

Die Gasturbine erreicht hohe Betriebstemperaturen, weshalb das Material bei häufigen Starts und Stopps großen thermischen Belastungen ausgesetzt ist. Der Alterungsprozess einer Turbine kann dadurch beschleunigt werden.

Sektorkopplungsoption

Statt einer Gasturbine oder eines Gasmotors kann auch ein Elektromotor zum Antrieb eines Verdichters eingesetzt werden. Ein Kolbenverdichter kann meist direkt mit einem E-Motor gekuppelt werden, da es eine gute Übereinstimmung der Nenndrehzahlen gibt (Homann und Hüwener 2017, S.520). Deshalb ist bereits heute die Anzahl an E-Motoren bei der Verdichtung in Untertagespeicher höher als im Ferntransport.

Grundsätzlich kann über den Einsatz eines Zwischengetriebes der E-Motor auch einen Turboverdichter antreiben.

Im Gegensatz zur Gasturbine ist der Elektromotor weniger thermischen Belastungen ausgesetzt und daher robuster gegenüber häufigem An- und Abfahren.

Szenarien

Die Entwicklung des technischen Potentials bei der Elektrifizierung der Betriebsmittel im Gasnetz hängt maßgeblich vom Gasaufkommen der Zukunft ab.

Das Gasaufkommen in Deutschland bis 2050 wird unterschiedlich eingeschätzt. Um die zukünftige Entwicklung abschätzen zu können, wird ein Szenario, das einen Gasverbrauch in Deutschland mit Reduktion um 25 % bis 2050 betrachtet (AMS), und ein Szenario, in dem der Gasverbrauch bis 2050 auf 56 % des Wertes von 2010 zurückgeht (KS95), unterstellt. Zur Entwicklung dieser Szenarien wurde der deutsche Primärenergiebedarf Erdgas bis 2050 aus Repenning und Emele (2015) entnom-

men und eine weitestgehend konstant bleibende Gasmenge angenommen, die Deutschland als Transitland für seine Nachbarn durchleitet (basierend auf den Annahmen von der International Energy Agency (2015)). Der Netzentwicklungsplan lieferte die Abschätzung für die Menge an transportiertem Gas (FNB Gas 2015).

Da für die zukünftig eingesetzten elektrischen Betriebsmittel keine nennenswerten Entwicklungen und somit Wirkungsgradsteigerungen zu erwarten sind, wird keine quantitative Reduzierung des technischen Potentials aufgrund Technologieverbesserungen angenommen. Für die Gasturbine wird bei Energiewandlungen ein Wirkungsgrad von $\eta_{GT}=33\%$ angesetzt, der Elektromotor liegt bei $\eta_{EM}=95\%$. Tatsächlich sind diese Wirkungsgrade vom Einzelgerät, der Betriebsart (Teillast- Vollast) und weiteren Größen wie z. B. der Umgebungstemperatur abhängig.

Auswertung

Die Sektorkopplungsoption zur Verdichtung im Gasnetz kann aktuell etwa 2,56 TWh Stromeinsatz im Gasnetz erzielen. Davon entfallen 65 % des Potentials auf den Transport im Fernleitungsnetz und ca. 35% auf die Verdichtungen im Speicherbetrieb. Beim Befüllen der Speicher werden bereits einige E-Motoren eingesetzt, sodass das bereits umgesetzte technische Potential im Speicherbetrieb bei über 24 % liegt.

Das technische Potential von 2,56 TWh fällt aufgrund der sinkenden transportierten Gasmenge bis 2050 auf 1,94 TWh (AMS) bzw. 1,43 TWh (KS95). Der fossile Endenergieverbrauch der gasbasierten Referenztechnologie (Gasturbine) liegt aufgrund des niedrigen Wirkungsgrades wesentlich höher (ca. Faktor 3) als der Stromeinsatz der Sektorkopplungsoption.

Tabelle 41: Technisches Potential bei der Verdichtung im deutschen Gasnetz für zwei Szenarien

	2014	2030	2050
Unter AMS-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung TWh/a (transportierte Gasmenge D)	2.032	1.898	1.501
Referenztechnik (Gasturbine)			
Wirkungsgrad in %	33	33	33
Fossiler Endenergeträgerverbrauch in TWh	7,36	7,07	5,60
Sektorkopplungstechnik (E-Motor)			
Wirkungsgrad in %	95	95	95
Stromverbrauch in TWh (technisches Potential)	2,56	2,46	1,94
Unter KS95-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung TWh/a (transportierte Gasmenge D)	2.032	1.686	1.095
Referenztechnik (Gasturbine)			
Wirkungsgrad in %	33	33	33
Fossiler Endenergeträgerverbrauch in TWh	7,36	6,33	4,12
Sektorkopplungstechnik (E-Motor)			
Wirkungsgrad in %	95	95	95
Stromverbrauch in TWh (technisches Potential)	2,56	2,20	1,43

Quelle: eigene Berechnungen; für detaillierte Ausführung siehe (Köppel et al. 2018)

5.5.2 Vorwärmung in Gasdruckregelanlagen

Einleitung

Bei der Entspannung von Erdgas kommt es zu einer Temperaturabsenkung des Gases nach dem Joule-Thomson-Effekt. Für Eingangsdrücke bis 70 bar sinkt die Temperatur zwischen 0,4 und 0,7 °C pro 1 bar abhängig von Druckdifferenz, Eingangstemperatur und Gaszusammensetzung (Arbeitsblatt G 499). Als Folge können Kondensatabscheidungen, Hydratbildungen und Vereisung der Außenseiten von Armaturen auftreten und so den Regelbetrieb der Anlage stören. Um dem entgegen zu wirken, wird das Erdgas vor dem Entspannen vorgewärmt, sodass Störungen sicher vermieden werden.

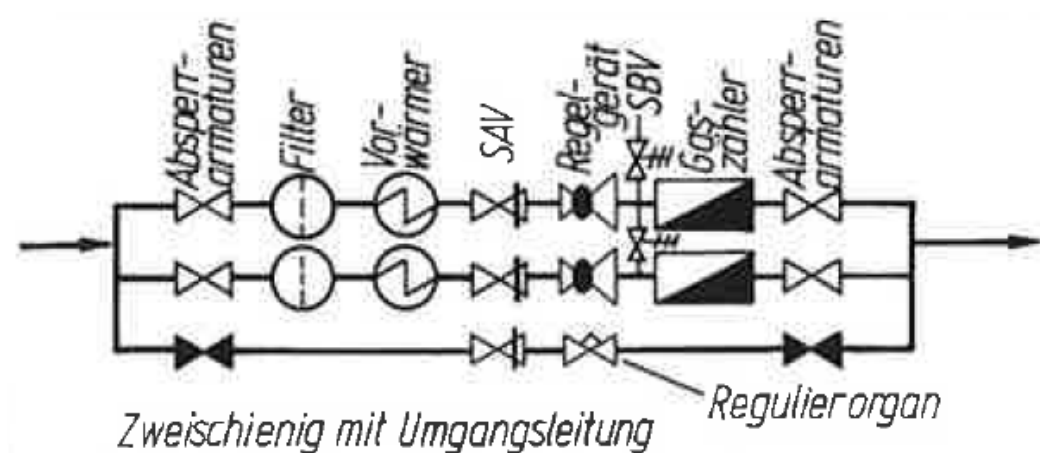
Gas wird beim Gastransport am Übergang von einer Netzebene in eine nachgelagerte Netzebene entspannt, sowie bei der Ausspeicherung von Gas aus einem Untertagespeicher in eine Transportleitung.

Gas wird von Netzebenen mit hohem Druck zu Netzebenen mit niedrigem Druck transportiert. Dies erfolgt an Übergabepunkten mit Hilfe von Gasdruckregelanlagen. Deren Aufgabe ist es, einen konstanten, reduzierten Gasdruck zu gewährleisten, der unabhängig von den möglichen Einflussfaktoren Eingangsdruck und Abnahmevolumenstrom sein sollte.

Gewöhnliche Unterspeicher bevorraten Erdgas bei Drücken in der Größenordnung 150 bar - 200 bar (abhängig von der Geologie und dem Speicherfüllstand). Bei der Ausspeisung des Gases in große Transportleitungen wird das Gas entspannt (typischerweise in Größenordnungen von 60 bar - 80 bar). Durch den auftretenden Joule-Thompson-Effekt kann auch hier eine Gasvorwärmung nötig sein. Allerdings liegen die Eingangstemperaturen des Erdgases in die Gasvorwärmung bei bis zu einigen 10 °C, da die Bodentemperatur mit zunehmender Tiefe im Speicher zunimmt (siehe LIAG – Leibniz-Institut für Angewandte Geologie – 2015) (maximale Teufen deutscher Erdgasspeicher liegen bei etwa 2000 m (Untertage-Gasspeicherung in Deutschland)). Deshalb gibt es auch einige Speicher, die keine Vorwärmung beim Ausspeisen benötigen.

Der grundlegende Aufbau einer Gasdruckregelanlage besteht aus einer Absperrarmatur, einem Gasfilter, dem Gasvorwärmer, einem Sicherheitsabsperrentventil (SAV), dem eigentlichen Gasdruckregelgerät, einer Gaszähleinheit und einem Sicherheitsabblaseventil (SBV) in Kombination mit einer Abblaseleitung (s. Abbildung 47). Bei Eingangsdrücken über 16 bar wird in der Regel eine zweiseitige Druckregelung betrieben, die aus einer Betriebsschiene und einer Reserveschiene besteht. Diese Anlagen sind meist in einem eigenen begehbaren Gebäude untergebracht.

Abbildung 47: Aufbau einer zweiseitigen Gasdruckregel- und Messanlage



Quelle: Cerbe 2008

Status quo

Im Gasnetz befinden sich derzeit ca. 5122 Gasdruckregelanlagen und Gasdruckregel- und Messanlagen, die einen maximalen Betriebsdruck größer 16 bar haben (DVGW e.V. und Referat Infrastruktur 21.08.2017) und somit potentiell über eine Gasvorwärmung verfügen.

Vorwärmungen im Speicherbetrieb werden an maximal 40 Standorten in Deutschland betrieben.

Referenztechnik

Die Vorwärmung mit Gas geschieht momentan hauptsächlich mit Rohrbündel-Wärmetauschern, in denen Warmwasser in Gegenstromrichtung zum Gas geführt wird. Das Warmwasser wird über einen gasbefeuerten Heizkessel erhitzt.

Sektorkopplungsoption

Neben den gasbetriebenen Vorwärmern können auch elektrische Vorwärmer zum Erwärmen des Erdgases verwendet werden. Zum einen kann eine gasführende Rohrschlange in einen Aluminiumblock vergossen oder in ein Warmwasserbad getaucht werden. Beide Male wird das Wärmeträgermedium über ein zentrisch angeordnetes Heizelement erwärmt (Naendorf 2006). Zum anderen besteht die Möglichkeit elektrisch betriebene Strömungserhitzer einzusetzen. Sie bestehen aus einem explosionsgeschützten Heizkörper und einem als Druckbehälter ausgeführtem Strömungsrohr. Das aufzuwärmende Gas strömt um das mit mehreren Umlenkscheiben versehene Heizbündel und heizt das Gas direkt auf. Im Leistungsbereich bis ca. 250 kW werden kommerziell Gasvorwärmsysteme angeboten (Firma ELMESS-Thermosystemtechnik GmbH & Co. KG 2015). Weitere elektrische Vorwärmsysteme sind sogar bis 1,2 MW bzw. 5 MW skalierbar (Produkte der Fa. ExHeat).

Szenarien

Für die Vorwärmung beim Gastransport wurde das Potential anhand der tatsächlich entspannten Gasmenge in nachgelagerte Netzebenen berechnet. Zunächst wurde dazu der jährliche Erdgasverbrauch in Deutschland nach den Szenarien AMS und KS95 angesetzt. Diese Menge wurde um 30% reduziert, da große Industriebetriebe und Gaskraftwerke meist einen direkten Anschluss an eine Hochdruckleitung besitzen und somit keine Gasvorwärmung im öffentlichen Netz benötigen.

Die Umrechnung der Energiemengen geschieht über pauschale Wirkungsgrade (gasbetriebener Heizkessel: $\eta_{GH}=91\%$, elektrische Gasvorwärmung: $\eta_{EH}=90\%$), die über die Zeit konstant gehalten werden.

Auswertung

In Tabelle 42 sind die Potentiale für die Vorwärmung im Gastransport und im Speicherbetrieb aggregiert dargestellt. Tatsächlich ist ein Großteil des Potentials im Ferntransport zu finden; der Speicherbetrieb stellt aktuell nur etwa 13% am ausgewiesenen Potential.

Das Potential der Sektorkopplungsoption zur Vorwärmung im Gasnetz befindet sich aktuell auf dem höchsten Stand mit 1,24 TWh Stromeinsatz und nimmt aufgrund der sinkenden transportierten Gasmenge bis 2050 auf 0,59 TWh (AMS) bzw. 0,19 TWh (KS95) ab. Da die Wirkungsgrade der Referenztechnologie und der Sektorkopplungsoption sehr ähnlich sind, weicht auch der fossile Endenergieverbrauch nur geringfügig vom Stromverbrauch ab.

Tabelle 42: Technisches Potential bei der Vorwärmung im deutschen Gasnetz für zwei Szenarien

	2014	2030	2050
Unter AMS-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung TWh/a (transportierte Gasmenge D)	2.032	1.898	1.501
Referenztechnik (Gaskessel)			
Wirkungsgrad in %	91	91	91
Fossiler Endenergeträgerverbrauch in TWh	1,29	1,03	0,61
Sektorkopplungstechnik (E-Heizung)			
Wirkungsgrad in %	90	90	90
Stromverbrauch in TWh (technisches Potential)	1,24	0,99	0,59
Unter KS95-Rahmenbedingungen			
Marktdurchdringung TWh/a (transportierte Gasmenge D)	2.032	1.686	1.095
Referenztechnik (Gaskessel)			
Wirkungsgrad in %	91	91	91
Fossiler Endenergeträgerverbrauch in TWh	1,29	0,81	0,20
Sektorkopplungstechnik (E-Heizung)			
Wirkungsgrad in %	90	90	90
Stromverbrauch in TWh (technisches Potential)	1,24	0,77	0,19

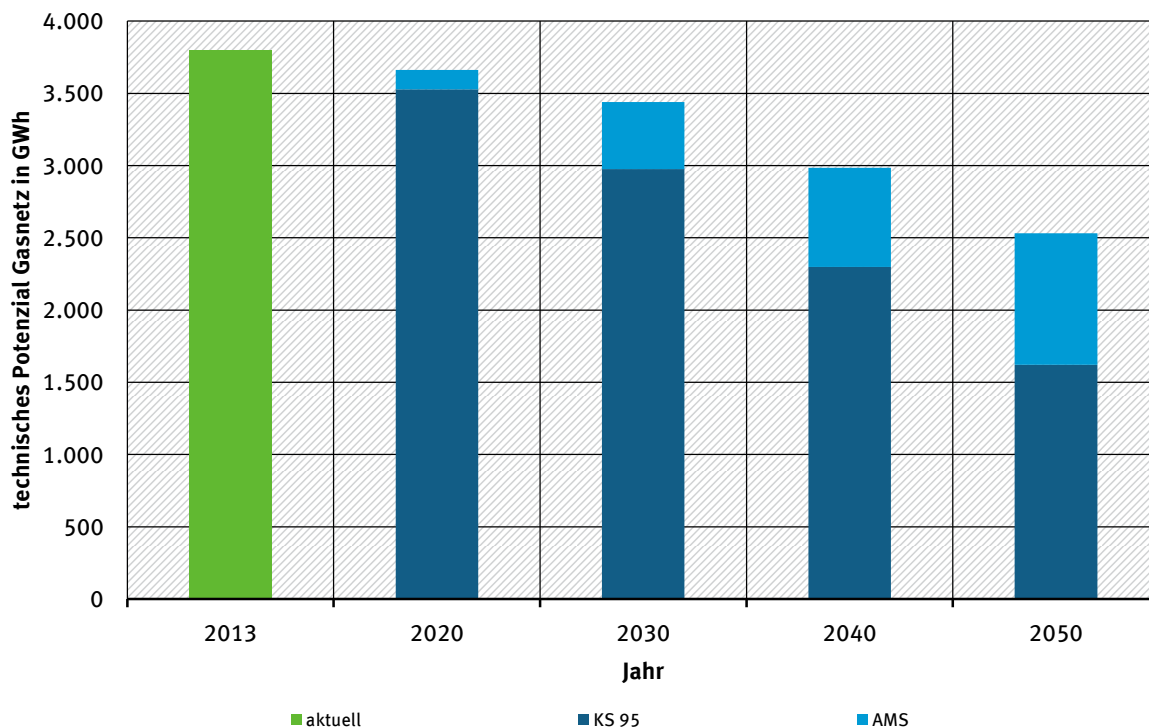
Quelle: eigene Berechnungen; für detaillierte Ausführung siehe Köppel et al. (2018)

Eine zeitliche Auflösung des technischen Potentials über ein Jahr zeigt, dass das Potential stark saisonal schwankt. Im Bereich der Vorwärmung im Gastransport wird aktuell vor allem in den Wintermonaten viel Gas benötigt und vorgewärmt. Auch die Speicher werden vornehmlich in den Wintermonaten entleert und haben dann das höchste Potential. Detailliertere Ausführungen liefert Köppel et al. (2018).

5.5.3 Abschlussbetrachtung technisches Potential Gasnetz

Das technische Potential beim Einsatz von elektrischen Betriebsmitteln im Gasnetz wird aggregiert (Verdichtung und Vorwärmung) in Abbildung 48 dargestellt. Es hat aktuell seinen Höchstwert mit ca. 3,8 TWh/a und verringert sich in Zukunft aufgrund der geringer werdenden Gastransportmenge. Das technische Potential 2050 im AMS liegt bei einer Gastransportmenge von 1.501 TWh bei bis zu 2.530 GWh Energie, während im KS95 bei einer Gastransportmenge von 1.095 TWh 1.620 GWh für das Gasnetz benötigt werden.

Abbildung 48: Entwicklung des technischen Potentials in zwei Szenarien (AMS, KS95) bis 2050



Quelle: eigene Berechnungen auf Grundlage von Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2014

Zukünftig könnten die erforderlichen Energiemengen für Verdichtung und Vorwärmung von Gas an den Produkten des Strommarkts ausrichten, um so die Stabilität des Stromnetzes zu unterstützen und evtl. kostengünstigen Strom für den Betrieb des Gasnetzes zu beziehen. Die Einordnung des technischen Potentials in das heutige Strommarktdesign ist daher ein Aspekt, der in Köppel et al. (2018) ausführlich diskutiert wird. Hierbei wird auch die bivalente⁴⁵ Fahrweise der Betriebsmittel auf (v.a. technische) Restriktionen hin untersucht, um die tatsächliche Erschließbarkeit des technischen Potentials zu analysieren. Für einen bivalenten Ausbau der Strukturen wurde das nutzbare technische Potential einmal unter dem Aspekt eines Stromüberschusses (überschussgesteuertes Potential) und einmal mit Festlegung eines Stromgrenzpreises (preisgesteuertes Potential) untersucht.

5.6 Speicherpotentiale von Wasserstoff im Vergleich zu anderen Speichern

5.6.1 Einleitung

Wenn Wasserstoff erzeugt wird, kann dieser gut gespeichert werden. Insbesondere in Kavernen lässt sich Wasserstoff kostengünstig speichern, denn die Investition in den Elektrolyseur überwiegt die Investition in den Kavernenspeicher deutlich (vgl. Stolzenburg et al. 2014, S. 162). Wird somit Wasserstoff mittels Elektrolyse erzeugt, kann dieser gut zur Speicherung genutzt werden. Das folgende Kapitel stellt die Potentiale der Wasserstoffspeicher anderen Speicheroptionen, die alternativ in Frage kommen (Tages- und Wochenspeichern), gegenüber.

⁴⁵ Anlagentechnische Möglichkeit zur Verwendung sowohl einer gas- als auch einer strombasierten Technik.

Zur Bestimmung des technischen Potentials von Speichern werden im Folgenden Literaturangaben zu installierten Leistungen, sich im Bau und in Planung befindlichen Anlagen sowie darüber hinaus bestehendem Potential recherchiert. Dabei werden diese zentralen Großspeicherarten untersucht:

Pumpspeicher

Druckluftspeicher (diabat und adiabat)

Wasserstoffspeicher:

- Kavernenspeicher
- Einspeisung ins Erdgasnetz
- Methanisierung

Teilweise nutzen diese Technologien die gleichen geologischen Speicherformationen, z. B. benötigen Druckluft-, Wasserstoff- und Erdgasspeicher ähnliche Untertagespeicher, sodass Nutzungskonkurrenzen möglich sind. Daher werden in Anlehnung an Doetsch et al. (2015, S. 46) die Speicherpotentiale für die folgenden Gruppierungen bestimmt:

Konventionelle Pumpspeicher und neue Pumpspeichertechnologien

Untergrundspeicherpotential für Druckluft, Wasserstoff und Erdgas

Wasserstofftoleranz im Erdgasnetz

CO₂-Bezugsquellen für die Methanisierung

5.6.2 Konventionelle Pumpspeicher und neue Pumpspeichertechnologien

In Deutschland sind derzeit 6,4 GW Turbinen- und 6,1 GW Pumpleistung installiert (vgl. Doetsch et al. 2015, S. 49 f.). Gemessen an der Turbinenleistung ergibt sich eine Speicherkapazität von 39 GWh. Die am Spotmarkt eingesetzte Turbinenleistung beläuft sich hingegen auf 11,40 GW, da neben den deutschen Pumpspeichern auch luxemburgische und österreichische Speicher an dem Markt teilnehmen. Die Leistung der sich im Bau oder in Planung befindlichen Pumpspeicher in Deutschland beläuft sich auf eine Turbinenleistung von 10,4 GW mit einer Speicherkapazität von 62,5 GWh. Darüber hinaus besteht ein zusätzliches Ausbaupotential von 27,7 GW Turbinenleistung in Deutschland.

Die technische Machbarkeit unterirdischer Pumpspeicher wird derzeit noch erforscht, da Technik und Kosten im Vergleich zu bestehenden Pumpspeichern deutlich aufwendiger sind. Vier konkrete Standorte werden aktuell hierfür untersucht. Darüber hinaus können z. B. stillgelegte Bergwerke und Gruben genutzt werden, die einen ausreichenden Höhenunterschied ermöglichen, um die Speicherung umzusetzen. Einer groben Abschätzung nach Becht et al. (2011, S. 17) zufolge ist die Erschließung einer Speicherleistung von rund 10 GW und einer Speicherkapazität von ca. 40 GWh möglich.

5.6.3 Untergrundspeicherpotential für Druckluft, Wasserstoff und Erdgas

Kavernen- und Porenspeicher dienen in Deutschland aktuell der Erdgasspeicherung und in geringem Umfang der Speicherung flüssiger Brennstoffe. Während die Nutzung von Porenspeichern für Wasserstoff noch geprüft werden muss, sind Salzkavernen für die Speicherung von Druckluft und Wasserstoff geeignet. Diese geologischen Formationen befinden sich insbesondere in Nord- und Ostdeutschland. Unter Berücksichtigung der sich im Bau befindlichen Erdgasspeicher ist unter Normbedingungen ein Volumen von 11,6 Mrd. m³ in Porenspeichern und 19,3 Mrd. m³ in Kavernenspeichern vorhanden. In diesen Formationen lassen sich 325 TWh Erdgas speichern, was in etwa einem Drittel des jährlichen deutschen Erdgasverbrauchs entspricht. Darüber hinaus besteht weiteres Ausbaupotential für Salzkavernen, das von Hartmann et al. (2012) ermittelt wurde. Demnach sind in Deutschland 16.000 Kavernen an Land und 2.800 Kavernen in der See vorhanden, die jeweils 500.000 m³ aufweisen. Dies ergibt ein geologisches Speicherpotential von 9,4 Mrd. m³. Die Druckluftspeicherung

könnte nach Hartmann et al. (2012) eine Speicherkapazität von 27 TWh nutzen (bei 2,9 kWh/m³). Für Wasserstoff ist für das gleiche geologische Volumen 2.632 TWh Speicherkapazität vorhanden (bei 280 kWh/m³) und für Erdgas wären dies 10.340 TWh (bei 1.100 kWh/m³). Andere Literaturquellen (z. B. SRU 2011) geben ein deutlich niedrigeres, einstelliges Speicherpotential von ca. 3,5 TWh für Druckluft an. Hier wird jedoch nicht deutlich, ob Nutzungskonkurrenzen und technische Annahmen in die Berechnung einfließen. Nach Hartmann et al. (2012) ist eine Speicherkapazität von 1.800 TWh in Kavernen vorhanden, bei einer Speicherung mit einem Druckniveau von 120 bar (im Vergleich zu 20 bar bei Druckluft). Werden ökologische Faktoren berücksichtigt wie bspw. die Abführung der Sole in andere Gewässer und den notwendigen Abstand zur Siedlungs- und Verkehrsinfrastruktur, reduziert sich das Potential auf 64,8 TWh für Wasserstoff und 672 GWh für Druckluft (vgl. Doetsch et al. 2015).

5.6.4 Wasserstofftoleranz im Erdgasnetz

Die Einspeisung von Wasserstoff im Erdgasnetz führt zu einer Änderung der Gasbeschaffenheit und damit der Gaskennzahlen. Prinzipiell ist die Beimischung von Wasserstoff möglich, jedoch bedarf es individueller, dynamischer Untersuchungen am Einspeisepunkt, um die Toleranzgrenze für Wasserstoff anhand der örtlichen Gegebenheiten (z. B. Gasflussgeschwindigkeit, Art der Gasverbraucher und Netzanschluss von Erdgastankstellen) zu bestimmen. Ein zehnpromzentiger Volumenanteil von Wasserstoff im Erdgasnetz wird nach DVGW (2013) weitgehend tolerierbar angesehen, wobei aufgrund lokaler Gegebenheiten bei einzelnen Standorten geringere Konzentrationen angesetzt werden müssen. Nach Volk (2013) beläuft sich das Potential bei einer Beimischung von 5 Vol.-% auf 1,8 TWh_{el} und bei 10 Vol.-% auf 3,6 TWh_{el}. Ein intensiver Ausbau der Gasinfrastruktur wird kurz- bis mittelfristig nicht erwartet, sodass dieses Potential bestehen bleibt, insofern die Toleranzgrenze nicht erhöht wird.

5.6.5 CO₂-Bezugsquellen für die Methanisierung

Für das Speicherpotential von synthetischem Methan stellt neben der geologischen Speicherform auch das verfügbare CO₂ eine Begrenzung dar, da Wasserstoff nur mittels dieses Stoffes in Methan umgewandelt werden kann.

5.6.6 Zusammenfassung der Speicherpotentiale

In Tabelle 43 sind die Speicherbestände und -potentiale nach Speicherarten zusammengefasst. Dabei wird deutlich, dass die Speicherung der gasförmigen Energieträger deutlich größere Speicherkapazitäten umfasst als die Pumpspeicher. Wenn die PtL/PtG-Anwendungen verfolgt werden, bietet sich die Nutzung der Speicherpotentiale an und dies stellt auch einen wesentlichen Vorteil der PtL/PtG-Anwendungen dar.

Tabelle 43: Speicherbestand und -potentiale für verschiedene Speicherarten

	Konventionelle Pumpspeicher und neue Pumpspeichertechnologien	Untergrundspeicherpotential für			Wasserstofftoleranz im Erdgasnetz	CO ₂ -Bezugsquellen für die Methanisierung
		Druckluft	Erdgas	Wasserstoff		
Speicherbestand	6,4 GW/ 39 GWh	0,3 GW/0,6 GWh	325 TWh	-	Bei 2 Vol.-%: 0,72 TWh _{el} Bei 10 Vol.-%: 3,6 TWh _{el}	3,3 TWh _{el} (CO ₂ aus bestehenden Biomethananlagen) bis 200 TWh _{el} (CO ₂ aus industriellen Prozessen)
Geplante und im Bau befindliche Speicher	10,4 GW/62,5 GWh	0,1 GW/0,4 GWh			-	-
Darüber hinaus bestehendes Speicherpotential	27,7 GW (konv. PSP) 10 GW/40 GWh (unterird. PSP)	0,7-27 TWh	10.340 TWh	65-2.632 TWh	Kein großer Ausbau der Erdgasinfrastruktur zu erwarten	Zukünftig weniger fossile und mehr biogene CO ₂ -Quellen
Speicherpotential gesamt	54,5 GW/>140 GWh	0,7-27 TWh	325-10.340 TWh	65-2.632 TWh	Bei 2 Vol.-%: 0,72 TWh _{el} Bei 10 Vol.-%: 3,6 TWh _{el}	3,3-150 TWh _{el}

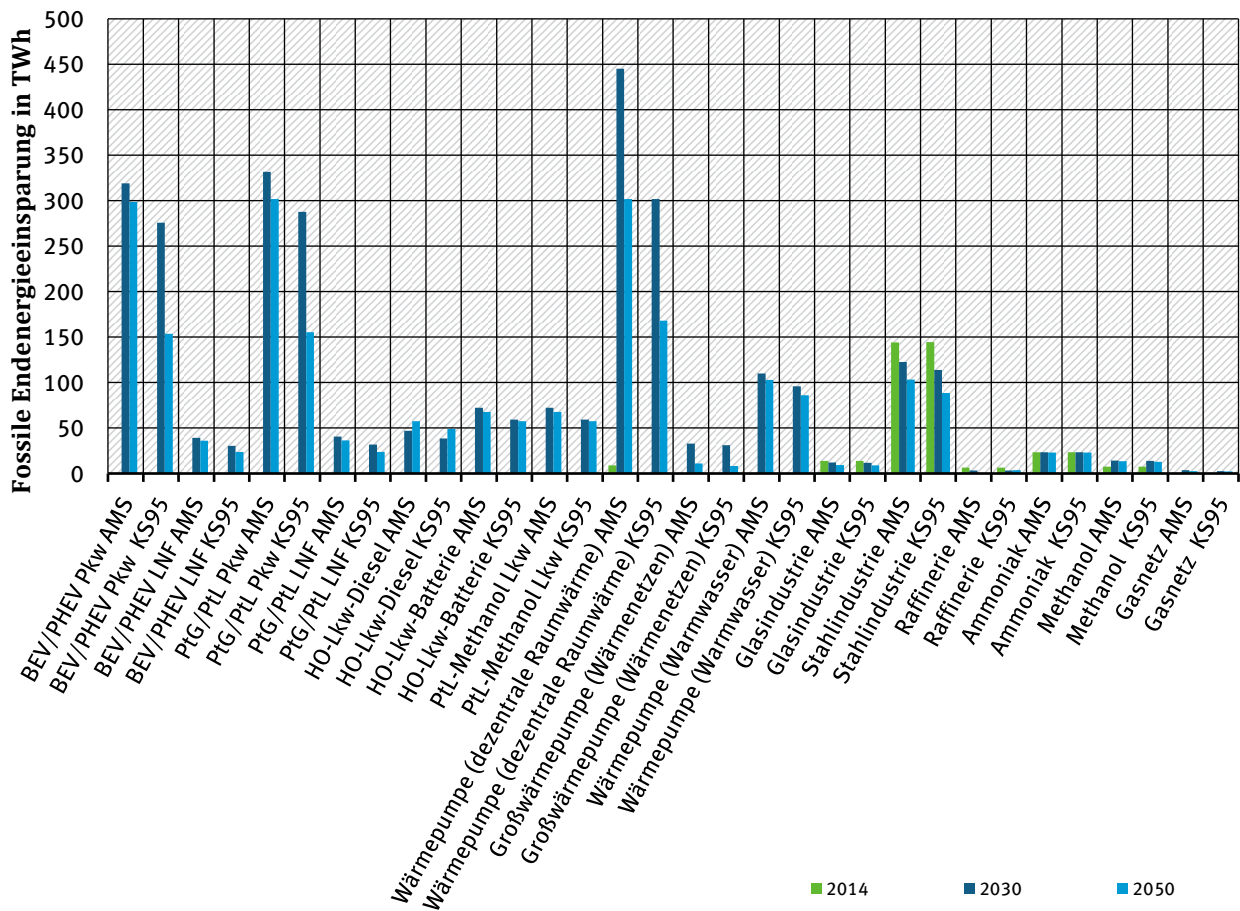
5.7 Zusammenfassung des technischen Potentials

Die Analyse der betrachteten SKO zeigt, dass viele Prozesse elektrifizierbar sind und häufig technisch gesehen komplett auf fossile Endenergieträger verzichtet werden kann, wenn Strom regenerativ in ausreichender Menge verfügbar ist. Zudem zeigt sich auch, dass die konventionelle meist fossil betriebene RT teils technisch gesehen noch größeres Einsparpotential besitzt. Langfristig waren aber häufig die SKO auch die effizienteren Technologien für die untersuchten Anwendungen. Im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario sind die Einsparungen höher, weil im KS95 i. d. R. eine höhere Effizienz oder im Falle der Mobilität auch geringere Bestandzahlen unterstellt werden. Diese Effekte mindern logischerweise das Potential über die Zeit der SKO zur Einsparung fossiler Endenergie.

Hohe Einsparpotentiale für fossile Endenergie bestehen dabei insbesondere im Verkehrssektor (Elektromobilität bzw. Brennstoffzelle für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge sowie durch Hybrid-Oberleitungs-Lkw bzw. im gesamten Verkehrsbereich durch Power-to-Liquid-Maßnahmen oder Power-to-Gas-Maßnahmen) sowie im Wärmesektor (Wärmepumpe zur Raumwärmebereitstellung, Wärmenetzen und Warmwasserbereitstellung) (siehe die Darstellung ausgewählter Maßnahmen in Abbildung 49). Aber auch die untersuchten Anwendungen in den Industriesektoren zeigen relevante Potentiale auf, insbesondere im Eisen- und Stahlsektor. Bei der Interpretation der Zahlen sollte berücksichtigt werden, dass auch die eingesparte Primärenergie sowie die eingesparten THG-Emissionen in die Bewertung einfließen sollten, die im Folgenden behandelt werden.

Es ist zu bedenken, dass es sich beim technischen Potential um eine Obergrenze handelt, welches bei Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit und andere Kriterien sinken wird.

Abbildung 49: Überblick über Einsparungen an fossiler Endenergie ausgewählter Sektorkopplungsoptionen



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI und DVGW-EBI

5.8 Berechnung der Primärenergieeinspar- und CO₂-Minderungspotentiale

Ein weiterer Aspekt bei der Beurteilung zur Einführung von Sektorkopplungsoptionen (SKO) ist die damit verbundenen Energieeinspar- und CO₂-Emissionsminderungspotentiale zu quantifizieren, um ihren maximalen Beitrag zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele evaluieren zu können.

Die Potentialbestimmung erfolgt für das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (AMS) mit den Annahmen zum technischen Potential aus Kapitel 5. Wie dort ausgeführt, geht es darum, eine obere Grenze zu ermitteln, was technisch möglich erscheint, ohne andere Aspekte wie Wirtschaftlichkeit, Akzeptanz etc. einzubeziehen. Es handelt sich also nicht um Marktpenetrationsszenarien im eigentlichen Sinne. Man erkennt aber die SKO, die technologisch ein besonders hohes Potential aufweisen und die deshalb später detaillierter untersucht werden sollen.

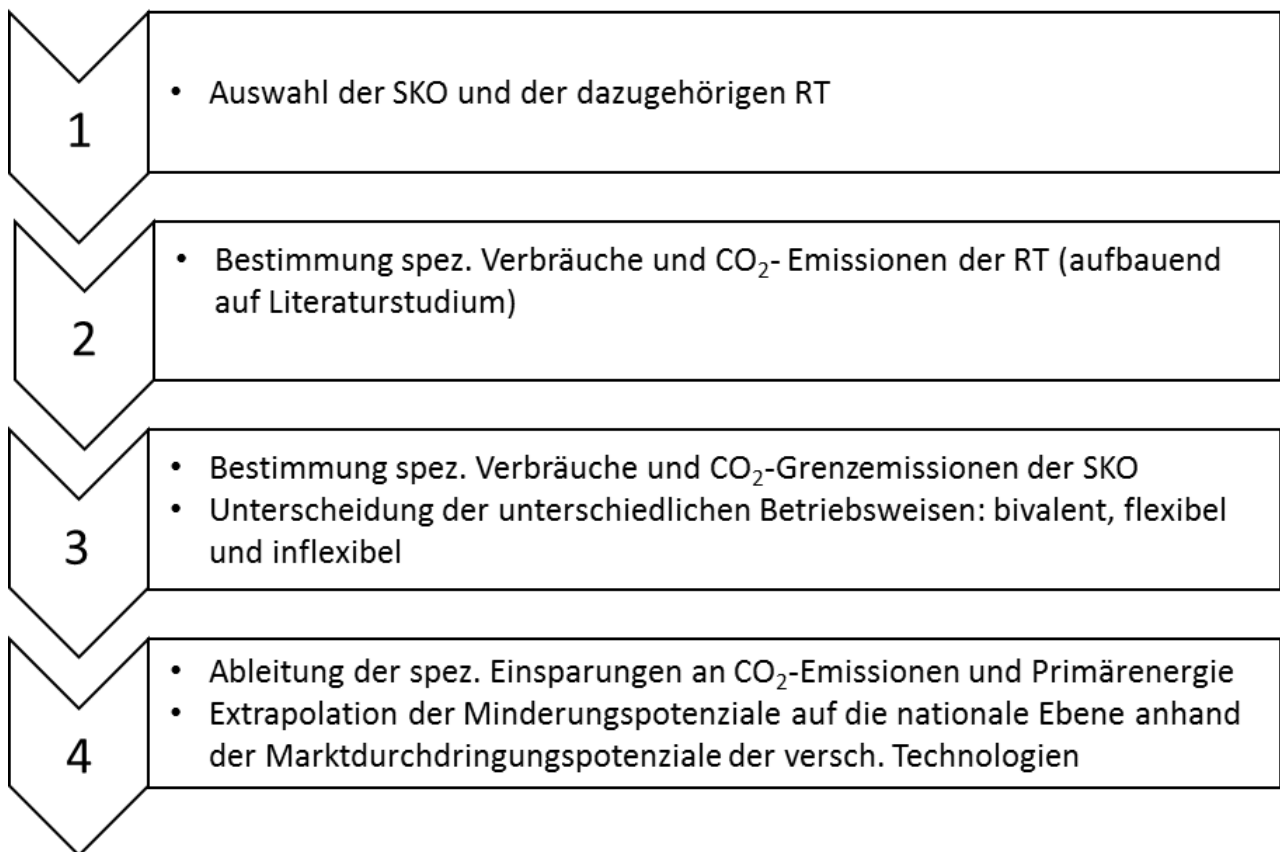
Das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (AMS) wird zugrunde gelegt, um zu zeigen, was bei weiteren Maßnahmen über das AMS hinaus bei der Sektorkopplung noch möglich ist.

In diesem Kapitel wird verglichen, welche CO₂-Emissionen und Energieverbräuche sich im AMS ergeben und wie sich diese Werte ändern, wenn die dort eingesetzten fossilen Referenztechnologien vollständig oder teilweise durch strombasierte SKO substituiert würden. Es wird berücksichtigt, dass die

Stromproduktion im AMS ebenfalls anteilig durch fossile Energieträger erfolgt und somit auch die Stromnutzung mit dem Ausstoß von CO₂-Emissionen und der Nutzung fossiler Ressourcen einhergeht. Die genaue Ausgestaltung des AMS kann Kapitel 3 entnommen werden.

Die Berechnungsmethodik gliedert sich in vier individuelle Berechnungsschritte (siehe Abbildung 50), welche im Folgenden erläutert werden.

Abbildung 50: Berechnungsschritte für die Bestimmung der Energieeinspar- und THG-Minderungspotentiale von SKO



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

5.8.1 Auswahl der SKO und der dazugehörigen Referenztechniken

Zunächst müssen die SKO und die dazugehörigen Referenztechniken (RT) identifiziert werden. Die Tabelle 44 gibt einen Überblick über die betrachteten SKO und RT.

Tabelle 44: Übersicht über die Referenztechniken und die entsprechenden Sektorkopplungsoptionen

Differenzierung	Referenztechnik (RT)	Sektorkopplungsoption (SKO)
Wärmeerzeugung	Heizkessel (Erdgas)	Elektroheizstab in Wärmenetzen
	Heizkessel (Erdgas)	Großwärmepumpe in Wärmenetzen
Industrie	Heizkessel (Öl- und Erdgas)	Dezentrale Wärmepumpe
	Glasherstellung: Schmelzofen (Erdgas)	Vollelektrischer Schmelzofen
	Stahlherstellung: Hochofenroute (Reduktionsmittel)	Elektrostahlherstellung: DRI-Verfahren + Lichtbogenverfahren
	Ammoniaksynthese nach dem Haber-Bosch-Verfahren mit Dampfreformation (Erdgas)	Wasserstoffproduktion: Elektrolyse
	Methanol: Methanolsynthese mit Dampfreformation (Erdgas)	Wasserstoffproduktion: Elektrolyse CO ₂ -Gewinnung: Direkte Luftabscheidung
Betriebsmittel im Gasnetz	Raffinerien: Wasserstoffproduktion mit Dampfreformation (Erdgas)	Wasserstoffproduktion: Elektrolyse
Mobilität	Gasbetriebene Verdichter (im Transportnetz und bei Erdgasspeichern) (Erdgas)	Elektrische Verdichter Elektrische Vorwärmer
	Gasbefeuerte Heizkessel zur Vorwärmung in Gasdruckregelanlagen (im Transportnetz und bei Erdgasspeichern) (Erdgas)	
	Pkw (Benzin, Diesel)	PHEV, BEV, Wasserstoff, Methanol
	Leichte Nutzfahrzeuge LNF (Diesel)	PHEV, BEV, Wasserstoff, Methanol
	Lkw (Diesel)	Oberleitungs-Lkw mit Batterie bzw. Verbrennungsmotor, Methanol

5.8.2 Bestimmung der spezifischen Verbräuche und Emissionen der Referenztechniken

Um einen Vergleich hinsichtlich Energieverbrauch und CO₂-Emissionen zwischen der Sektorkopplungsoption und der dazugehörigen RT vornehmen zu können, müssen zunächst die spezifischen Werte der RT bestimmt werden. Diese Daten werden aufbauend auf Literaturstudien, die um eigene Analysen ergänzt werden, erhoben. Die Parameter umfassen u. a. die Wirkungsgrade, die kumulierten Verbräuche, die Emissionsfaktoren und die Primärenergiefaktoren der verschiedenen Anwendungen. Bei den Primärenergieverbräuchen wird der Verbrauch von Windenergie- und PV-Anlagen mit Nullwert in die Berechnung einbezogen.

5.8.3 Bestimmung der spezifischen Verbräuche und Emissionen der Sektorkopplungsoptionen

Anschließend erfolgt die Berechnung der spezifischen Verbrauchs- und Emissionswerte für die SKO unter den Rahmenbedingungen des AMS. Hierfür werden zunächst Werte aus der Literatur erhoben. Dabei muss einerseits sichergestellt werden, dass die der Datenerhebung zugrundeliegenden Annahmen konsistent mit der Datenerhebung für die RT sind. Darüber hinaus müssen diese Werte für die verschiedenen Betriebsweisen der SKO untersucht werden, da diese den Strombezug beeinflussen.

Die möglichen Betriebsweisen der SKO hängen von der technischen Konfiguration der SKO ab. Es werden zwei Betriebsweisen und insgesamt drei Konfigurationen unterschieden (vgl. Tabelle 45):

Eine **flexible Betriebsweise** wird bei den beiden folgenden Konfigurationen unterstellt:

1. Bei der **bivalenten Auslegung** wird eine bestehende Technologie zur Bereitstellung einer Energiedienstleistung (EDL) durch eine SKO ergänzt, und es kann beliebig zwischen beiden Technologien gewechselt werden (z. B. Gas-Brennwertkessel mit zusätzlichem elektrischen Heizstab oder ein Plug-in-Hybridfahrzeug, das sowohl mit Flüssigkraftstoff als auch Strom betrieben wird). Im Falle der bivalenten Auslegung bietet sich eine preisgesteuerte Betriebsweise an, bei der die strombasierte SKO eingesetzt wird, sobald der Strompreis unter den Preis für den Energieträger der RT fällt. Die bivalente Auslegung ermöglicht damit eine flexible Fahrweise der Sektorkopplungsoption.
2. Bei der **vollständigen Umstellung** von der RT auf die SKO erfolgt die Bereitstellung der gesamten EDL ausschließlich strombasiert. Der Zeitpunkt des Strombezugs kann allerdings (unter Berücksichtigung technischer und organisatorischer Grenzen) variabel gewählt und somit eine flexible Betriebsweise gewährleistet werden (z. B. bei reinen Elektrofahrzeugen).
Folglich ist eine preisgesteuerte Betriebsweise möglich, wodurch die Strombezugskosten minimiert werden können. Je nach Restriktion erfolgt entweder eine Verlagerung der Stromnachfrage in Stunden mit niedrigeren Preisen oder alternativ bei nahezu konstant laufenden Prozessen eine Lastabsenkung, wenn sehr hohe Preise auftreten. Die flexible Betriebsweise muss nicht auf jeden einzelnen Prozess in der jeweiligen Anwendung zutreffen, sondern besagt lediglich, dass bei der Betrachtung der gesamten Nachfrage durch die SKO eine Reaktion auf Preissignale erfolgt. So kann z. B. bei der Elektrostahlherstellung ein Teil der Prozesse konstant gefahren werden, und ein anderer Teil reagiert flexibel auf Anreize, sodass sich insgesamt eine Flexibilität in der Gesamtnachfrage der Elektrostahlherstellung zeigt.

Nicht immer ist eine flexible Fahrweise möglich, wenn bei den Anwendungen z. B. eine konstante Produktion notwendig ist. Dann erfolgt die weitere Untersuchung auf Basis einer **inflexiblen Betriebsweise**: Die Bereitstellung der vollständigen EDL erfolgt ebenfalls ausschließlich strombasiert. Es besteht aber keine Flexibilität beim Strombezug in Ermangelung eines Speichers bzw. aufgrund der unflexiblen Betriebsweise der SKO (z. B. Oberleitungs-Lkw oder konstant laufende Industrieprozesse). Entsprechend ist auch nur eine bedarfsgesteuerte Betriebsweise der SKO umsetzbar, d. h. eine zeitliche Anpassung der Stromnachfrage in Abhängigkeit der Strompreise ist nicht möglich.

Tabelle 45: Überblick über die technologische Konfiguration und Betriebsweisen der SKO

Konfiguration (bezogen auf die Gesamtnachfrage der SKO in der jeweiligen Anwendung)		Preisgesteuerter Einsatz	Bedarfsgesteuerter Einsatz	Sektorkopplungsoption
Flexible Betriebsweise	Bivalente Auslegung: RT und SKO parallel	X		PHEV (LNF, Pkw) Elektroheizstab & Gasheizkessel Großwärmepumpe & Gasheizkessel Ammoniak: Reformier & Elektrolyse Methanol: Reformier & Elektrolyse
	Vollständige Substitution durch die SKO	X	X ¹⁾	BEV (LNF, Pkw) Wasserstoff (LNF, Pkw) Methanol (LNF, Pkw, Lkw) Dezentrale Wärmepumpe Glas: Vollelektrischer Schmelzofen Elektrostahlherstellung
Inflexible Betriebsweise	Vollständige Substitution durch die SKO		X	Oberleitungs-Lkw (mit Batterie, mit Verbrennungsmotor) Raffinerien: Wasserstoffproduktion Betriebsmittel im Gasnetz

Anmerkung: ¹⁾ bedarfsgesteuert mit Inanspruchnahme der Flexibilitäten der Bedarfsnachfrage

Die Methodik zur Berechnung der spezifischen Energieverbräuche und CO₂-Emissionen der SKO variiert in Abhängigkeit der jeweiligen untersuchten Betriebsweise. Dabei basieren die Berechnungen auf den Simulationsergebnissen eines Fundamentalmodells. In dem Modell wird der Day-Ahead-Markt abgebildet, an dem Stromangebot und -nachfrage zusammentreffen. Unter Berücksichtigung der Annahmen des AMS zum Kraftwerkspark, der erneuerbaren Stromerzeugung und der Stromnachfrage werden die stündliche Residuallast, die Spotmarktpreise, Primärenergieverbräuche und CO₂-Emissionen für die zukünftigen Jahre ermittelt. Als Eingangsdaten dienen Energieträger- und CO₂-Preise, techno-ökonomische Parameter der Kraftwerke und Pumpspeicher sowie die stündlichen Verläufe der Stromerzeugung erneuerbarer Energieträger und der Stromnachfrage für die zu simulierenden Jahre. Im Modell wird anhand der variablen Kosten der Erzeuger unter Berücksichtigung von Anfahrtskosten und Mindeststillstandszeiten die Merit Order ermittelt. Als Ergebnis werden die Kraftwerkseinsätze und die damit verbundenen stündlichen Spotmarktpreise und CO₂-Emissionen ausgegeben.

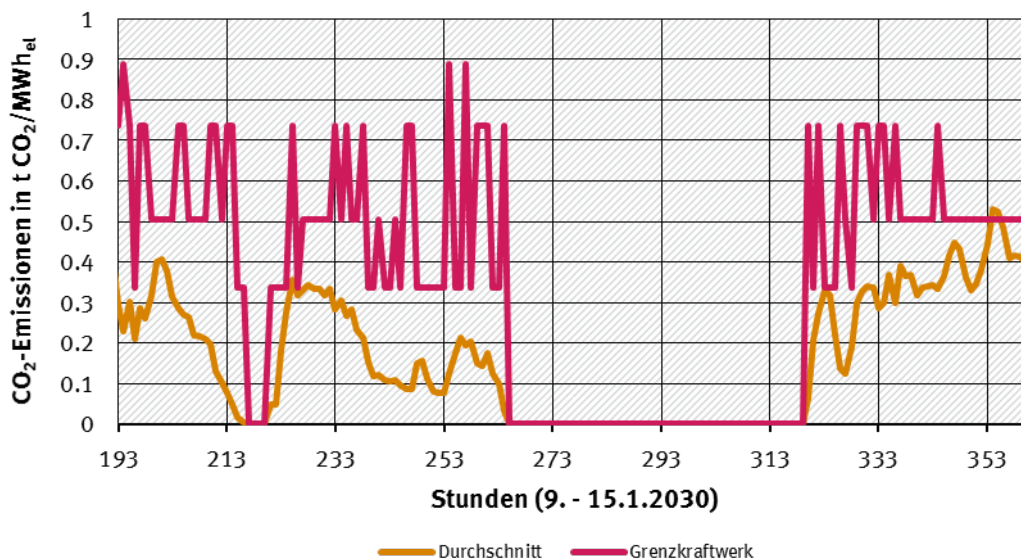
Die Eingangsdaten für die Strommarktsimulation basieren auf den Annahmen des AMS (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015), die in Kapitel 10.1 aufgelistet sind. Aufbauend auf diesen Ergebnissen kann im Falle der flexiblen Betriebsweise ermittelt werden, an wie vielen Stunden die strombasierte Sektorkopplungsoption zum Einsatz kommt. Der Einsatz der SKO richtet sich dabei nur nach den variablen Kosten ohne Berücksichtigung von Investitionen. Es wird dazu unterstellt, dass die Investitionen bereits getätigt wurden. Eine Änderung der Kraftwerksparks durch die SKO sowie daraus möglicherweise resultierenden Änderungen der Spotmarktpreise werden nicht berücksichtigt.

Es werden für jede Stunde die spezifischen CO₂-Emissionen und Primärenergiemengen ausgewiesen, die für die produzierte Megawattstunde Strom anfallen. Bei der Ermittlung der CO₂-Emissionen (und des Primärenergieaufwands im Kraftwerkspark) tritt stromseitig ein Zuordnungsproblem zur nachge-

fragten kWh Strom auf. Wenn ein Barrel Erdöl eingekauft wird, kann die Emissionswirkung von Experten anhand seiner chemischen Eigenschaften eindeutig bestimmt werden. Wenn eine Kilowattstunde Elektrizität eingekauft wird, gibt es keine physikalische oder chemische Analyse, die auf die Quelle schließen lassen. Das Stromnetz ist vergleichbar mit einem See, auf dem auf der einen Seite eine Reihe an Stromproduzenten Strom einleiten und auf der anderen Seite Strom entnommen wird.

Zur Lösung dieses Problems gibt es Ansätze über Marktmechanismen oder statistische Definitionen. Dazu wird zunächst aufgeschlüsselt, welche Kraftwerkstypen in der jeweiligen Stunde zu welchen Kosten Strom produzieren. Anhand des eingesetzten Primärenergieträgers (bei konventionellen Kraftwerken v. a. Gas oder Kohle) können die CO₂-Emissionen und Primärenergieverbräuche für die Kraftwerke berechnet werden. Anhand dieser Werte können mit zwei üblichen Ansätzen die CO₂-Emissionen bzw. Primärenergieverbräuche berechnet werden: es werden entweder Durchschnittswerte über den gesamten Strommix der jeweiligen Stunde übernommen (statistische Definition) oder Grenzwerte, die von dem Grenzkraftwerk abgeleitet werden, das unter den aktivierten Kraftwerken die höchsten variablen Kosten aufweist (Marktmechanismus).

Abbildung 51: Spezifische CO₂-Emissionen des Stromsektors im Jahr 2030 in Deutschland für das KS95 (Januartage)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Beide Werte werden hier in der Studie angegeben, da sie zwei verschiedene Sichtweisen einnehmen: Entweder wird das Stromangebot gleichmäßig auf die Nachfrager in der Stunde verteilt, oder aber es wird eine Reihenfolge unterstellt, die neuen Nachfragern wie hier der SKO den Einsatz zusätzlicher Kraftwerke zuschreibt, wenn nicht ausreichend Strom aus erneuerbaren Energien vorhanden ist. Als zusätzliche, weitere Perspektive ließe sich auch argumentieren, dass in der EU durch die Einführung der Obergrenzen für CO₂-Zertifikate die Menge an CO₂-Emissionen reguliert ist und eine direkte Zuordnung der CO₂-Emissionen auf die neuen Verbraucher somit nicht notwendig ist. Allerdings unterstellt dies, dass bei der Festlegung der Obergrenze für die Zahl der CO₂-Zertifikate berücksichtigt wurde, dass sich durch SKO eine Verschiebung hin zu strombasierten Technologien ergibt, die die Stromnachfrage erhöhen und zusätzliche Kapazitäten auf der Stromerzeugungsseite benötigen. Da aus heutiger Sicht das Emissionshandelssystem zudem deutliche Schwächen zeigt und bisher kaum

zur Senkung der CO₂-Emissionen beiträgt, sind weitere Anpassungen des Mechanismus denkbar, so dass nachfolgend nur auf die zuvor diskutierten Ansätze zur Berechnung der CO₂-Minderungspotentiale eingegangen wird.

Im Folgenden werden die Unterschiede zwischen den Betriebsweisen und die damit einhergehende unterschiedliche Berechnungsmethodik der Minderungspotentiale beschrieben:

1. Im Fall einer **preisgesteuerten** Bereitstellung der Energiedienstleistung (EDL) durch **bivalente Systeme** werden jene Stunden ermittelt, in denen die Bereitstellung der EDL zu niedrigeren (Endenergiebezugs-)Kosten als durch die Referenztechnik (RT) erfolgen kann. Hierbei werden die simulierten Strombörsenpreise als Eingangsdaten für die Berechnung herangezogen. Für diese Betriebsstunden werden anschließend sowohl der Primärenergieverbrauch als auch die spezifischen Emissionen ermittelt. In den anderen Stunden wird weiterhin die RT zur Bereitstellung der EDL genutzt.
2. Für den Fall der **flexiblen, vollständigen** Bereitstellung der EDL durch die Sektorkopplungsoption (SKO) ist es notwendig, den Betrieb der SKO zu bestimmen. Bietet die SKO nur die Option einer Lastabsenkung ohne Verschiebung, erfolgt ab einer festgelegten Preisgrenze eine Reduktion der Nachfrage. Ist nicht nur eine Lastabsenkung, sondern auch eine Lasterhöhung in anderen Stunden vorgesehen, erfolgt die Berechnung der Betriebsweise mit dem eLOAD-Modell (Modellbeschreibung siehe im Anhang und unter www.forecast-model.eu). Dies betrifft in erster Linie die Elektrofahrzeuge, deren Nachfrage unter Berücksichtigung verschiedener Restriktionen zeitlich verschoben werden kann. Das Modell bestimmt anhand der stündlichen Strompreise bzw. der Residuallast und der technischen und organisatorischen Restriktionen der jeweiligen flexiblen SKO die kostenminimale Terminierung der Stromnachfrage. Aufbauend auf den ermittelten Betriebsstunden können anschließend die spezifische Primärenergieverbräuche sowie die spezifischen CO₂-Emissionen abgeleitet werden.
3. Bei der **inflexiblen** Betriebsweise der SKO findet keine Einsatzoptimierung der SKO statt, sondern es wird ein ganzjähriger Lastverlauf aufbauend auf charakteristischen Lastprofilen berechnet. Anschließend werden der mittlere spezifische Verbrauch sowie die mittleren CO₂-Emissionen unter Verwendung der aus dem Fundamentalmodell resultierenden Verbrauchs- und Emissionswerte ermittelt.

5.8.4 Ableitung der gesamten Primärenergieeinsparungen und CO₂-Minderungen je Anwendung

Aufbauend auf den in Schritt 5.8.2 und 5.8.3 ermittelten spezifischen Primärenergieverbräuchen und CO₂-Emissionen für die RT und die SKO werden die spezifischen Einspar- und Minderungspotentiale der SKO mittels Subtraktion unter den Rahmenbedingungen der AMS abgeleitet. Anschließend erfolgt die Ableitung der absoluten Potentialmengen, indem die spezifischen Einsparungen der SKO anhand der zuvor ermittelten technischen Potentiale hochgerechnet werden.

5.8.4.1 Minderungspotential im Mobilitätssektor

Für den Mobilitätssektor wird ermittelt, welche Minderungspotentiale sich bei den Pkw, leichten Nutzfahrzeugen (LNF) und Lkw ergeben, wenn Fahrzeuge, die auf konventionellen Kraftstoffen basieren, mit strombasierten alternativen Fahrzeugen ersetzt werden. Dabei können entweder direkt elektrische Lösungen in Form von BEV, PHEV und HO-Lkw zum Einsatz kommen oder strombasierter sekundärer Endenergieträger wie beispielsweise Wasserstoff und Methanol. Für die genannten Optionen wird in den folgenden Tabellen das Minderungspotential ausgewiesen. Dabei wird verglichen,

welches Minderungspotential sich für die Well-to-Wheel-Betrachtung ergibt, d. h. von der Gewinnung und Bereitstellung der Kraftstoffe bzw. des Stroms bis zur Nutzung in Form von Antriebsenergie.

Bei Pkw und LNF kann ein Teil der Fahrzeuge durch direktelektrische BEV und ein weiterer Teil durch PHEV ersetzt werden. Dabei ist die Substitution konventioneller Fahrzeuge durch BEV absolut betrachtet deutlich größer als die durch PHEV. In Tabelle 46 und Tabelle 47 ist zusammengefasst, welches Minderungspotential sich durch den Einsatz der strombasierten Pkw ergeben kann. Im Jahr 2050 kann durch Nutzung von BEV der durchschnittliche Primärenergiebedarf gegenüber dem Einsatz der RT um 64 % und die durchschnittlichen CO₂-Emissionen um 46 % gesenkt werden. Bei Verwendung des grenzbasierten Ansatzes fallen die Einsparungen geringer aus, bleiben aber mit 27 % (Primärenergie) bzw. 22 % (CO₂-Emissionen) positiv. Dies resultiert u. a. daraus, dass die Stromnachfrage der BEV gesteuert wird, d. h. die Ladung erfolgt nach Möglichkeit dann, wenn niedrige Börsenstrompreise und damit in der Regel hohe EE-Anteile vorliegen.

Tabelle 46: Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – BEV-Pkw (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)

Pkw	Referenztechnik: konventionelle Pkw (Benzin, Diesel)		Einsatz der SKO: BEV	
	2030	2050	2030	2050
Primärenergieeinsatz in TWh	314,1	321,8		
Änderung (Durchschnitt) in TWh			-188,9 (-60 %)	-205,5 (-64 %)
Änderung (Grenzwerte) in TWh			-93,7 (-30 %)	-87,3 (-27 %)
CO₂-Emissionen in Mio. t CO₂	79,0	81,0		
Änderung (Durchschnitt) in Mio. t CO ₂			-34,1 (-43 %)	-42,8 (-53 %)
Änderung (Grenzwerte) in Mio. t CO ₂			-18,2 (-23 %)	-25,8 (-32 %)

Tabelle 47: Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – PHEV-Pkw (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)

Pkw	Referenztechnik: konventionelle Pkw (Benzin, Diesel)		Einsatz der SKO: PHEV	
	2030	2050	2030	2050
Primärenergieeinsatz in TWh	78,5	35,8		
Änderung (Durchschnitt) in TWh			-36,3 (-46 %)	-20,2 (-56 %)
Änderung (Grenzwerte) in TWh			-15,6 (-20 %)	-8,1 (-23 %)
CO₂-Emissionen in Mio. t CO₂	19,7	9,0		
Änderung (Durchschnitt) in Mio. t CO ₂			-6,2 (-31 %)	-4,2 (-46 %)
Änderung (Grenzwerte) in Mio. t CO ₂			-2,8 (-14 %)	-2,4 (-27 %)

Im Vergleich zu den BEV ist das identifizierte technische Potential für den Einsatz von PHEV im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario geringer, sodass auch die absoluten Minderungspotentiale geringer ausfallen. Gegenüber den BEV ist aber auch die relative Minderung bei Nutzung der PHEV etwas kleiner und beläuft sich im Jahr 2050 auf 56 % (Primärenergie, Durchschnittswerte) bzw. 49 % (CO₂-Emissionen, Durchschnittswerte). Ein Grund dafür ist, dass PHEV im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario zu 80 % (2030) bzw. 90 % (2050) elektrisch fahren, jedoch die restlichen Fahranteile weiterhin durch konventionelle Kraftstoffe gedeckt werden. Somit wird bei den nichtelektrischen Fahranteilen keine Minderung erzielt, und es sind nur bei den elektrisch gefahrenen Strecken Einsparungen von

Primärenergie und CO₂-Emissionen möglich. Dennoch wird auch bei den PHEV sowohl bei Verwendung der Durchschnitts- als auch der Grenzwerte eine Minderung des Primärenergieverbrauchs und der CO₂-Emissionen erzielt.

Bei Betrachtung der LNF muss zunächst berücksichtigt werden, dass diese ein deutlich kleineres Marktvolumen aufweisen als die Pkw. Beim Vergleich der Minderungspotentiale bei den direkt-elektrischen Optionen für LNF zeigen sich jedoch ähnliche Effekte wie bei den Pkw: Primärenergie- und CO₂-Emissionsminderungen treten sowohl bei den Durchschnitts- als auch bei den Grenzwerten auf und die relative Minderung ist bei den BEV größer als bei Nutzung der PHEV, siehe Tabelle 48 und Tabelle 49. Vergleicht man die relativen Minderungspotentiale innerhalb des jeweiligen Anwendungsfelds, z. B. durchschnittliche Minderung der Primärenergie im Jahr 2050, liegt das Potential bei Einsatz der BEV als LNF mit einem Wert von 72 % oberhalb des Potentials der BEV im Pkw-Segment mit 64 %. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich die RT im Falle der Pkw sowohl aus Benzin- als auch Dieselfahrzeugen zusammensetzt und insbesondere bei den Benzinfahrzeugen eine Effizienzsteigerung bis 2050 hinterlegt ist. Bei den LNF wurden ausschließlich Dieselfahrzeuge als Referenz-techniken ausgewählt, die weniger starke Effizienzsteigerungen haben und somit bei Substitution durch die Sektorkopplungsoption ein höheres Minderungspotential ermöglichen.

Tabelle 48: Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – BEV-LNF (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)

LNF	Referenztechnik: konventionelle LNF (Diesel)		Einsatz der SKO: BEV	
	2030	2050	2030	2050
Primärenergieeinsatz in TWh	37,4	37,6		
Änderung (Durchschnitt) in TWh			-26,8 (-72 %)	-27,1 (-72 %)
Änderung (Grenzwerte) in TWh			-17,1 (-46 %)	-15,0 (-40 %)
CO₂-Emissionen in Mio. t CO₂	10,0	10,1		
Änderung (Durchschnitt) in Mio. t CO ₂			-6,3 (-63 %)	-6,7 (-66 %)
Änderung (Grenzwerte) in Mio. t CO ₂			-4,4 (-44 %)	-4,7 (-47 %)

Tabelle 49: Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – PHEV-LNF (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)

LNF	Referenztechnik: konventionelle LNF (Diesel)		Einsatz der SKO: PHEV	
	2030	2050	2030	2050
Primärenergieeinsatz in TWh	9,4	4,2		
Änderung (Durchschnitt) in TWh			-4,7 (-51 %)	-2,6 (-62 %)
Änderung (Grenzwerte) in TWh			-2,3 (-25 %)	-1,2 (-30 %)
CO₂-Emissionen in Mio. t CO₂	2,5	1,1		
Änderung (Durchschnitt) in Mio. t CO ₂			-1,1 (-42 %)	-0,6 (-56 %)
Änderung (Grenzwerte) in Mio. t CO ₂			-0,6 (-23 %)	-0,4 (-36 %)

Interessant ist weiterhin der Vergleich zu den CO₂-Einsparungen in dem Fall, wenn nicht verlagert wird. D. h. es werden dann die Jahresdurchschnittsemissionen aus dem AMS angesetzt. Man sieht im Vergleich die deutlich höheren CO₂-Einsparungen der Lastverlagerung, wenn der Stundendurchschnitt angesetzt wird (siehe Tabelle 50). Beim Ansetzen des Grenzwertes wiederum sind die Einsparungen kleiner.

 Tabelle 50: Vergleich der CO₂-Änderungen – Pkw und LNF (BEV, PHEV) für 2050 (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)

Pkw + LNF	
CO₂-Emissionen in Mio. t CO₂	
Änderung (Jahresdurchschnitt) in Mio. t CO ₂	-45,7
Änderung (Stundendurchschnitt) in Mio. t CO ₂	-56,3
Änderung (Grenzwerte) in Mio. t CO ₂	-33,9

Den direktelektrischen Lösungen wird die Nutzung von strombasiertem Wasserstoff bzw. Methanol gegenübergestellt. Dabei wird für die Berechnung davon ausgegangen, dass alle potentiellen BEV und PHEV-Pkw entweder mit Wasserstoff oder Methan versorgt werden. Für die Produktion von Wasserstoff bzw. Methanol wird angenommen, dass wöchentlich fixe Produktionsmengen bereitgestellt werden müssen. Diese können jedoch mittels der SKO preisgesteuert hergestellt werden, sodass in Stunden mit niedrigen Börsenpreisen mehr produziert und in einen Speicher eingespeist wird, analog zur Vorgehensweise bei der Ammoniak- und Methanolproduktion sowie den Raffinerien. Das CO₂ für die Methanolherstellung wird aus der Luft gewonnen, was den Energieaufwand in der strombasierten Methanolproduktion gegenüber der RT deutlich erhöht. Dies zeigt sich auch in den Ergebnissen, denn die Substitution konventioneller Pkw durch Pkw, die Methanol verwenden, bringt keine Minderung mit sich, weder bei den CO₂-Emissionen, noch bei den Primärenergieverbräuchen, mit Ausnahme des durchschnittlichen Primärenergieverbrauchs 2050, bei dem sich eine leichte Minderung ergibt. Die Nutzung von Wasserstoff-Pkw kann hingegen zu Einsparungen bei CO₂-Emissionen und

Primärenergieverbräuchen führen, wenn mit Durchschnittswerten gerechnet wird, wie Tabelle 51 zeigt. Dabei fallen diese im Jahr 2050 aufgrund der höheren EE-Einspeisung größer aus. Für die Grenzwerte treten jedoch zum Teil deutlich Mehremissionen auf.

Werden die LNF nicht durch BEV und PHEV ersetzt, sondern mit Wasserstoff oder Methanol betrieben, ergeben sich die in Tabelle 52 dargestellten Minderungspotentiale. Wieder zeigt sich, ähnlich zu den Pkw, dass bei Methanol der hohe Energieaufwand zu höheren Primärenergieverbräuchen und CO₂-Emissionen führt als die RT, mit Ausnahme des durchschnittlichen Primärenergieverbrauchs 2050, bei dem sich eine leichte Minderung ergibt. Bei der Nutzung von Wasserstoff ist wiederum eine Minderung bei Verwendung der Durchschnittswerte festzustellen, jedoch eine Zunahme von Primärenergieverbräuchen und CO₂-Emissionen bei der Berechnung mit Grenzwerten.

Für die Lkw wird untersucht, ob sich durch den Einsatz von Hybrid-Oberleitungs-(HO-) oder Methanol-Lkw anstelle von Lkw mit Dieselantrieb ein Einsparpotential ergibt. Dabei besteht die Möglichkeit, den HO-Lkw entweder mit einer großen Batterie auszustatten (HO-Lkw-Batterie) oder mit einem zusätzlichen Verbrennungsmotor (HO-Lkw-Diesel⁴⁶), um die Fahrtstrecken abseits der Stromnetzanschluss ebenfalls fahren zu können.

⁴⁶ konventioneller Diesel, kein PtL

Tabelle 51: Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – Pkw (Wasserstoff, Methanol) (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)

Pkw	Referenztechnik:		Einsatz der SKO:			
	Konventionelle Pkw (Benzin, Diesel)		Wasserstoff-Pkw		Methanol-Pkw	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Primärenergieeinsatz in TWh	392,5	357,6				
Änderung (Durchschnitt) in TWh			-159,6 (-41 %)	-221,6 (-65 %)	+75,1 (+19 %)	-90,3 (-25 %)
Änderung (Grenzwerte) in TWh			+130 (+35 %)	-18,9 (-5 %)	+790,3 (+201 %)	+438,2 (+123 %)
CO₂-Emissionen in Mio. t CO₂	98,7	90,0				
Änderung (Durchschnitt) in Mio. t CO ₂			-27,9 (-28 %)	-48,3 (-54 %)	+52,9 (+54 %)	+2,4 (+3 %)
Änderung (Grenzwerte) in Mio. t CO ₂			+67,4 (+68 %)	+8,4 (+9 %)	+261,8 (+265 %)	+140,9 (+157 %)

Tabelle 52: Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – LNF (Wasserstoff, Methanol) (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)

LNF	Referenztechnik:		Einsatz der SKO:			
	konventionelle LNF (Diesel)		Wasserstoff LNF		Methanol LNF	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Primärenergieeinsatz in TWh	48,3	43,3				
Änderung (Durchschnitt) in TWh			-19 (-39 %)	-27,2 (-63 %)	+18,1 (+37 %)	-5,9 (-14 %)
Änderung (Grenzwerte) in TWh			+19,6 (+40 %)	+0,4 (+1 %)	+119,8 (+248 %)	+68,0 (+157 %)
CO₂-Emissionen in Mio. t CO₂	12,5	11,2				
Änderung (Durchschnitt) in Mio. t CO ₂			-3,5 (-28 %)	-5,8 (-51 %)	+9,1 (+72 %)	+1,7 (+16 %)
Änderung (Grenzwerte) in Mio. t CO ₂			+8,6 (+69 %)	+1,6 (+14 %)	+38,8 (+310 %)	+21,1 (+189 %)

Tabelle 53 zeigt, dass die Minderung bei den Durchschnittswerten größer ausfällt, wenn für die Lkw die Variante mit Batterie gewählt wird. Hierdurch können in 2050 durchschnittlich 41 TWh Primärenergie und 6 Mio. t CO₂ eingespart werden. Bei Verwendung der Grenzwerte wechselt jedoch das Vorzeichen, und die Einsparung wird negativ, was im Jahr 2050 einen zusätzlichen Verbrauch an Primärenergie in Höhe von 4 TWh bzw. an CO₂-Emissionen in Höhe von 2 Mio. t CO₂ zur Folge hat. Die Ergebnisse verdeutlichen somit, dass die Aussage stark von der gewählten Berechnungsmethodik ab-

hängt. Da die HO-Lkw im Gegensatz zu den BEV und PHEV bei Pkw und LNF nicht preisgesteuert laden, sondern den Strom direkt während der Fahrt beziehen und kaum Verlagerungsmöglichkeiten haben, erfolgt die Stromnachfrage oft auch in Stunden, wenn die erneuerbaren Energien nur geringe Anteile an der Stromerzeugung haben. Dadurch ergibt sich ein geringeres bzw. sogar negatives Minderungspotential. Beim Vergleich der HO-Lkw mit Methanol-Lkw wird deutlich, dass letztere schlecht abschneiden, da die Umstellung auf Methanol eine Erhöhung des Primärenergieverbrauchs und der CO₂-Emissionen bedeutet. Lediglich in 2050 ist eine geringe Primärenergieverbrauchsminderung bei Verwendung der Durchschnittswerte festzustellen.

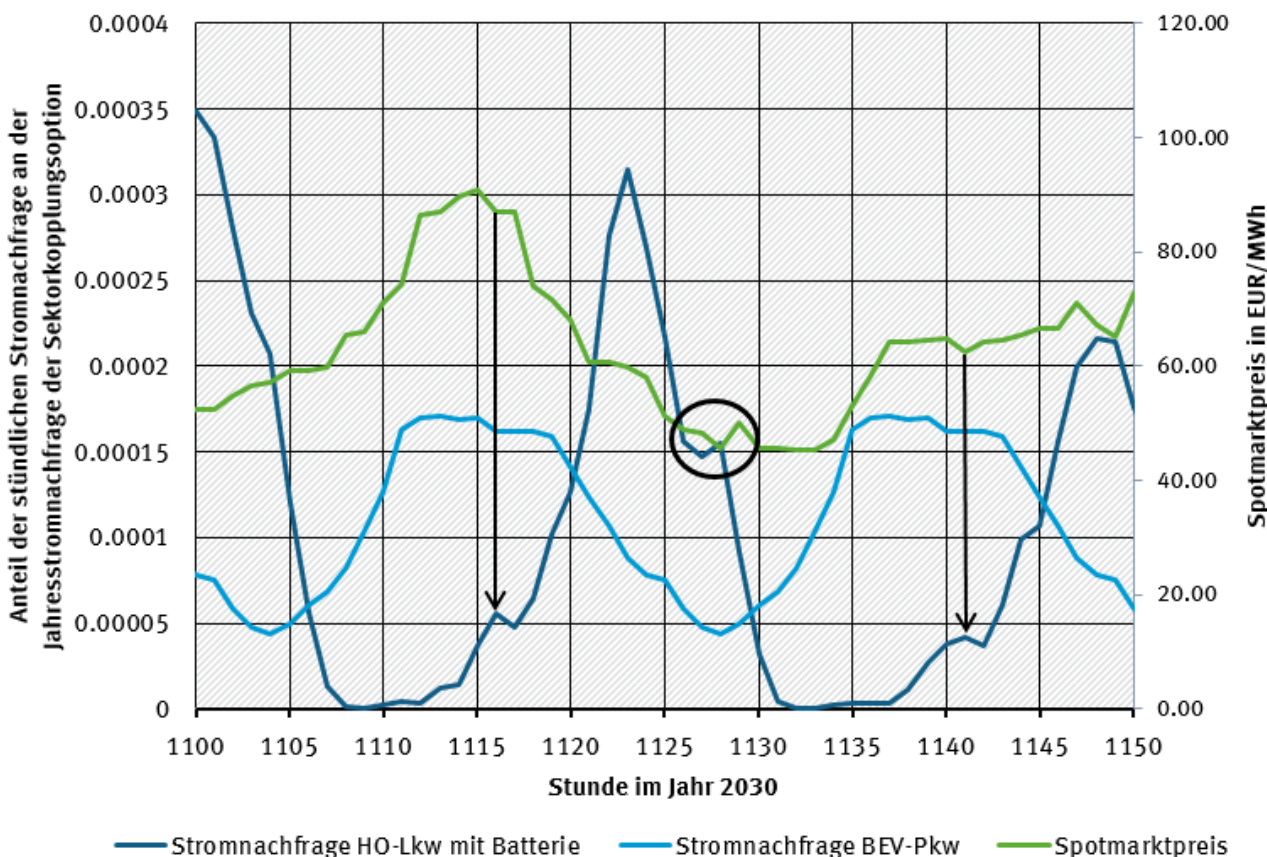
Tabelle 53: Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – Lkw (HO-Lkw, Methanol) (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)

Lkw	Referenztechnik:		Einsatz der SKO:					
	Konventionelle Lkw (Diesel)		HO-Lkw-Batterie		HO-Lkw-Diesel		Methanol	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Primärenergieeinsatz in TWh	82,6	77,5						
Änderung (Durchschnitt) in TWh			-39,4 (-48 %)	-40,7 (-53 %)	-25,9 (-31 %)	-30,7 (-40 %)	+34,9 (+42 %)	-8,2 (-11 %)
Änderung (Grenzwerte) in TWh			+3,2 (+4 %)	+3,9 (+5 %)	+1,6 (+2 %)	+2,7 (+3 %)	+214,8 (+260 %)	+128,9 (+166 %)
CO₂-Emissionen in Mio. t CO₂	22,1	20,7						
Änderung (Durchschnitt) in Mio. t CO ₂			-7,3 (-33 %)	-8,9 (-34 %)	-4,9 (-22 %)	-6,7 (-33 %)	+16,0 (+72 %)	+3,2 (+16 %)
Änderung (Grenzwerte) in Mio. t CO ₂			+2,3 (+10 %)	-0,8 (-4 %)	+1,3 (+6 %)	-0,6 (-3 %)	+68,5 (+310 %)	+39,1 (+189 %)

Um den Einfluss der Preissteuerung auf die Ladevorgänge der direktelektrischen Alternativen darzustellen, ist in Tabelle 52 beispielhaft für zwei Tage dargestellt, wie die steuerbare Nachfrage der BEV im Vergleich zur inflexiblen Nachfrage der HO-Lkw auf Preissignale reagiert. Die hier durchgeführten Berechnungen⁴⁷ zeigen, dass bei den BEV-Pkw die Verlagerung dazu führt, dass die Stromnachfrage eher in Stunden mit niedrigen Preisen erfolgt. Diese Verschiebung ist jedoch nur begrenzt möglich, da auch Restriktionen berücksichtigt werden, die u. a. festlegen, dass die Batterie vor der Fahrt so geladen ist, dass die folgende Strecke unterbrechungsfrei gefahren werden kann. Dennoch zeigt sich im Vergleich zu den HO-Lkw, dass diese häufig tagsüber während der Fahrt Strom beziehen, was insbesondere im Winter bei geringer Sonnenstrahlung auch häufig mit der Strombereitstellung durch konventionelle Kraftwerke zusammentrifft, wodurch sich das geringere CO₂-Emissionsminderungspotential ergibt.

⁴⁷ Zur generellen Beschreibung der Vorgehensweise wird hier auf Kapitel 6.3 verwiesen. Die zu Grunde gelegten Annahmen zu Ladestrategien wurden aus Boßmann (2015) entnommen.

Abbildung 52: Reaktion der Nachfragesteuerung bei BEV-Pkw auf Preissignale (schwarze Markierung) im Vergleich zur Nachfrage der HO-Lkw im Jahr 2030 (basierend auf AMS-Rahmendaten)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario der Einsatz von BEV, PHEV und HO-Lkw allgemein zur Einsparung von Primärenergie und CO₂-Emissionen im Mobilitätssektor führt. Bei der Nutzung von Wasserstoff ist dies der Fall, wenn Durchschnittswerte betrachtet werden. Die Nutzung von Methanol sorgt in der Regel für höhere Primärenergieverbräuche und CO₂-Emissionen (unter den Rahmenbedingungen des AMS). Dabei wurde betrachtet, welche Einsparung sich ergibt, wenn das technische Potential in dem Szenario ausgeschöpft würde. Das Minderungspotential ist für BEV im Pkw-Segment am größten, da hier absolut gesehen die größte Anzahl an Fahrzeugen ersetzt werden kann. Bei Verwendung der Durchschnittswerte erzielt der Einsatz von Wasserstoff-Pkw jedoch vergleichbare Einsparungen. Bei den PHEV ist die relative Minderung geringer als bei den BEV, aber auch bei Verwendung der Grenzwerte werden noch Einsparungen erzielt. Dies ist bei den HO-Lkw anders, da diese aufgrund der Inflexibilität bei der Stromnachfrage nur bei Verwendung der Durchschnittswerte zur Minderung von Primärenergieverbrauch und CO₂-Emissionen beitragen können.

5.8.4.2 Minderungspotential bei der Wärmebereitstellung

Bei der Wärmebereitstellung wird verglichen, welches Minderungspotential sich ergibt, wenn Gasheizkessel durch Systeme ersetzt werden, die einen bivalenten Betrieb von Elektroheizstäben und Gasheizkesseln vorsehen. Dabei werden die Elektroheizstäbe nur dann betrieben, wenn es gegenüber

dem Einsatz des Gasheizkessels ökonomisch vorteilhaft ist. Alternativ ist es auch möglich, in einem Teil der Anwendungen statt Elektroheizstäben Großwärmepumpen zu nutzen. Es zeigt sich zunächst, dass mit steigenden EE-Anteilen bis 2050 die Minderungspotentiale zunehmen, was insbesondere bei der Nutzung von Elektroheizstäben deutlich wird. Die häufiger auftretenden niedrigen Strombörsenpreise begünstigen den Einsatz der Sektorkopplungsoption. Der steigende EE-Anteil an der Stromproduktion wirkt sich in den durchschnittlichen Emissions- und Verbrauchswerten stärker aus als in den Grenzwerten, da bei den durchschnittlichen Werten der Einfluss der EE stärker berücksichtigt ist und das Grenzkraftwerk häufig ein fossiles Kraftwerk ist, dessen Einsatz mit einem vergleichsweise hohen Primärenergieverbrauch und CO₂-Ausstoß verbunden ist. Durch den Einsatz von Elektroheizstäben ergibt sich so die Möglichkeit, den gegenüber der bei der RT anfallenden Primärenergieverbrauch im Jahr 2050 um 14 % und die CO₂-Emissionen ebenfalls um 14 % durchschnittlich zu senken, siehe Tabelle 54.

Für den Einsatz der Großwärmepumpen wird die Systemgrenze enger gefasst, da diese nur für einen Teil der Wärmebereitstellung herangezogen werden kann und nicht die gleiche Endenergiemenge der RT substituieren kann. Innerhalb dieser Anwendung ergibt sich ein deutlich höheres relatives Minderungspotential, das sich in Abhängigkeit der Berechnungsmethodik auf 37 bis 60 % bei der Primärenergie und auf 24 bis 46 % bei den CO₂-Emissionen beläuft, siehe Tabelle 54.

Tabelle 54: Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – Raumwärme und Warmwasser in den Sektoren GHD und Haushalte (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)

Wärme: Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in den Sektoren GHD und Haushalte	Referenztechnik: nur Gasheizkessel		Einsatz der SKO (bivalent): Elektroheizstab & Gasheizkessel		Referenztechnik: nur Gasheizkessel		Einsatz der SKO (bivalent): Großwärmepumpe & Gasheizkessel	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Primärenergieeinsatz in TWh	174,5	148,9			63,3	44,2		
Änderung (Durchschnitt) in TWh			-5,7 (-3 %)	-20,5 (-14 %)			-26,5 (-42 %)	-26,7 (-60 %)
Änderung (Grenzwerte) in TWh			-1,7 (-1 %)	-19,7 (- 13 %)			-16,0 (-25 %)	-16,5 (-37 %)
CO₂-Emissionen in Mio. t CO₂	32,6	27,8			11,8	8,3		
Änderung (Durchschnitt) in Mio. t CO ₂			-1,1 (-3 %)	-3,8 (-14 %)			+3,2 (27 %)	+3,8 (46 %)
Änderung (Grenzwerte) in Mio. t CO ₂			-0,2 (-1 %)	-3,8 (-14 %)			-0,9 (-8 %)	-2,0 (-24 %)

Eine weitere Option zur Wärmebereitstellung sind dezentrale Wärmepumpen. Ihr Anteil an der Wärmebereitstellung könnte bis zum Jahr 2050 deutlich steigen, wie in Tabelle 55 gezeigt wird. Beim Einsatz dezentraler Wärmepumpen ist denkbar, dass diese im Rahmen von Demand Side Management Maßnahmen gesteuert betrieben werden. Eine Möglichkeit wäre, sie insbesondere dann einzusetzen, wenn der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion hoch ist. Allerdings ist die Verlagerung des Betriebs nur innerhalb technischer Grenzen möglich und hängt zudem von der Wärmenachfrage zu dem jeweiligen Zeitpunkt ab. Der Vergleich von gesteuertem und ungesteuertem Be-

trieb der dezentralen Wärmepumpen zeigt, dass durch die Steuerung das Minderungspotential sowohl beim Primärenergieverbrauch als auch bei den CO₂-Emissionen erhöht wird. Dies fällt bei Verwendung der Durchschnittswerte höher aus als bei den Grenzwerten. Im Jahr 2050 wäre es demnach bei Berechnung mit Durchschnittswerten möglich, 116 TWh bei ungesteuertem Betrieb und 124 TWh bei gesteuertem Einsatz an Primärenergie einzusparen, siehe Tabelle 55. Dies würde einer durchschnittlichen Minderung von 15,1 (ungesteuerter Betrieb) bzw. 18,0 Mio. t CO₂ (gesteuerter Betrieb) entsprechen.

Tabelle 55: Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – Einsatz dezentraler Wärmepumpen bei ungesteuertem und gesteuertem Betrieb (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)

Wärme: Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in den Sektoren GHD und Haushalte	Referenztechnik: Gas- und Ölheizkessel		Ungesteuerter Ein- satz dezentraler Wär- mepumpen		Gesteuerter Einsatz dezentraler Wärme- pumpen	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Primärenergieeinsatz in TWh	58,3	165,4				
Änderung (Durchschnitt) in TWh			-38,4 (-66 %)	-116,0 (-70 %)	-41,4 (-71 %)	-124,0 (- 75 %)
Änderung (Grenzwerte) in TWh			-22,5 (-39 %)	-64,3 (-39 %)	-23,7 (-41 %)	-71,7 (-43 %)
CO₂-Emissionen in Mio. t CO₂	10,7	30,3				
Änderung (Durchschnitt) in Mio. t CO ₂			-4,1 (-38 %)	-15,1 (-50 %)	-5,4 (-50 %)	-18,0 (-59 %)
Änderung (Grenzwerte) in Mio. t CO ₂			-1,1 (-10 %)	-6,6 (-22 %)	-1,2 (-11 %)	-7,5 (-25 %)

5.8.4.3 Minderungspotentiale in der Industrie

In der Industrie werden verschiedene Anwendungen betrachtet, bei denen ein Einsatz von SKO erfolgen könnte. Hierzu zählen die Herstellung von Glas, Rohstahl, Ammoniak und Methanol sowie Raffinationsprozesse.

Bei der Glasherstellung wird ermittelt, welche Minderung sich ergibt, wenn die Schmelzofenprozesse, die überwiegend auf Erdgas basieren, durch vollelektrische Schmelzöfen vollständig substituiert werden. Dabei wurde unterstellt, dass letztere im Fall von hohen Börsenstrompreisen ihre Last durch produktionsplanerische Optimierungen um 5 % vermindern können, und der Prozess ansonsten konstant läuft. Es zeigt sich, dass sowohl der Primärenergiebedarf als auch die CO₂-Emissionen im Jahr 2030 durchschnittlich um 55 bzw. 61 % und im Jahr 2050 um 60 bzw. 62 % sinken. Die Unterschiede zwischen den Jahren 2030 und 2050 fallen relativ gering aus, da hinterlegt ist, dass nicht nur bei der Sektorkopplungsoption, sondern auch bei der RT Effizienzsteigerungen realisiert werden, die zu geringerem Verbrauch und CO₂-Ausstoß führen. So wird die Minderung, die sich durch steigende EE-Anteile ergibt, teils durch die Effizienzgewinne der RT kompensiert.

Bei der Stahlherstellung ist analog zur Glasherstellung eine vollständige Substitution von Hochöfen durch Elektrostahlprozesse hinterlegt. Die strombasierte Herstellung wird ebenso als konstanter Pro-

zess abgebildet, bei der allerdings eine Absenkung von 15 % der Stromnachfrage aller Elektrostahlprozesse möglich ist, wenn Preisspitzen auftreten. Bei Betrachtung der durchschnittlichen Werte zeigt sich auch hier ein Minderungspotential beim Primärenergiebedarf von 20 % und bei den CO₂-Emissionen von 27 % im Jahr 2050. Bei Betrachtung der Grenzwerte dreht sich dieses Bild jedoch um, denn bei dieser Berechnungsgrundlage würden zusätzliche Verbräuche und Emissionen entstehen. Dies lässt sich wie folgt erklären: Die Effizienz der RT und der Sektorkopplungsoption ist relativ ähnlich (im Gegensatz zur Glasherstellung, wo die SKO eine deutlich höhere Effizienz aufweist). Somit benötigt die Referenztechnik in etwa die gleiche Größenordnung an Energie in Form fossiler Endenergieträger, wie die Sektorkopplungsoption in Form von Strom. Wird der Strom aus fossilen Ressourcen gewonnen, was bei der Berechnung anhand der Grenzwerte im AMS noch vergleichsweise häufig der Fall ist, muss noch die Umwandlung in Strom inklusive der Verluste berücksichtigt werden, sodass sich hier ein höherer Primärenergiebedarf ergibt und mehr CO₂-Emissionen freigesetzt werden. Bei der Referenztechnik wird hingegen direkt aus dem fossilen Energieträger die Energie gewonnen, sodass weniger Umwandlungsschritte und Verluste anfallen.

Tabelle 56: Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – Glasherstellung (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)

Industrie: Glasherstellung	Referenztechnik: Schmelzofen (Erdgas)		Einsatz der SKO: Voll- elektrischer Schmelzofen	
	2030	2050	2030	2050
Primärenergieeinsatz in TWh	15,6	15,5		
Änderung (Durchschnitt) in TWh			-8,5 (-55 %)	-9,3 (-60 %)
Änderung (Grenzwerte) in TWh			-2,1 (-13 %)	-2,2 (-14 %)
CO₂-Emissionen in Mio. t CO₂	7,2	6,0		
Änderung (Durchschnitt) in Mio. t CO ₂			-4,4 (-61 %)	-3,7 (-62 %)
Änderung (Grenzwerte) in Mio. t CO ₂			-3,0 (-41 %)	-2,4 (-41 %)

Tabelle 57: Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – Rohstahlherstellung (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)

Industrie: Rohstahlherstellung	Referenztechnik: Hochofen (Kohle, Reduktionsmittel)		Einsatz der SKO: Elektrostahlproduktion	
	2030	2050	2030	2050
Primärenergieeinsatz in TWh	127,8	106,4		
Änderung (Durchschnitt) in TWh			-2,2 (-2 %)	-20,9 (-20 %)
Änderung (Grenzwerte) in TWh			+112,4 (+88 %)	+77,6 (+73 %)
CO₂-Emissionen in Mio. t CO₂	50,5	43,7		
Änderung (Durchschnitt) in Mio. t CO ₂			-2,4 (-5 %)	-11,7 (-27 %)
Änderung (Grenzwerte) in Mio. t CO ₂			+23,1 (+46 %)	+5,8 (+13 %)

Bei der Herstellung von Ammoniak und Methanol sowie in den Raffinerieprozessen erfolgt der Einsatz der SKO, in dem die Wasserstoffherstellung von fossilen Energieträgern auf die Stromnutzung mittels Elektrolyse umgestellt wird. Dabei ist es aus technischer Sicht möglich, die aktuellen Herstellungsverfahren, die überwiegend auf Erdgas basieren, vollständig durch die Elektrolyse zu ersetzen. Am Beispiel der Ammoniakherstellung soll vorab kurz verdeutlicht werden, dass es großen Einfluss hat, ob die SKO vollständig die fossile RT ersetzt oder die Anwendung bivalent betrieben wird. Beim bivalenten Betrieb würde die fossile RT beibehalten und die SKO nur in Stunden genutzt werden, wenn niedrige Strombörsenpreise vorliegen und somit eine hohe EE-Einspeisung. Substituiert die

SKO, in diesem Fall die Elektrolyse, vollständig die RT, stellt sich die Frage, ob ein Wasserstoffzwischenpeicher verwendet wird, der mehr Flexibilität bei der Fahrweise des Elektrolyseurs erlaubt. Daher wird zusätzlich noch das Minderungspotential der Betriebsweise ausgewiesen, bei der ein Wasserstoffspeicher so ausgelegt ist, dass er Verlagerungen der Wasserstoffproduktion innerhalb einer Woche ermöglicht. Tabelle 58 zeigt das Minderungspotential der drei Einsatzarten am Beispiel der Ammoniakherstellung im Vergleich. Es ergibt sich ein positives Minderungspotential für den bivalenten Betrieb, da die Elektrolyse hierbei überwiegend mit EE-Strom betrieben wird und somit Primärenergie und CO₂-Emissionen eingespart werden können. Bei einer vollständigen Substitution der RT durch die Elektrolyse zeigt sich, dass das Minderungspotential negativ wird, d. h. es wird mehr Primärenergie verbraucht und es werden mehr CO₂-Emissionen ausgestoßen als wenn die RT weiterhin eingesetzt würde. Nur der Primärenergieeinsatz, berechnet mit durchschnittlichen Werten in 2050 zeigt ein positives Minderungspotential von 3,2 TWh. Die Nutzung eines Wasserstoffspeichers erhöht das Minderungspotential gegenüber dem Elektrolyseureinsatz ohne Speicher, jedoch werden auch hier nur Minderungen beim Primärenergieverbrauch bei Berechnung mit Durchschnittswerten erzielt, die restlichen Minderungen fallen negativ aus, aber weniger extrem als im Fall ohne Wasserstoffspeicher. Für die Berechnung des Minderungspotentials der Methanolherstellung und der Raffinerien wird der letzte Fall betrachtet, d. h. die vollständige Substitution durch die SKO mit einem Wasserstoffspeicher.

Tabelle 58: Vergleich der Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen für unterschiedliche Einsatzarten der SKO am Beispiel der Ammoniakherstellung (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)

Ammoniakherstellung	Referenztechnik:		Einsatz der SKO: Elektrolyse					
	Ammoniak-synthese (Haber-Bosch)		Bivalente Auslegung: Reformert und Elektrolyse		Vollständige Substitution: nur Elektrolyse		Vollständige Substitution: nur Elektrolyse mit Wasserstoffspeicher	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Primärenergieeinsatz in TWh	24,9							
Änderung (Durchschnitt) in TWh			-1,8 (-7 %)	-3,5 (-14 %)	+4,3 (+17 %)	-3,2 (-13 %)	-3,9 (-16 %)	-11,3 (-47 %)
Änderung (Grenzwerte) in TWh			-1,4 (-6 %)	-2,5 (-10 %)	+30,1 (+124 %)	+20,9 (+86 %)	+28,2 (+113 %)	+14,1 (+58 %)
CO₂-Emissionen in Mio. t CO₂	+3,5							
Änderung (Durchschnitt) in Mio. t CO ₂			-0,3 (-7 %)	-0,5 (-14 %)	+6,5 (+183 %)	+3,5 (+109 %)	+3,3 (+92 %)	+1,2 (+38 %)
Änderung (Grenzwerte) in Mio. t CO ₂			-0,3 (-7 %)	-0,3 (-8 %)	+12,4 (+349 %)	+7,8 (+242 %)	+12,6 (+357 %)	+7,9 (+244 %)

Bei der Herstellung von Methanol erfolgt der Einsatz der SKO ebenfalls in Form der Elektrolyse in Kombination mit einem Wasserstoffspeicher. Das CO₂ für die Methanolherstellung wird aus der Luft gewonnen, was den Endenergieaufwand in der strombasierten Methanolproduktion gegenüber der RT deutlich erhöht. Die erzielbaren, relativen Einsparungen zeigt Tabelle 59. Vergleicht man die Werte mit denen der Ammoniakherstellung, muss berücksichtigt werden, dass letztere eine höhere Gesamt-Produktionsmenge aufweist. Ansonsten ergibt sich ein ähnliches Muster: das Minderungspotential ist mit Ausnahme der durchschnittlichen Berechnung der Primärenergieverbräuche für 2050

negativ. Das heißt, dass die Nutzung der SKO in allen anderen Werten eine Zunahme der Primärenergieverbräuche und CO₂-Emissionen aufweist. Insbesondere die Betrachtung der Grenzwerte der CO₂-Emissionen weist extreme Werte auf. Wird Strom in Zeiten mit niedrigen Strombörsenpreisen bezogen, ist das Grenzkraftwerk häufig ein Kohlekraftwerk, das für hohe Grenzemissionswerte sorgt. Damit lassen sich die hohen CO₂-Emissionswerte begründen.

Tabelle 59: Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – Methanolherstellung (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)

Industrie: Methanolherstellung	Referenztechnik: Methanolsynthese		Einsatz der SKO: Elektrolyse mit Wasserstoffspeicher	
	2030	2050	2030	2050
Primärenergieeinsatz in TWh	16,6	16,1		
Änderung (Durchschnitt) in TWh			+2,1 (+13 %)	-4,8 (-30 %)
Änderung (Grenzwerte) in TWh			+30,9 (+186 %)	+17,6 (+109 %)
CO₂-Emissionen in Mio. t CO₂	0,8	0,7		
Änderung (Durchschnitt) in Mio. t CO ₂			+5,2 (+641 %)	+3,2 (+487 %)
Änderung (Grenzwerte) in Mio. t CO ₂			+13,6 (+1662 %)	+9,1 (+1366 %)

SKO können des Weiteren in Raffinerien eingesetzt werden, indem die Wasserstoffproduktion, die sich bisher auf Nebenprodukte oder auf die Nutzung konventioneller Energieträger gestützt hat, durch die strombasierte Elektrolyse ersetzt wird. Im Folgenden wird lediglich die Wasserstoffmenge, die durch Erdgasreformierung erzeugt wird, durch Wasserstoff aus der Elektrolyse ersetzt. Dabei erfolgt eine vollständige Substitution durch die SKO, und diese ist aufgrund eines Wasserstoffspeichers flexibel steuerbar, obwohl der Wasserstoffbedarf in der Raffinerie konstant ist. Trotz der Verlagerungsmöglichkeit wird bei den CO₂-Emissionen jedoch keine Minderung erzielt (siehe Tabelle 60).

Tabelle 60: Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – Raffinerien (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)

Raffinerien: Wasserstoffproduktion	Referenztechnik: Erdgasreformierung		Einsatz der SKO: Elektrolyse mit Wasserstoffspeicher	
	2030	2050	2030	2050
Primärenergieeinsatz in TWh	5,2	3,9		
Änderung (Durchschnitt) in TWh			-1,6 (-30 %)	-2,1 (-55 %)
Änderung (Grenzwerte) in TWh			+4,0 (+77 %)	+1,3 (+35 %)
CO₂-Emissionen in Mio. t CO₂	0,9	0,7		
Änderung (Durchschnitt) in Mio. t CO ₂			+0,3 (+28 %)	-0,1 (-12 %)
Änderung (Grenzwerte) in Mio. t CO ₂			+1,9 (+204 %)	+0,8 (+120 %)

Die durchschnittlichen CO₂-Emissionswerte der Wasserstoffproduktion auf Basis des Strommixes liegen aufgrund der vielen Umwandlungsschritte mit 487 g CO₂/kWh_{H2} (2030) bzw. 350 g CO₂/kWh_{H2} (2050) deutlich oberhalb der CO₂-Emissionsfaktoren der Erdgasreformierung, die sich auf 260 g CO₂/kWh_{H2} belaufen. Auch beim Primärenergieverbrauch zeigt sich, dass nur bei Betrachtung der Durchschnittswerte eine Einsparung erzielt wird, sich jedoch bei Betrachtung der Grenzwerte der Verbrauch erhöht.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass in der Industrie insbesondere dann ein Minderungspotential bei der Substitution einer Referenztechnik durch eine Sektorkopplungsoption besteht, wenn ein bivalenter Betrieb der Prozesse möglich ist oder die SKO deutlich effizienter ist. Bei der bivalenten Auslegung kann in Stunden mit einer hohen EE-Einspeisung der Strom genutzt werden, der dann mit keinen oder geringen CO₂-Emissionen und Primärenergieverbräuchen verbunden ist. Im Fall der vollständigen Umstellung einer RT auf eine SKO zeigt sich an den Beispielen der Stahl-, Ammoniak und Methanolproduktion sowie der Raffinerien, dass auch Steigerungen der CO₂-Emissionen und Primärenergieverbräuche hervorgerufen werden können, wenn die Grenzkraftwerke als Berechnungsgrundlage angesetzt werden und es sich bei diesen um fossile Kraftwerke zur Stromerzeugung handelt (wie es im AMS der Fall ist). Erst bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung können hier Minderungspotentiale erzielt werden. Ist die Effizienz der SKO (bezogen auf Strominput je Output) jedoch deutlich höher als die Effizienz der RT, wie es bei der strombasierten Glasherstellung der Fall ist, können auch bei konstant laufenden Prozessen Minderungen erzielt werden.

5.8.4.4 Minderungspotential für Betriebsmittel im Gasnetz

Bei der Substitution von Betriebsmitteln im Gasnetz werden gasbasierte durch strombasierte Verdichter und Vorwärmer ersetzt. Dabei erfolgt eine vollständige Substitution von Verdichtern, die im Transportnetz und bei Erdgasspeichern eingesetzt werden, sowie von Vorwärmern, die in Gasdruckregelanlagen im Transportnetz und bei der Ausspeicherung der Gasspeicher Verwendung finden.

Tabelle 61: Änderungen beim Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen – Betriebsmittel im Gasnetz (Einsparung -) (basierend auf AMS-Rahmendaten)

Betriebsmittel im Gasnetz	Referenztechnik: Gasbetriebene Verdichter und Vorwärmer		Einsatz der SKO: elektrische Verdichter und Vorwärmer	
	2030	2050	2030	2050
Primärenergieeinsatz in TWh	7,8	5,7		
Änderung (Durchschnitt) in TWh			-4,2 (-54 %)	-3,4 (-60 %)
Änderung (Grenzwerte) in TWh			-0,9 (-12 %)	-0,8 (-15 %)
CO₂-Emissionen in Mio. t CO₂	0,6	0,4		
Änderung (Durchschnitt) in Mio. t CO ₂			+0,6 (+111 %)	+0,3 (+70 %)
Änderung (Grenzwerte) in Mio. t CO ₂			+1,4 (+231 %)	+0,8 (+176 %)

Der Einsatz dieser Betriebsmittel hängt vom Gasfluss ab, sodass keine flexible, preisgesteuerte Regelung möglich ist. Stattdessen erfolgt der Einsatz anhand eines charakteristischen Einsatzprofils. Es ergibt sich dadurch eine negative Bilanz bei dem Minderungspotential für CO₂-Emissionen, da die strombasierten Verdichter und Vorwärmer nicht gezielt in Stunden mit einem hohen Stromangebot aus erneuerbaren Energien eingesetzt werden können. Der Strombezug erfolgt daher auch häufig in Stunden, in denen konventionelle Energieträger zur Strombereitstellung nötig sind. Die damit verbundenen CO₂-Emissionen übersteigen die der RT, die mit 195 g CO₂/kWh_{Verdichtungsarbeit} einen vergleichsweise geringen Emissionsfaktor aufweist. Selbst der bessere Wirkungsgrad der SKO kann dies nicht kompensieren. Die Integration dieser SKO wirkt sich dementsprechend erst bei hohem Anteil erneuerbarer Energien in der Stromversorgung positiv auf die Treibhausgasminderung aus. Vorteilhaft ist jedoch der Einsatz der SKO hinsichtlich der Primärenergienutzung, insbesondere, wenn die durchschnittlichen Primärenergieverbräuche betrachtet werden. In diesem Fall wird ein Minderungspotential in Höhe von 54 % (2030) bzw. 60 % (2050) erreicht, was auf die deutlich höhere Effizienz der SKO zurückzuführen ist.

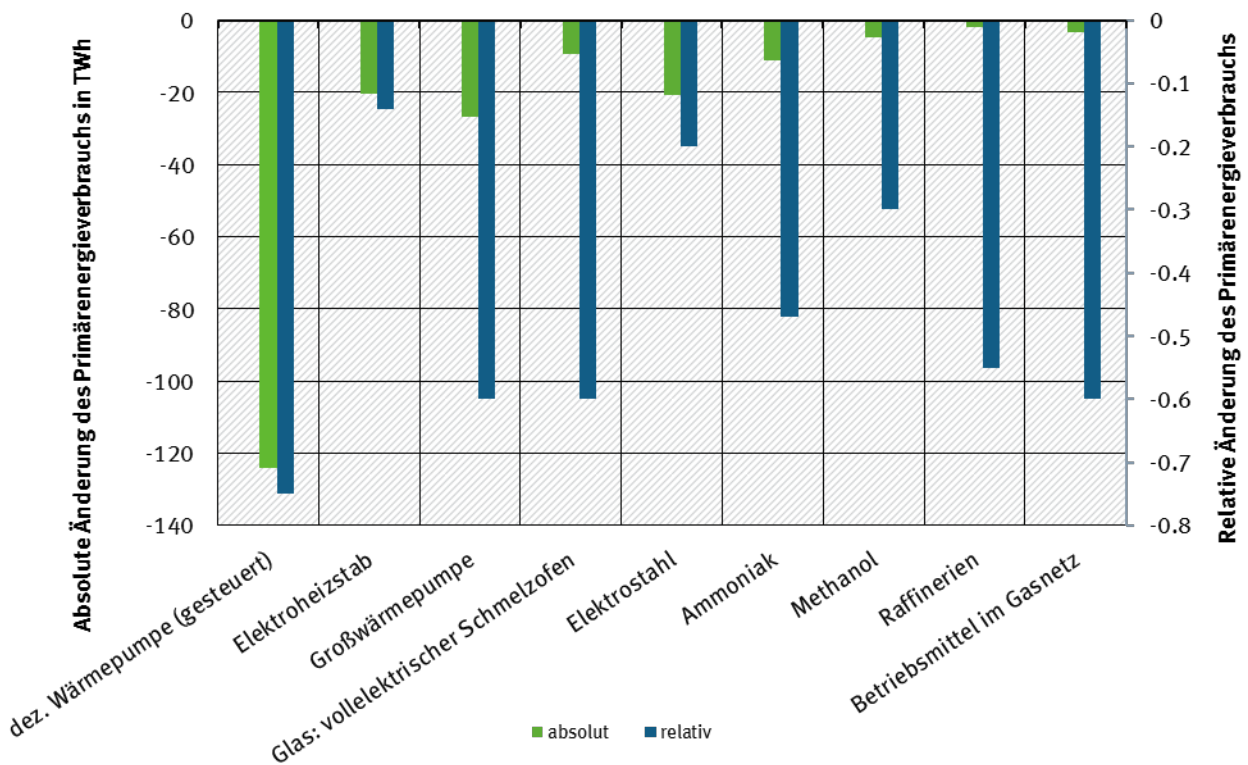
5.8.5 Zusammenfassung

Um die Minderungspotentiale für die verschiedenen Anwendungsfelder zu vergleichen, sind diese in Abbildung 53 bis Abbildung 56 graphisch gegenübergestellt. Bei der Interpretation der Abbildungen ist darauf zu achten, dass sowohl das absolute als auch das relative Minderungspotential ausgewiesen ist, da die Anwendungen nicht den gleichen Endenergiebedarf aufweisen und somit nicht direkt vergleichbar sind. Die absoluten Potentiale zeigen somit die Mengen an, die eingespart werden und die relativen Potentiale geben wider, wie viel Prozent von dem Verbrauch bzw. der CO₂-Emissionen der RT in dem Anwendungsfeld eingespart werden.

Aus Abbildung 53 zeigt sich in den Bereichen Wärmebereitstellung, Industrie und Gasnetz, dass absolut gesehen die meiste Primärenergie im Wärmebereich und bei der Elektrostahlproduktion einge-

spart werden kann, wenn dort SKO zum Einsatz kommen. Relativ gesehen tragen gesteuerte dezentrale Wärmepumpen, Großwärmepumpen, vollelektrische Schmelzöfen bei der Glasherstellung und Betriebsmittel im Gasnetz in dem jeweiligen Anwendungsfeld zu Einsparungen von über 60 % bei.

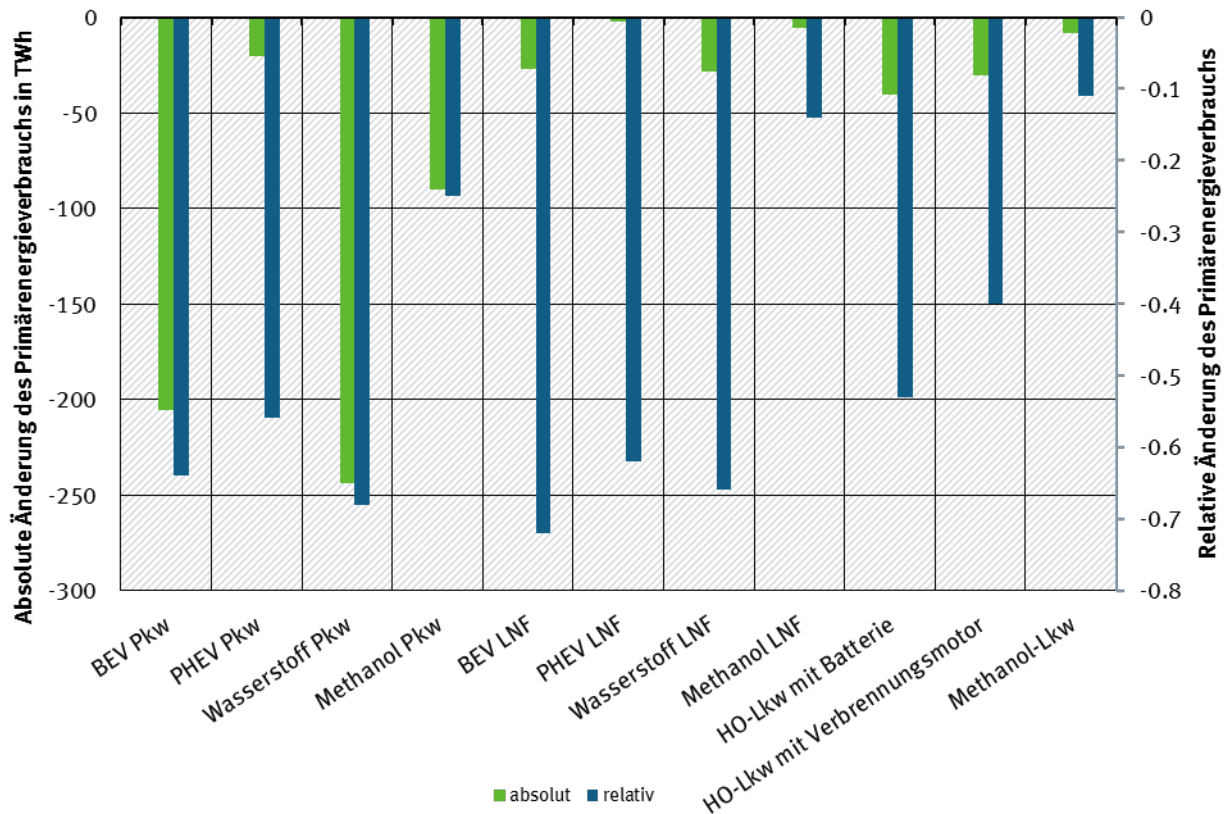
Abbildung 53: Änderung des Primärenergieverbrauchs in der Wärmebereitstellung, Industrie und im Gasnetz im Jahr 2050 (Berechnung basiert auf Durchschnittswerten) (basierend auf AMS-Rahmendaten)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI und DVGW-EBI

In Abbildung 54 sind die Primärenergieverbrauchsminderungen im Mobilitätsbereich dargestellt. Die absolute Minderung fällt für BEV und Wasserstoff-Pkw sehr hoch aus. Die relative Einsparung ist zudem bei den LNF groß, wenn dort BEV, PHEV oder Wasserstoff-Fahrzeuge zum Einsatz kommen. Unter den Lkw bietet der HO-Lkw mit Batterie das höchste Einsparpotential.

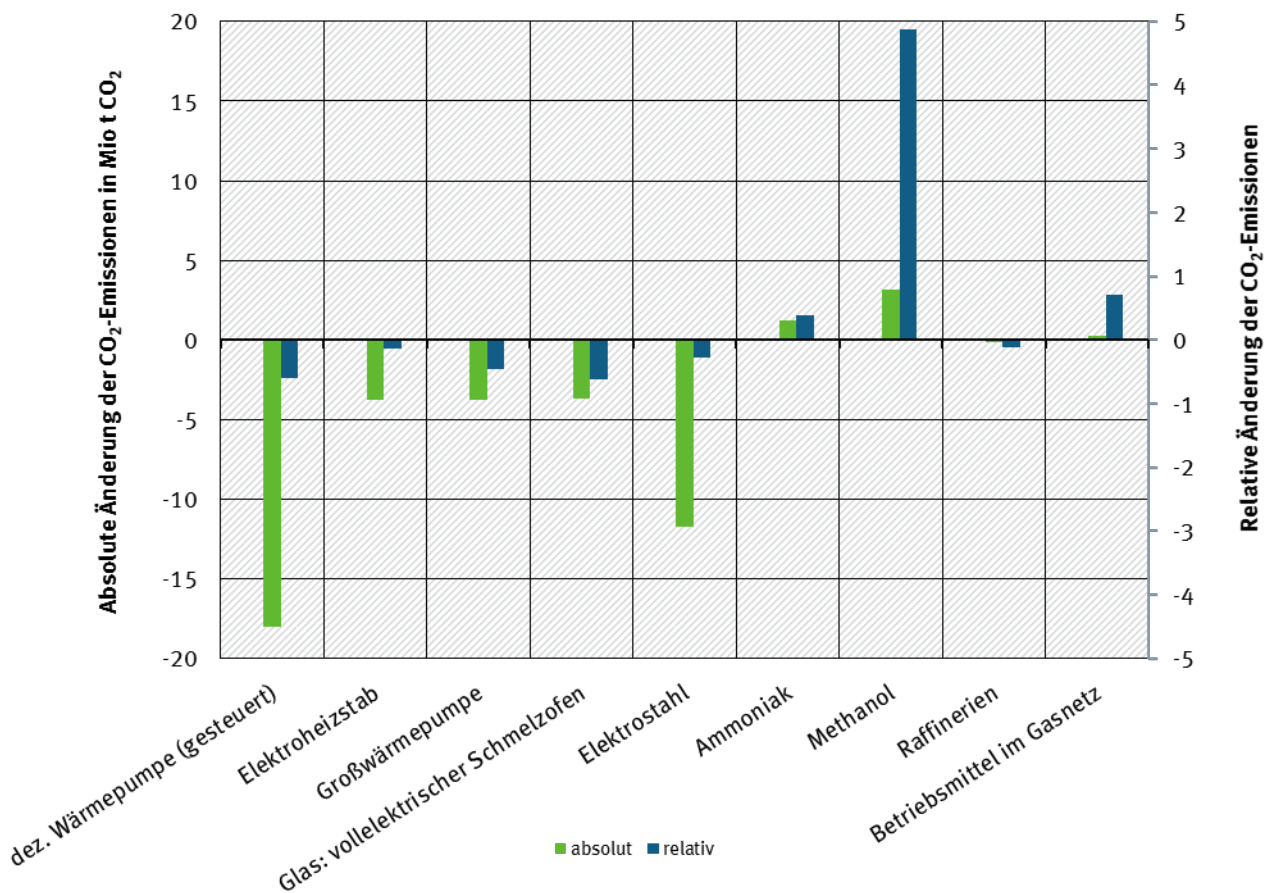
Abbildung 54: Änderung des Primärenergieverbrauchs in der Mobilität im Jahr 2050 (Berechnung basiert auf Durchschnittswerten) (basierend auf AMS-Rahmendaten)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Die Einsparungen an durchschnittlichen CO₂-Emissionen unter den Rahmenbedingungen des AMS zeigen Abbildung 55 und Abbildung 56. Das höchste Einsparpotential in den Bereichen Wärmebereitstellung, Industrie und Gasnetz in Höhe von rund 18 Mio. t CO₂ kann durch den Einsatz gesteuerter Wärmepumpen erzielt werden. In der Industrie ergibt sich aus der Nutzung von Elektrostahl ein hohes absolutes Einsparpotential von 11,7 Mio. t CO₂, siehe Abbildung 55. Relativ gesehen ist das Einsparpotential durch die Nutzung der SKO in der Glasindustrie am höchsten. Deutlich wird, dass bei der Ammoniak- und Methanolproduktion und bei den Betriebsmitteln im Gasnetz die Einsparung negativ wird, d. h. die CO₂-Emissionen steigen hier durch die Nutzung der SKO. Sehr extrem fällt dieser Effekt bei der Methanolproduktion aus. Grund hierfür ist, dass trotz Verlagerungsmöglichkeiten bei der Stromnachfrage ein konstanter Prozess mit Wasserstoff bedient werden muss, sodass auch in Stunden mit hohen CO₂-Emissionen Strom bezogen werden muss. Zudem wird das CO₂ aus der Luft gewonnen, sodass die strombasierte Methanolherstellung einen sehr energieintensiven Prozess darstellt.

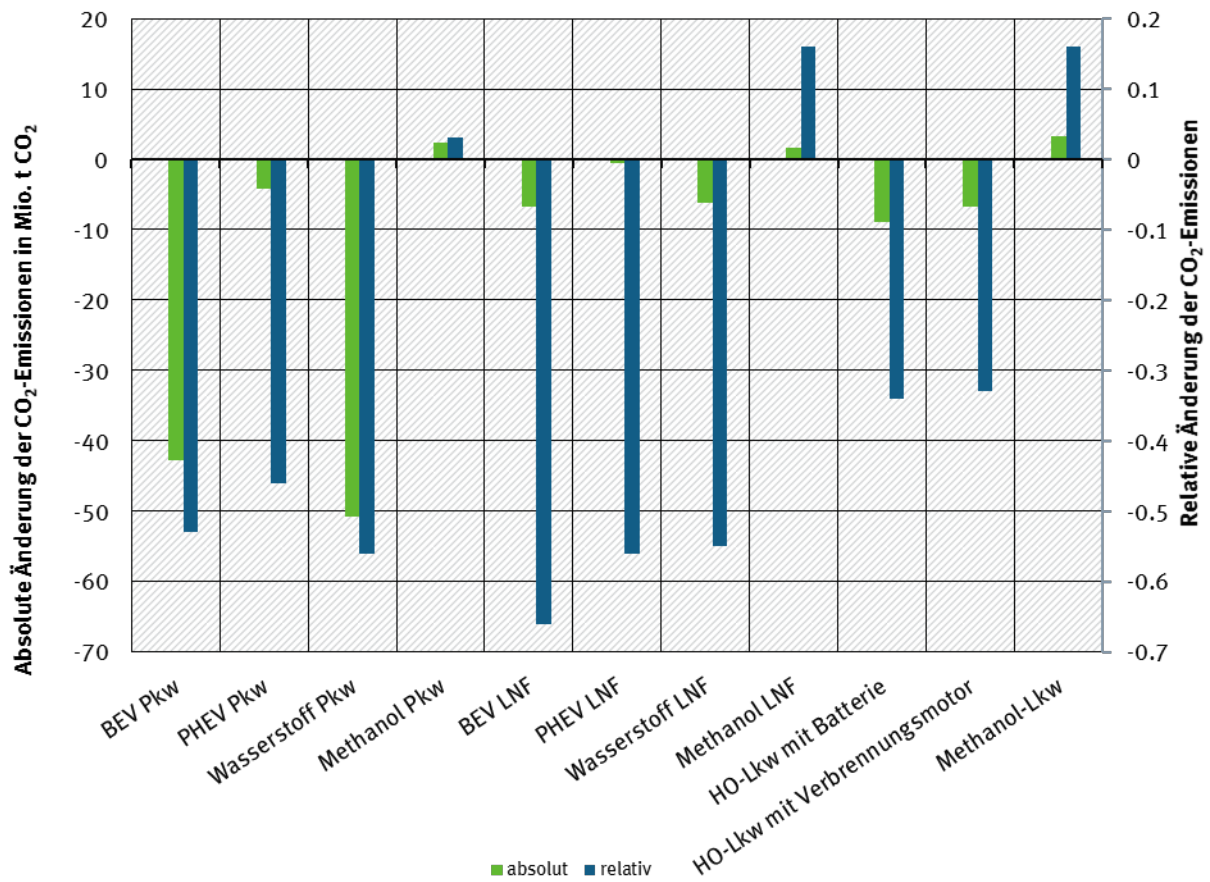
Abbildung 55: Änderungen der CO₂-Emissionen in der Wärmebereitstellung, Industrie und im Gasnetz im Jahr 2050 (Berechnung basiert auf Durchschnittswerten) (Einsparung -, Verschlechterung +) (basierend auf AMS-Rahmendaten)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI und DVGW-EBI

Das absolute Einsparpotential für 2050 ist im Mobilitätssektor bei BEV-Pkw und Wasserstoff-Pkw am höchsten, siehe Abbildung 56. Wasserstoff schneidet hier trotz höherer Umwandlungsverluste gegenüber den BEV-Pkw gut ab, da die Stromnachfrage zur Wasserstoffproduktion gesteuert wird und somit häufig erfolgt, wenn erneuerbare Energieträger Strom einspeisen. In 2030 ergeben sich im Gegensatz dazu noch Vorteile für BEV-Pkw im Durchschnittsfall und im Fall der Grenzwert-Betrachtung. Das relative Minderungspotential ist für Pkw, aber auch für LNF sehr hoch. Die Nutzung von Methanol führt jedoch sowohl für Pkw und LNF als auch für Lkw zu einer negativen Minderung, d.h. zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen. Dies deckt sich mit den Ergebnissen der Methanolherstellung für die Industrie, siehe Abbildung 55.

Abbildung 56: Änderung der CO₂-Emissionen in der Mobilität im Jahr 2050 (Berechnung basiert auf Durchschnittswerten) (Einsparung -, Verschlechterung +) (basierend auf AMS-Rahmendaten)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

6 Methodik der wirtschaftlichen Bewertung

6.1 Überblick Bewertungsansatz

Eine verstärkte Kopplung der Stromerzeugung mit den heute noch zum größten Teil auf fossilen Energieträgern basierenden Anwendungsbereichen in Industrie, privaten Haushalten und Verkehr wird Folgen für Wirtschaft und Gesellschaft nach sich ziehen. Diese manifestieren sich zum einen im Investitionsbedarf für neue Anlagen sowie für die Umrüstung und ggf. die Entsorgung bestehender Anlagen und zum anderen in sich ändernden Betriebskostenstrukturen. Neben diesen monetär fassbaren volks- und betriebswirtschaftlichen Umstellungen bietet eine verstärkte Sektorkopplung jedoch auch das Potential, die gesellschaftlichen Lasten durch die negativen Umweltauswirkungen von Industrie, Privathaushalten und Mobilität über die Effizienzpotentiale der heute verwendeten Energiequellen hinaus zu senken.

Diese beiden Wirkungen, d. h. die ökonomische und ökologische Effizienz der vorgeschlagenen Maßnahmen zur Sektorkopplung werden in diesem Abschnitt näher beleuchtet. Damit erfasst das erarbeitete Bewertungsverfahren zwei der drei Säulen der Nachhaltigkeit. Die mit dem Brundtland-Report 1991 postulierte dritte Säule der sozialen Nachhaltigkeit wird hier weitgehend ausgeklammert. Allerdings ist auch nicht zu erwarten, dass eine bloße Änderung an der technischen Systemkonfiguration des Energiesystems der benannten Sektoren einen wesentlichen Einfluss auf Einkommensverteilung, Beschäftigung oder sonstige soziale Kenngrößen hat. In Einzelfällen wie der verstärkten Nutzung lokaler Energieerzeuger, dem Raffinieren von Rohöl oder der Fahrzeugproduktion könnten Verteilungseffekte jedoch durchaus auftreten.

Da hier in der Studie eine Politikberatung erfolgt, werden die Kosten nicht aus einer betriebswirtschaftlichen Bewertung, sondern aus der Perspektive von politischen Entscheidungsträgern (den sogenannten Systemkosten) betrachtet.

Entsprechend dieser Zielsetzung gliedert sich die vorgestellte Methodik in folgende Bereiche:

Systemanalytische Kosten: Bewertung der eingesetzten Produktionsfaktoren in Form finanzieller Kosten der Wirtschaftssektoren (Kapitel 6.2).

Umweltkosten: Monetäre Bewertung der wichtigsten Wirkungsbereiche der Sektoren auf Mensch und Umwelt (Kapitel 6.3).

Die Analyse bezieht sich auf das Territorium der Bundesrepublik Deutschland. Eine Differenzierung in unterschiedliche räumliche Einheiten wird generell nicht vorgenommen. Lediglich im Bereich der sozialen Kosten der Luftverschmutzung wird die räumliche Nähe von Emissions- und Immissionsorten im Rahmen der Bewertungsätze berücksichtigt.

Das Basisjahr für die Analyse ist 2014, falls erforderlich werden jedoch Daten früherer Jahre zur Schätzung der Werte für 2010 verwendet. Als Zieljahre werden die Jahre 2030 und 2050 betrachtet.

Die Rahmendaten und Endenergieverbräuche für diese Jahre und die hier betrachteten Anwendungsbereiche werden dem Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (AMS) und dem Klimaschutzszenario 95 % (KS95) des Klimaschutzszenario 2050 (2. Runde, Öko-Institut, Fraunhofer ISI, 2015) entnommen. Die Mengengerüste (Anzahl Anlagen, Fahrzeuge etc.) der Sektorkopplungs-Szenarien werden als Differenz zur Referenzentwicklung angegeben. Damit wird die Anzahl der zu betrachtenden Szenarien und entsprechend die Komplexität des Bewertungsverfahrens reduziert.

6.2 Systemanalytische Bewertung

6.2.1 Systemkosten

Zur ökonomischen Bewertung der Sektorkopplungsmaßnahmen werden neben den später beschriebenen Umweltkosten die systemanalytischen Kosten als Basis genommen. In Anlehnung an Breitschopf et al. (2011) und Breitschopf et al. (2017) werden diese folgendermaßen festgelegt: Systemanalytische Kosten umfassen alle direkten und indirekten Kosten der Realisierung von Sektorkopplungsmaßnahmen, denen ein unmittelbarer oder mittelbarer Ressourcenverbrauch gegenübersteht. Die direkten Kosten erfassen die zur Erstellung und zum Betrieb einer Sektorkopplungstechnik benötigten Ressourcen (z. B. an Arbeitsleistungen, Betriebsmitteln und Werkstoffen). Die indirekten Kosten sind Folgekosten der Anlagenerstellung oder des Anlagenbetriebs, insbesondere Infrastrukturkosten (z. B. Netzausbau)⁴⁸. Sie werden dem Nutzen gegenübergestellt. Nutzenkomponenten sind in dieser Studie Einsparungen an Energie und Vermeidung von THG-Emissionen und lokalen Emissionen in der Nutzungsphase. Für jede der betrachteten SKO wird damit eine wirtschaftliche Sichtweise unter Hinzunahme jeweils relevanter volkswirtschaftlicher Komponenten (Netze etc.) eingenommen. Die passende Systemabgrenzung ist dabei für jede Technologielinie individuell zu definieren.

Systemanalytische Kosten werden unabhängig davon ermittelt, welche Akteure damit belastet werden. Derartige Verteilungseffekte werden in dieser Studie nicht behandelt. Ebenfalls nicht thematisiert werden makroökonomische Effekte. Diese umfassen gesamtwirtschaftliche Auswirkungen auf Investitionen, Umsatz, Importe, Bruttoinlandsprodukt und Beschäftigung. Durch den Einsatz von SKT könnten sich beispielsweise Produktpreisänderungen ergeben, die sich auf die nationale und internationale Wettbewerbsfähigkeit auswirken, wodurch Effekte auf Umsätze und Arbeitsplätze, auch in vorgelagerten Wertschöpfungsbereichen, entstehen.

6.2.2 Systemanalytische Betrachtung der Kosten der SKO mit einer Referenztechnologie

Bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Sektorkopplungs-Optionen (SKO) wird eine Differenzkostenbetrachtung von einer Referenztechnik (RT) und SKO vorgenommen. Dies ist eine übliche Vorgehensweise. Für die festgelegten Stützjahre (2030, 2050) wird jeweils für die Referenztechnik und die SKO die Annuität der Investition mit einem volkswirtschaftlichen Zinssatz berechnet und die beiden Anlagen hinsichtlich der fixen und variablen Kosten für das Stützjahr kalkuliert. Dies wird für jede RT und SKO separat durchgeführt, d. h. es werden keine Kombinationen mehrerer Technologien betrachtet. Neben den Kosten werden die Emissionen, die beim Betrieb der RT anfallen, mit denen verglichen, die durch den Einsatz der SK-Option entstünden. Mit der erzielten THG-Minderung lassen sich hieraus die Kosten pro vermiedener tCO_{2eq} erheben (bzw. die spezifischen Kosten der Energieeinsparung berechnen). Durch den Vergleich der Minderungskosten der einzelnen Maßnahmen leitet sich eine wirtschaftliche Rangfolge ab. Systemdifferenzkosten und -nutzen spiegeln letztlich die Effizienz der gesamtwirtschaftlichen Ressourcenallokation wider (Breitschopf et al. 2011).

⁴⁸ Siehe zu einer umfassenden Diskussion aller möglichen Kosten von Maßnahmen Breitschopf et al. (2014).

6.2.3 Abgrenzung zwischen volks- und betriebswirtschaftlichen Kosten

Die betriebswirtschaftliche Bewertung befasst sich generell mit dem wirtschaftlichen Handeln der Unternehmen. Dabei sind volkswirtschaftliche Aspekte wie Finanzmarktbedingungen, Steuern, Abgaben und Subventionen vorgegebene, exogene Größen, die in die Bewertung einfließen.

In einer volkswirtschaftlichen Bewertung stellt sich die Frage, wie die Volkswirtschaft im Sinne einer optimal funktionierenden Gesamtwirtschaft unter vorgegebenen Zielgrößen wie Wirtschaftswachstum aussehen sollte. Volkswirtschaftliche Größen wie Steuern und Zinsen werden dabei als Steuerungsoptionen für das Handeln von Unternehmen gesehen, die entsprechend zu setzen sind.

Welchen Einfluss Steuern, Abgaben und Umlagen haben können, sieht man beispielhaft am Haushaltsstrompreis. Im Jahre 2014 waren in Deutschland Erzeugung, Transport und Vertrieb für 48 % der Stromrechnung eines Haushaltes verantwortlich, während 52 % auf Steuern, Abgaben und Umlagen (wie EEG-Umlage, KWK-Aufschlag, Konzessionsabgabe, Mehrwertsteuer usw.) entfallen sind (Daten errechnet aus BDEW 2014c).

Die hier vorliegende Studie geht von der Grundfrage aus, wie das Energiesystem optimal ausgestaltet sein sollte, um die energie- und klimapolitischen Ziele aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive am sinnvollsten zu erreichen. Dabei geht es in erster Linie um die kostenbasierte Bewertung von Maßnahmen der Sektorkopplung. Da direkte und indirekte Steuern, Abgaben und Subventionen nur einen Transfer von Finanzmitteln zwischen Haushalten und Unternehmen sowie dem Staat darstellen, werden sie nicht als volkswirtschaftliche Kosten betrachtet. Dies ist eine gängige Vorgehensweise bei derartigen Fragestellungen, siehe z. B. Ostertag et al. (2000).

6.2.4 Berücksichtigte Kosten

Bei der Berechnung der Kosten der SKO werden alle Kosten (Investitionen, fixe und variable Kosten) ohne direkte sowie indirekte Steuern und den Abgaben auf Endenergieträger und THG-Emissionen berücksichtigt. CO₂-Zertifikatskosten werden bei den Berechnungen der SKO ebenfalls nicht betrachtet. Sie sind methodenbedingt bereits in den hinterlegten Strompreisen eingepreist. Die Klimaschuttszenarien setzen ja CO₂-Minderungsziele und optimieren dann das Stromsystem, wobei Änderungen zur Erreichung der Minderungsziele sich in höheren Strompreisen widerspiegeln. Da die RT allerdings kein Ergebnis einer Optimierung ist müssen hier die CO₂-Zertifikatspreise eingepreist werden.

Da weiterhin die Umweltkosten separat kalkuliert werden, und diese u. a. die externen Kosten des Klimawandels beinhalten, würde durch eine Integration der Zertifikatspreise eine doppelte Berücksichtigung erfolgen. Neben den auf Endenergieträgern und THG-Emissionen anfallenden Steuern und Abgaben wird die Mehrwertsteuer ebenfalls nicht in die Kalkulation der Kosten integriert, weil sie von der Höhe relevant sind und die Bereinigung der Kosten um diese einfach zu realisieren ist.

Andere direkte und indirekte Steuern (z. B. auf Personal) werden in vielen Studien nicht getrennt aufgeführt. Ihre Erhebung ist dementsprechend mit einem hohen Aufwand verbunden, und sie spielen an den Gesamtkosten bei den ausgewählten Energietechnologien i. d. R. nur eine sehr untergeordnete Rolle (neben energie- und klimapolitischen Steuern und Abgaben sind Anlageninvestitionen und Ausgaben für Energieträger i. d. R. die relevantesten Größen; siehe Beispiele in Wietschel et al. 2015c). Indirekte Steuern werden auch nicht aus einer energie- und klimapolitischen Motivation heraus erhoben, und sie werden sich entsprechend durch eine Neujustierung der Energiequellen nicht systemrelevant ändern. Deshalb werden diese Art der Steuern und Abgaben aus den Datenquellen nicht heraus gerechnet. Indirekte Subventionen wie F&E-Förderung sind ebenfalls i. d. R. kaum mit vertretbarem Aufwand zu erfassen und in ihren Wirkungen zu berechnen.

Eine erweiterte Diskussion über verschiedene Ansätze bei systemanalytischen bzw. volkswirtschaftlichen Kosten findet man in Böhringer (1999).

6.2.5 Zinssatz

Ein üblicher Ansatz zur Ermittlung des volkswirtschaftlichen Zinssatzes ist, für die Berechnung die Renditen langfristiger deutscher staatlicher Schuldverschreibungen anzusetzen. Im Bundeshaushalt überstiegen in den letzten Jahrzehnten die Ausgaben die Einnahmen. Der Bund schließt diese Lücke im jährlichen Haushalt durch Kreditaufnahmen. Aus der historischen Entwicklung lassen sich reale (inflationsbereinigte) Werte für die Renditen langfristiger deutscher staatlicher Schuldverschreibungen von -0,5 % bis +5 % ableiten⁴⁹. Aufgrund der im Stabilitäts- und Wachstumspakt der Europäischen Union festgelegten maximalen Neuverschuldung könnte auch ein höherer Ansatz bei den Zinssätzen für den Staat diskutiert werden (Konkurrenz von Staatsinvestitionen). Unterstellt man kurzfristige deutsche staatliche Schuldverschreibungen, sind niedrigere Werte begründbar. Aufgrund der Unsicherheit kann man die staatlichen realen Zinssätze von 0 % bis 5 % gut begründen. In der Impact-Assessment-Richtlinie der EU wird ein Zinssatz von 4 % empfohlen (siehe European Commission 2015).

Neben den realen Refinanzierungskosten drücken Zinssätze immer auch Unsicherheiten sowie zeitliche Präferenzen aus. Durch die Notwendigkeit einer schnellen Amortisierung der Investitionen drücken höhere Zinssätze ein höheres erwartetes Risiko und/oder eine höhere Risikoaversität aus. Ebenso erfordern sie die Rückzahlung der Investition durch die aktuelle Generation, und nicht erst durch zukünftige Generationen. In Abwägung der Argumente wird in der vorliegenden Studie ein volkswirtschaftlicher realer Zinssatz von 4 % gewählt.

Generell ist die Abzinsungsfrage bei Klimaschutzmaßnahmen sehr umstritten (siehe Böhringer 1999, Steinbach 2015, Arrow et al. 2012, Schwermer 2012). So führt Böhringer (1999) aus, dass es zu hinterfragen ist, inwieweit der heutige Marktzins, der durch die Präferenzen der gegenwärtig lebenden Wirtschaftssubjekte bestimmt wird, dem Nachhaltigkeitsgedanken gerecht wird. Der Zinssatz spiegelt nämlich die Präferenzen der gegenwärtigen Generationen über die erwünschte Verteilung von Konsummöglichkeiten bzw. Kosten des Klimaschutzes zwischen den Generationen wider. Je höher er ist, umso höher werden die Kosten von heutigen Klimaschutzmaßnahmen im Vergleich zu den Kosten zukünftiger Maßnahmen, die dann von den kommenden Generationen zu tragen sind, bewertet.

6.2.6 Kritische Diskussion

Wichtig ist festzuhalten, dass mit der Vorgehensweise nur eine sehr grobe Abschätzung der Systemkosten möglich ist. Weiterhin weicht die akteursspezifische wirtschaftliche Sichtweise (betriebswirtschaftliche Sicht der Unternehmen und der privaten Haushalte) davon ab. Dies ist bei den Transformationspfaden entsprechend zu berücksichtigen.

Bedeutsam ist weiterhin, dass die isolierte Betrachtung von SKO nicht hinreichend sein kann. Durch Wechselwirkungen zwischen den Einzelmaßnahmen kann das Minderungspotential geringer sein als die Summe der Einzelpotentiale (z. B. können sich verschiedene Maßnahmen im Verkehr gegenseitig beeinflussen oder sogar ausschließen). Dies ist zu prüfen und bei der Entwicklung konsistenter Transformationspfade zu integrieren.

⁴⁹ <https://www.oenb.at/Statistik/Standardisierte-Tabellen/Internationale-Vergleiche/Zinssaetze-und-Renditen/Renditen-langfristiger-staatlicher-Schuldverschreibungen.html>

Weiterhin ist zu betonen, dass die Systemkosten nicht immer sauber von den Umweltkosten, die im folgenden Kapitel diskutiert werden, abgegrenzt werden können. Gerade im Strompreis spiegelt sich durch den Trend hin zu Erneuerbaren zur Erreichung der Klimaschutzziele ein Stückweit auch Umweltkosten wieder.

6.3 Umweltkosten

6.3.1 Hintergrund

Die ökonomische Bewertung wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Aktivitäten hat eine lange Tradition. Sie dient zum einen dazu, die Auswirkungen wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Handelns auf einer allgemein vertrauten Skala darzustellen. Zum zweiten dient die monetäre Bewertung dem Vergleich von Projekten, Alternativen und Strategien. Im Rahmen von Investitionsentscheidungen findet die monetäre Bewertung von Umwelt- und Sicherheitswirkungen im Sektor Verkehr bereits seit einigen Jahrzehnten Anwendung; vertiefte Erkenntnisse über Effekte und Wirkungszusammenhänge erfordern jedoch eine stetige Überprüfung der verwendeten methodischen Ansätze.

Sofern die Akteure, die mit der Nutzung der Umwelt einhergehenden Wirkungen nicht – oder nicht ausreichend – in ihr ökonomisches Entscheidungskalkül einbeziehen, spricht man von externen Effekten. Die monetär bewerteten negativen Wirkungen bezeichnet man als externe Kosten. Charakteristisch für externe Kosten ist die Tatsache, dass nicht die Verursacher diese Kosten tragen, sondern Individuen (oder auch die Gesellschaft als Ganzes), die in keiner direkten oder indirekten Marktbeziehung zu den Verursachern stehen. Im Ergebnis stellt sich eine Situation ein, in der die Umwelt über ein ökonomisch optimales Maß hinaus beansprucht wird (Schwermer 2012, S. 10). Es handelt sich also um Effekte außerhalb bestehender Märkte. Beispiele hierfür sind die Inanspruchnahme, d. h. die Verschmutzung sauberer Luft, die Veränderung des Klimas oder sonstige Beeinträchtigungen Dritter.

Werden die Beiträge der Verursacher gesellschaftlicher Wirkungen für deren Abgeltung z. B. in Form zielgerichteter Steuern und Abgaben nicht in Abzug gebracht, und konzentriert sich die Bewertung auf Wirkungen auf Klima und Natur spricht man von Umweltkosten. Diese monetarisieren im Wesentlichen emittierte Klimagase und Luftschadstoffe, Landschaftsverbrauch und Zersiedelung. In der vorliegenden Bewertung wird der Begriff der Umweltkosten weiter eingeeengt, indem neben der Verkehrssicherheit auch die Komponenten Lärm, Landschaftsverbrauch und Zersiedelung aufgrund geringer Relevanz für die Umstellung von Energiesystemen unberücksichtigt bleiben.

Erste Ansätze zur Bewertung von Umwelt- und sozialen Effekten gehen bereits auf das frühe 20. Jahrhundert zurück. Mit dem Versuch, die Preisstrukturen im Verkehr nachhaltiger zu gestalten, vergab die Europäische Union bereits Ende der sechziger Jahre Studien zur monetären Bewertung externer Umwelteffekte. Mangels ausreichend verlässlicher Daten wurde dieses Vorhaben jedoch in den frühen 1990er Jahren wieder eingestellt. Erst mit der ersten Klimakonferenz in Rio de Janeiro 1991 und dem dafür erstellten Brundtland-Report der Vereinten Nationen erfuhr das Thema breite gesellschaftliche und politische Akzeptanz. Insbesondere in Europa wurden in der Folge große Studien durch Nationalstaaten, die Europäische Union (durch die Forschungsprojekte ExterneE/1998, QUITTS/1998, PETS/1999 und UNITE/2003) und überstaatliche Organisationen (Rothengatter et al. 1994 und Maibach et al. 2000) zum Thema Nachhaltigkeitsbewertung und externe Kosten des Verkehrs und der Energieversorgung erstellt.

In den vergangenen 15 Jahren wurden obige Studien zum Teil erweitert (Schreyer et al. 2004, van Essen et al. 2011 für die UIC und Maibach et al. 2008, Korzhenevych et al. 2014 für die EU-Kommission) und durch wissenschaftliche Veröffentlichungen ergänzt (Krewitt und Schломann

2006, Jochem und Doll 2015 etc.). In der praktischen Anwendung findet die Bewertung externer Effekte im Verkehr seit langem Anwendung in der Infrastrukturplanung. Durch die Quantifizierung von Umwelteffekten, Lärm, Sicherheit und weiteren Auswirkungen von Verkehrs-Infrastrukturprojekten lassen sich diese mit den direkten Kosten für Bau und Betrieb der Anlagen vergleichen und somit Prioritäten für die Investitionsplanung erstellen. Aktuelle Anwendungen in Deutschland sind die Bundesverkehrswegeplanung (siehe BMVi 2015) sowie standardisierte Bewertungen im Bereich des öffentlichen Nahverkehrs.

Mit der „Methodenkonvention zur Schätzung von Umweltkosten“, welche aktuell in der Version 3.0 erarbeitet wird, erstellt das Umweltbundesamt (UBA) eine allgemein anerkannte Methodik und abgestimmte Datenquellen zur Anwendung des Bewertungsprinzips in den Bereichen Verkehr und Energieerzeugung. Neben den Bereichen Klimagase, Luftschadstoffe und Lärm wendet sich diese Aktualisierung den Bereichen Baustoffe sowie der Landwirtschaft zu.

In der vorliegenden Studie wird das Prinzip der Bewertung von Umweltkosten herangezogen, um die Verknüpfung der Sektoren Verkehr, private Haushalte und Energie in gekoppelten Systemen zu analysieren. Die Studie deckt sich damit mit dem Geltungsbereich der in Erarbeitung befindlichen Methodenkonvention 3.0 des UBA. Entsprechend werden Wertansätze und Methodik dieser Veröffentlichung als Basis für die folgenden Empfehlungen herangezogen.

Diese Studie soll einen Überblick über methodische Ansätze, Anwendungsbereiche, Verfahren und Wertansätze für die monetäre Quantifizierung der externen Effekte der Energieerzeugung, des Verkehrs und der Gebäudeheizung liefern. Der gegenwärtige Stand der Informationen lässt noch einige Punkte im Bereich der numerischen Bewertung offen. Diese sind im weiteren Studienverlauf sowie in Diskussion mit den beteiligten Partnern festzulegen.

6.3.2 Allgemeine Grundsätze zur Bewertung von Umweltkosten

6.3.2.1 Auswahl der Kostenkategorien

Die klassischen Kategorien externer Effekte werden wie folgt behandelt:

Klimawirkungen: die Auswirkungen wechselnder Primärenergiequellen und Kraftstoffe auf den Ausstoß klimaschädlicher Treibhausgase (THG) ist unmittelbar. Klimawirkungen der betrachteten Technologien und Szenarien gehen entsprechend voll in die Bewertung ein.

Luftschadstoffe: Auch der Schadstoffeintrag in die Atemluft erfolgt oft direkt aus dem angewandten Kraftstoff und der verwendeten Technologie zur Energieerzeugung oder Mobilität. Allerdings sind die Folgen und Ausbreitungswege komplexer. Nichtsdestotrotz werden Luftschadstoffe voll umfänglich in die Betrachtungen einbezogen.

Lärm stellt ein geringeres Problem bei der Bewertung externer Kosten alternativer Energienutzungsformen dar. Unterschiede zu herkömmlichen Energienutzungsformen sind bspw. die geringere Geräuschemission von Elektrofahrzeugen in niedrigen Geschwindigkeitsbereichen unter 30-40 km/h oder die Lärmentwicklung bei Windrädern zur Stromerzeugung. Die Effekte sind jedoch gering und werden deshalb hier nicht betrachtet.

Sicherheit: Ein möglicher Einfluss von Energienutzungsformen auf die Verkehrssicherheit ist nur im Zusammenhang mit leisen Elektrofahrzeugen bekannt. Bei der Nutzung von Energieanlagen sind keine unmittelbaren (kurzfristigen) Sicherheitsunterschiede in der Betriebssicherheit bekannt. Entsprechend wird das Thema Sicherheit (im operativen Sinn) hier nicht weiterverfolgt.

Natur, Landschaft, Artenvielfalt, Trennwirkungen etc.: Diese Effekte beruhen zum überwiegenden Teil auf der Existenz von Verkehrsinfrastrukturen oder Kraftwerken. Ein Bezug zur Nutzung unterschiedlicher Energiequellen besteht nicht. Lediglich die Installation von Oberleitungen für Lkw entlang von

Autobahnen könnte zu gewissen optischen oder funktionalen Beeinträchtigungen von Naturräumen führen. Diese werden hier jedoch vernachlässigt.

Langfristige Risiken der Energieerzeugung. Hierzu zählen Unfallrisiken und das Endlagerproblem bei Nuklearanlagen, Umweltrisiken der Förderung von Öl und Gas aus nichtkonventionellen Quellen, Umweltrisiken der Braunkohle sowie Risiken während und nach dem Kohlebergbau (Ewigkeitslasten). Diese sind durchaus eng mit den verwendeten Energieträgern verknüpft. Eine Quantifizierung ist jedoch mit vielen methodischen Schwierigkeiten verbunden, da z. B. die Eintrittswahrscheinlichkeit vieler Effekte sehr niedrig und nur schwer bestimmbar ist. Die langfristigen Risiken werden deshalb qualitativ behandelt.

Folgen von Treibhausgasemissionen

Der Klimarat der Vereinten Nationen (Intergovernmental Panel on Climate Change IPCC) stellt in seinem fünften Zwischenbericht (Fifth Assessment Report, IPCC 2014) die große Wahrscheinlichkeit menschlich verursachter CO₂-Emissionen für die globale Erwärmung heraus. Etwa 30 % hiervon gehen auf das Konto des Verkehrs. Um die Erderwärmung in diesem Jahrhundert gegenüber der Durchschnittstemperatur 1980–1999 nicht über 2 °C ansteigen zu lassen, ist eine Reduktion der CO₂-Emissionen in allen Sektoren um 50–85 % bis 2050 gegenüber dem Emissionsstand im Jahr 2000 nötig. Im Verkehrsbereich peilt die EU eine Reduktion der THG-Emissionen von 60 % bis 2050 an (EU-Kommission 2011). Für Deutschland gibt es bisher keine sektoralen Reduktionsziele für THG-Emissionen. Im Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 (BMWi/BMU 2010) wird jedoch für den Sektor Verkehr das Ziel eines Rückgangs des Endenergieverbrauchs bis 2020 um rund 10 % und bis 2050 um rund 40 % (gegenüber 2005) postuliert.

Zum Thema THG-Emissionen der Elektrofahrzeuge stehen zahlreiche Arbeiten zur Verfügung, welche unter den Stichworten „Carbon Footprint“, „Ökobilanzierung“ oder „Lebenszyklusanalyse“ (Life Cycle Assessment) die Emissionen in verschiedenen Stadien der Fahrzeugherstellung, der Strom- und Kraftstoffbereitstellung sowie der Kraftstoffnutzung analysieren. Die Mehrheit der vorliegenden Studien befasst sich mit Well-to-Wheel(WTW)-Analysen, welche die entstehenden THG-Emissionen von der Bereitstellung von Kraftstoffen und der Stromerzeugung bis zu deren Nutzung im Fahrzeug betrachten. Speziell bei der Stromerzeugung ist hier eine enorme Bandbreite unterschiedlicher Kraftwerke zu berücksichtigen, die von traditionellen Kohle- und Gaskraftwerken bis zur CO₂-armen Erzeugung erneuerbarer Energien reicht. Für eine vollständige Abbildung der Emissionen während des gesamten Lebenszyklus der motorisierten Individualmobilität sowie im Bereich der Gebäudeheizung betrachten einige Studien zusätzlich den Prozess der Herstellung, Wartung und Entsorgung der Fahrzeuge (vgl. Peters et al. 2012, Doll et al. 2012).

Abschätzungen für die Umweltkosten im Wärmebereiche, z. B. durch Stromheizungen, finden sich in BMU (2013). Dort gibt es auch Abschätzungen für andere Bereich der Energieerzeugung.

Wirkungen von Luftschadstoffen

Im Straßenverkehr entstehen direkte Luftschadstoffemissionen durch die Verbrennung von Kraftstoffen, durch Brems- und Reifenabrieb sowie durch die Aufwirbelung von Staub. Deren Menge hängt von Fahrprofil und Emissionsstandard des Fahrzeuges ab. Außer dem Verkehr tragen noch andere Emissionsquellen von Schadstoffen wie Industrie und Haushalte zur lokalen Luftqualität bei. Da in der Luft chemische Umwandlungsprozesse stattfinden, wird die erzeugte Schadwirkung durch den Mix von Schadstoffen in der Luft und das vorherrschende Klima beeinflusst.

Obwohl es seit Anfang der 1990er Jahre durch die Einführung und sukzessive Verschärfung der Euro-Abgasnormen gelungen ist, die meisten Luftschadstoffemissionen des Straßenverkehrs drastisch zu senken, stellen diese in Ballungsräumen durchaus noch ein Risiko für die menschliche Gesundheit

dar. Adverse Gesundheitseffekte durch Feinstaub (PM) entstehen vor allem durch keine Partikel mit einem Durchmesser bis $2,5 \mu\text{m}$ ($\text{PM}_{2,5}$) oder sogar unter $0,1 \mu\text{m}$ ($\text{PM}_{0,1}$). Durch Eindringen in das Lungengewebe tragen diese erheblich zum Lungenkrebsrisiko und zu Atemwegserkrankungen bei (Schwermer 2012).

Die als Lungenreizgase eingestuften Stickoxide (NO_x) können die Infektionsanfälligkeit steigern und Lungenfunktionsstörungen auslösen. Außerdem gehört NO_x gemeinsam mit den flüchtigen organischen Verbindungen ohne Methan (NMVOC) zu den Vorläufersubstanzen für bodennahes Ozon, und bildet damit einen wesentlichen Baustein der Wirkungskategorie Sommersmog in der Lebenszyklusanalyse.

6.3.2.2 Weitere Wirkungskategorien

Für die Kopplung der Sektoren Energieerzeugung, Energienutzung und Verkehr sind neben den behandelten Effekten auf Gesellschaft und Umwelt weitere Größen relevant. Diese sind jedoch entweder schwierig zu quantifizieren oder von insgesamt untergeordneter Bedeutung. Im Folgenden werden überblicksartig die Bereiche Lärm und langfristige Risiken der Energiegewinnung umrissen. Eine Quantifizierung dieser Bereiche wird im Rahmen der vorliegenden Studie nicht vorgenommen.

Lärm

Lärm ist ein klassisches Problem motorisierten Verkehrs und betrifft die Bereiche Straße, Schiene und Luftfahrt gleichermaßen. Durch den Übergang von Verbrennungskraftstoffen zu elektrischen Antrieben kann die Lärmwirkung bei niedrigen Geschwindigkeiten reduziert werden (vgl. Peters et al. 2012). Für eine spürbare Wirkung ist hier jedoch ein großer Durchsatz der Flotten mit lärmarmen Fahrzeugen notwendig (vgl. Jochem und Doll 2015). Durch die Verpflichtung, elektrisch angetriebene Fahrzeuge ab 2018 mit künstlichen Geräuschen auszustatten, um die Verkehrssicherheit zu gewährleisten, wird dieser Effekt weiter reduziert. Entsprechend spielen Lärmeffekte für den Ersatz fossiler durch erneuerbare Energien im Verkehrsbereich eine vergleichsweise geringe Rolle.

Im Bereich Energie spielt die Lärmwirkung von Windanlagen eine zunehmend bedeutende Rolle in Auseinandersetzungen mit Bürgerinitiativen. Die tatsächliche Belästigungswirkung von Windrädern ist jedoch wissenschaftlich kaum ausreichend erforscht, sodass eine Einbeziehung in die vorliegende Studie nicht sinnvoll erscheint.

Langfristige Folgen der Energiegewinnung

Die Erschließung unkonventioneller Quellen fossiler Energierohstoffe birgt langfristige Unfall- und Umweltrisiken, welche in den externen Kosten in der Regel nicht voll berücksichtigt werden. Grundsätzlich wird unterstellt, dass Unfallfolgen versichert sind und somit interne Kosten der Energiewirtschaft darstellen. Dies ist jedoch nur bedingt der Fall. Insbesondere die Übernahme der langfristigen Kosten der nuklearen Energieversorgung ist sowohl in Deutschland als auch im Ausland nicht geklärt. Die ungedeckten langfristigen Folgekosten der Energieversorgung ändern sich entsprechend der Wahl zukünftiger Energiequellen und beinhalten:

Unfall- und Endlagerrisiken der nuklearen Stromerzeugung

Umweltschäden durch die Öl- und Gasgewinnung aus schwer zugänglichen Quellen (Tiefsee, Ölsande, Fracking etc.)

Minenunfälle beim Kohleabbau (Steinkohle unter Tage), Landschaftsschäden beim Braunkohletagebau sowie die langfristigen Erhaltungsbedarfe und Landschaftsschäden durch den Ausstieg aus dem Steinkohle-Bergbau (Ewigkeitskosten).

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit ist eine Bewertung dieser Wirkungskategorien weder vorgesehen noch möglich. Aufgrund deren Bedeutung wird jedoch angeregt, diese Kategorien analog zum Einbezug von Vor- und Nachlaufkosten der Energienutzung und Fahrzeugproduktion angemessen zu bewerten und in die Methodik der Ermittlung sozialer oder externer Kosten aufzunehmen.

6.3.2.3 Grenz-, Durchschnitts- und Gesamtkosten

Grundsätzlich werden in der Ökonomik zwei Varianten des Ausweises externer Kosten verwendet:

Grenzeffekte (oder Grenzkosten) bezeichnen die Wirkungen, die eine zusätzlich erbrachte Leistungseinheit über das bestehende Niveau von Wirkungen hinaus erzeugt. Je nach Art des Effektes können Grenzeffekte mit zunehmender Systembelastung sinken (degressive Effekte, z. B. Lärm) oder steigen (progressive Effekte, z. B. Stau). Durch diese Eigenschaften lassen sich Grenzeffekte, und damit auch Grenzkosten, nicht einfach zu Gesamtwirkungen addieren. Grenzeffekte beziehen sich somit immer auf kurzfristige Entscheidungen, wie bspw. das Zuschalten eines zusätzlichen Kraftwerks, die Entnahme einer zusätzlichen Energieeinheit oder die Durchführung einer zusätzlichen Fahrt. Informationen über Grenzkosten können für die Ausgestaltung von Anreizsystemen damit von großem Wert sein. Für strategische Entscheidungen sind Grenzkosten hingegen weniger geeignet.

Durchschnittseffekte (oder Durchschnittskosten): Diese ergeben sich durch die Division der Gesamteffekte (oder Gesamtkosten) im System durch die erbrachten Leistungseinheiten (Fahrzeug-, Personen-, oder Tonnenkilometer im Verkehr, Kilowattstunden, Primärenergieeinsatz etc. bei der Energieerzeugung). Informationen über Durchschnittskosten eignen sich damit zum Vergleich gesamter Systeme oder Szenarien mit größeren Änderungen der Angebots- und Nachfragestrukturen wie auch für längerfristige strategische Entscheidungen. Bei der Differenzierung von Durchschnittskosten lassen sich diese ebenfalls für die Gestaltung von Preis-, Regulierungs- oder Anreizsystemen heranziehen.

Im vorliegenden Projekt wird grundsätzlich auf das Konzept der Durchschnittseffekte (bzw. Durchschnittskosten) bei der Bewertung der externen Wirkungen gekoppelter Systeme aus den Bereichen Energieerzeugung, Verkehr, Industrie und private Haushalte zurückgegriffen.

6.3.2.4 Schadens- versus Vermeidungskosten

Die Durchführung wirtschaftlicher Aktivitäten wie Verkehr und Energieerzeugung/Umwandlung führen immer auch zu Kosten. Diese äußern sich in verschiedenen Formen: Einnahmeausfälle (z. B. bei Ernteverlusten), Heil- oder Reparaturkosten (z. B. Krankenhausaufenthalte, Gebäudereparaturen), Kosten zur Prävention von Schäden (z. B. Schallschutzmaßnahmen), aber auch immaterielle Schäden wie zum Beispiel Einbußen der Lebensqualität (z. B. bei Schmerzen oder Lärmbelästigungen) oder das Leid von Angehörigen bei Erkrankungen (z. B. Lungenschädigungen) oder verkürzter Lebenserwartung.

Vorzugsweise werden diese Schäden direkt ermittelt oder indirekt durch Befragungen und Marktbeobachtungen geschätzt (Schadenskostenansatz). Dies ist aber nicht immer möglich. Bei sehr langfristigen und räumlich weit verteilten Effekten mit komplexen Wirkungszusammenhängen greift eine Ermittlung von Schäden oft zu kurz. In diesen Fällen bedient man sich behelfsmäßig der kostenseitigen Bewertung von Reduktionsszenarien des untersuchten Effekts unter einem vorgegebenen Zielwert. Diese Methode ist oft besser durchführbar als der Schadenskostenansatz, unterliegt jedoch der Schwierigkeit, dass die verwendeten Grenzwerte, auf die die direkten Wirkungen reduziert werden sollen, eher politisch als wissenschaftlich motiviert sind.

In der vorliegenden Studie werden die Folgekosten der Luftverschmutzung durch den Schadenskostenansatz bewertet. Hier kann auf etablierten Dosis-Wirkungs-Beziehungen aufgesetzt werden, welche die Gesundheitsfolgen verschiedener Schadstoffe auf den Menschen bewerten.

Eine Abschätzung der Schadenskosten durch den Ausstoß von Treibhausgasen ist demgegenüber schwieriger. Denn eine Vielzahl von Effekten auf die menschliche Gesundheit, die Landwirtschaft und Ökosysteme mit zahlreichen Wechselwirkungen und möglichen Anpassungsstrategien bedingen eine breite Streuung solcher Abschätzungen. Ferner müssen durch den langen Verbleib von Treibhausgasen in der Atmosphäre (bis zu 90 Jahren für CO₂) Zeiträume von vielen Jahrzehnten berücksichtigt werden. Schließlich handelt es sich bei den Effekten des Klimawandels um globale Phänomene, welche Gesellschaften mit sehr unterschiedlichen Einkommensniveaus sowie finanziellen und technologischen Möglichkeiten treffen. Entsprechend wird für die Bewertung der Klimawirkungen der SKO entsprechend den Vorgaben der Methodenkonvention 2.0 (Schwermer 2012, Anhang B) eine Kombination aus Schadens- und Vermeidungskosten herangezogen.

6.3.2.5 Diskontraten und Equity Weighting

Wie oben beschrieben müssen zur Bewertung von Klimafolgekosten sehr lange Zeiträume betrachtet werden. Hierbei spielt es eine wesentliche Rolle, wie sehr zukünftige Schäden in heutigen Entscheidungen Berücksichtigung finden. Dies wird durch Diskontraten, also den Zinsen, die zur Umrechnung zukünftiger Zahlungsströme auf heutige Zeiträume herangezogen werden, berücksichtigt. Eine Diskontrate von 0 % bedeutet beispielsweise, dass zukünftige Nutzen und Schäden in voller Höhe in die heutigen Entscheidungen einfließen. Demgegenüber wird in volkswirtschaftlichen Rechnungen oft ein Zinssatz in Höhe langfristiger Staatsanleihen verwendet. Infolge der anhaltenden Niedrigzinsphase sanken die Renditeerwartungen für zehnjährige Staatsanleihen bspw. von ca. 5,5 % um 2010 bis unter 2 % 2016. Mit Blick auf den Ausgleich der Interessen aktueller und zukünftiger Generationen empfiehlt das Umweltbundesamt eine niedrige Diskontrate von 1 % (Schwermer 2012, Anhang B).

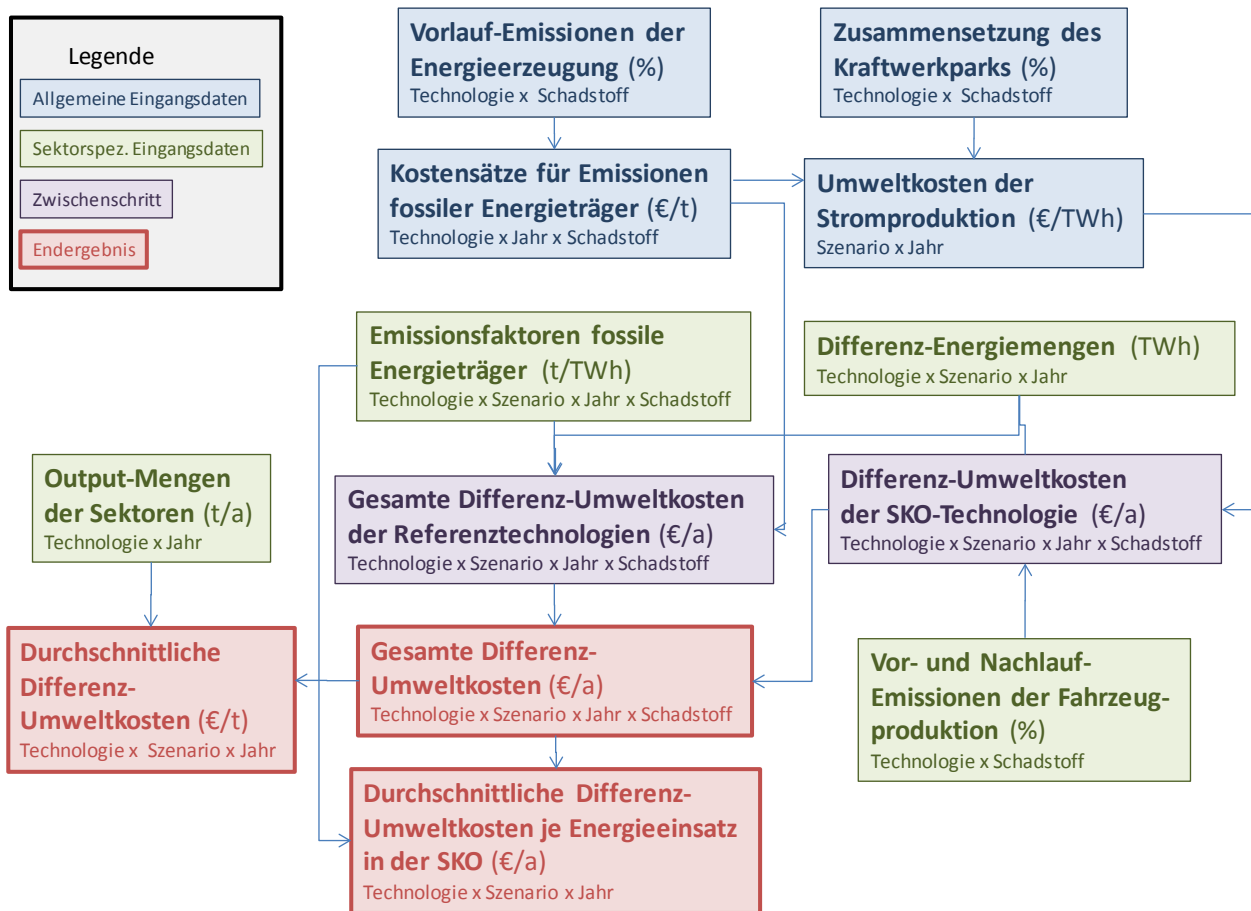
Ähnlich wie bei der Bewertung von Verkehrsunfällen werden Gesundheits- und Todesfolgen infolge von Umwelt- und Klimarisiken durch den statistischen Wert eines Menschenlebens (Value of Statistical Life VSL) abgeschätzt. Dieser Wert, der für Europa im Mittel auf etwa 1,6 Mrd. € je Todesfall geschätzt wird, wird i. d. R. durch Befragungen (Contingent Valuation Method – CVM) bestimmt. Die Schätzwerte sind fast vollständig proportional zum Einkommensniveau der befragten Bevölkerungsgruppe. Bei der globalen Schätzung von Klimaschäden ergibt sich damit das Problem, dass gerade die ärmeren Länder der südlichen Hemisphäre, welche am stärksten vom Klimawandel betroffen sind, nur wenig ins Gewicht fallen. Durch das Equity Weighting, bei dem die Schadenskosten umgekehrt proportional zum Einkommensniveau gewichtet werden, lässt sich diese Verzerrung korrigieren, und so ein konsistentes Bild der weltweiten Schadenshöhe erzeugen. Die so ermittelten Kosten können bis zum Zehnfachen des ungewichteten Schadenswertes betragen. Entsprechend der Empfehlungen aus Schwermer (2012) werden im Folgenden Klimaschadenskosten mit Equity-Weighting herangezogen.

6.3.3 Struktur des Ansatzes

Die Bewertung der umweltrelevanten Kosten durch den Einsatz von SKO basiert im Wesentlichen auf den Empfehlungen der Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten des UBA (Schwermer 2012). Für die Sektoren Verkehr, Industrie und Gebäudeheizung und deren einzelne Technologien werden jeweils die Einsparungen oder Mehrbedarfe an fossilen Kraft- und Brennstoffen sowie an

Elektrizität berücksichtigt. Abbildung 57 gibt einen zusammenfassenden Überblick über das methodische Vorgehen im Hinblick auf die Eingangsdaten, Analyseschritte und Ergebniskategorien.

Abbildung 57: Schema zur Berechnung der Umweltkosten



Quelle: eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Grundsätzlich folgt die Ermittlung der Umweltkosten der Sektorkopplung der Logik:

- Mengengerüst des Energieeinsatzes
- Mengengerüst der Emissionsmengen
- Wertansatz der Emissionsarten
- Gesamtkosten
- Durchschnittskosten

Das Mengengerüst für die Ermittlung von Klimagasemissionen beschreibt die spezifischen THG-Emissionen je physischer und energetischer Leistungseinheit. Physische Leistungseinheiten umfassen Fahrzeugkilometer (Fzkm) Verkehr, beheizte Wohneinheiten (WE) bei der Wärmeerzeugung sowie Produktionsmengen im Sektor Industrie. Diese werden final zur Bildung von Output-Indikatoren herangezogen. Die Berechnung der Umweltkosten basiert auf den umgesetzten Energiemengen bei der Kraftstoffverbrennung sowie den direkten Energiemengen (kWh) bei der Stromerzeugung. Betrachtet wird der Nettoenergieeinsatz inkl. auftretender Netzverluste. Diese wiederum setzen sich aus drei Komponenten zusammen:

Fossiler Endenergieträger: Für Referenz- und Sektorkopplungstechnik werden die Endenergiemengen eingesetzter Kraft-, Heiz- und Produktionsstoffe (Benzin, Diesel, Erdgas, Methanol etc.) durch deren Energiemengen (in TWh) angegeben.

Emissionsfaktoren für fossile Energieträger: spezifische THG-Emissionen der Primärenergieträger: Diese lassen sich wiederum durch direkte Effekte (bei der energetischen Nutzung) und indirekte Effekte (Gewinnung, Umwandlung, Transport) der Primärenergieträger unterscheiden.

Mengengerüst für Umweltkosten der Stromerzeugung: Für die Stromerzeugung liefert die Methodenkonvention 2.0 Sätze externer Kosten durch Klimawirkungen und Luftverschmutzung je Kraftwerkstyp in €/kWh. Kombiniert mit den Anteilen der Kraftwerkstypen nach Energieszenarien (AMS und KS95) und Jahren ergeben sich durchschnittliche Umweltkosten für Klima und Luftverschmutzung 2030 und 2050.

Das Wertgerüst folgt den Empfehlungen der Methodenkonvention 2.0 des Umweltbundesamtes (Schwermer 2012).

7 Wirtschaftliche Bewertung der Sektorkopplungsoptionen

7.1 Einleitung

In den folgenden Ausführungen erfolgt die wirtschaftliche Bewertung der einzelnen Sektorkopplungsoptionen (SKO). Die Bewertung anhand der Systemkosten, deren Methodik in Kapitel 6.2 beschrieben wurde, wird zuerst durchgeführt. Ziel ist es, die Kosten zu vergleichen, die der Einsatz der jeweiligen Sektorkopplungsoption mit sich bringt, um zu prüfen, ob Kosteneinsparungen im Vergleich zum Einsatz der RT möglich sind. Die Bewertungen erfolgen für das Jahr 2030 und 2050 und basieren auf dem AMS. Als Volllaststunden werden für die Elektrolyseure, die Methanolsynthese und die Methansierung 8.000 Stunden angenommen (siehe hierzu Kapitel 4.6).

Die generellen Annahmen des Szenarios sind in Kapitel 2 dargelegt. Das KS95 wird bezüglich der Strompreise als eine Sensitivität berechnet (siehe Tabelle 62). Weiterhin werden als Sensitivitäten die Volllaststunden variiert und dabei mit 3.000 Stunden gerechnet. Die Endenergieträgerpreise für die anderen Energieträger sind im AMS und KS95 gleich. In dieser Studie werden für die Energieträger Kohle und Gas für SKO Preisvariationen auf Basis eigener Annahmen getroffen, um weitere Sensitivitäten aufzuzeigen.

Da im Strompreis auch die CO₂-Zertifikatspreise enthalten sind, wird bei der Emissionsbilanz der konventionellen Energieträger (RT bzw. bei bivalentem Betrieb der konventionelle Endenergieträger) der CO₂-Ausstoß berücksichtigt und entsprechend mit dem CO₂-Zertifikatspreis belastet (siehe Kapitel 7.2.4). Daran schließt sich die Bewertung der Umweltkosten an (siehe Methodik Kapitel 6.3).

Tabelle 62: Strompreis- und Netzentgeltannahmen

		2014	2030	2050
Strompreis AMS (Großhandel) ¹⁾	€/MWh	42	74	121
Strompreis KS95 (Großhandel) ¹⁾	€/MWh	42	99	215
Netzentgelte Industrie (Großabnehmer ²⁾	€/MWh	20	20	20
Netzentgelte Mittelspannung ³⁾	€/MWh	57	65	65
Netzentgelte Niederspannung (schließt Netzentgelte höherer Spannungsebenen ein) ⁴⁾	€/MWh	66	78	78

Quellen/Anmerkungen: ¹⁾ aus Öko-Institut, Fraunhofer ISI (2015); ²⁾ aus BDEW 2016 abgeleitet; ³⁾ heutige Netzentgelte 2015 aus BDEW (2016); 2030 und 2050 + 0,8 ct/kWh eigene Schätzung auf der Basis von Netzausbauplänen; ⁴⁾ heutige Netzentgelte 2015 aus BDEW (2016); 2030 und 2050 + 1 ct/kWh eigene Schätzung auf der Basis von Netzausbauplänen

7.2 Wirtschaftliche Bewertung auf Basis der Systemkosten

7.2.1 Verkehr

7.2.1.1 Einleitung

Bei den Kostendaten für die Fahrzeuge und die Infrastruktur ist zu beachten, dass diese von den produzierten Mengen abhängen. Die Kosten pro Stück gehen über die produzierten Stückzahlen herun-

ter (Erfahrungskurvenansatz). Auch die Kosten der Infrastruktur hängen von der Anzahl der Fahrzeuge, die sie nutzen, ab (z. B. die fixen Kosten einer Wasserstofftankstelle hängen wesentlich vom Wasserstoffabsatz ab). Für die folgenden Kostenannahmen werden optimistische Entwicklungen bezüglich der Marktdurchdringung unterstellt.

7.2.1.2 Personenkraftwagen und leichte Nutzfahrzeuge

Systemkosten

In den folgenden Tabellen werden die wichtigsten Daten für eine wirtschaftliche Bewertung der Pkw-Fahrzeugoptionen vorgestellt. Für das Jahr 2015 werden keine Kostenberechnungen für die BZ und Methanolfahrzeuge gemacht, weil diese kommerziell in Deutschland nicht zur Verfügung gestanden sind. Die Daten zu den Preisentwicklungen der Energieträger sind aus dem AMS entnommen. Die anderen techno-ökonomischen Daten werden aus verschiedenen Studien zusammengetragen.

Tabelle 63: Eingangssparameter – Pkw (Mittelklasse) 2015, ohne Steuern und Abgaben

Pkw 2015	Benzin (RT)	BEV	PHEV	BZ	Methanol
Anschaffung [€]	17.300 ¹⁾	26.690 (Basispreis 17.610 + Batteriepreis 9.070) ⁴⁾	25.460 (Basispreis 21.680 + Batteriepr. 3.780) ⁴⁾	Nicht verfügbar	Nicht verfügbar
Energieverbrauch [kWh/km]	0,719 ³⁾	0,250	0,225 el. 0,661 kon.		
Energiepreis [€/kWh]	0,038 ⁹⁾	0,11 ¹⁰⁾	0,11 el. ¹⁰⁾ 0,038 kon. ⁹⁾		
Wartung / Instandhaltung [€/km] ⁸⁾	0,048 ²⁾	0,04 ⁵⁾	0,044 ⁵⁾		
Infrastrukturkosten [€/km]	Sind im Kraftstoffpreis enthalten	0,004 ⁶⁾	0,004 ⁶⁾		

Quellen/Anmerkungen: ¹⁾ Gnann 2015; ²⁾ Plötz et. al. 2014; ³⁾ Basierend auf dem AMS (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015); ⁴⁾ Batteriekosten 378 €/kWh, Gnann 2015 und eigene Annahmen; ⁵⁾ Plötz et al. 2013 und eigene Annahmen; ⁶⁾ eigene Berechnungen mit Daten aus Gnann (2015), fast ausschließliches Laden zu Hause, Annuität plus laufende Ausgaben; ⁸⁾ enthält bei BEV und PHEV Ersatzbedarf Batterien, bei BZ Ersatzbedarf Brennstoffzelle, jeweils in Abhängigkeit der Lebensdauer, die über die Zeit steigt; ⁹⁾ eigene Berechnung auf Basis AMS (Rohölpreis) und <https://service.aral.de/netto-spritpreise-post> (29.04.17); ¹⁰⁾ Strompreise aus dem AMS mit eigenen Annahmen zu Kostenentwicklung für Netzdurchleitung, siehe Abschnitt 7.1

Tabelle 64: Eingangsparmeter – Pkw (Mittelklasse) 2030, ohne Steuern und Abgaben

Pkw 2030	Benzin (RT)	BEV	PHEV	BZ	Methanol
Anschaffung [€]	18.970 ¹⁾	22.950 (Basispreis 17.042 + Batteriepreis 5.910) ⁴⁾	23.040 (Basispreis 21.116 + Bat- teriepreis 1.970) ⁴⁾	30.000 ⁷⁾	21.150 ¹⁰⁾
Energieverbrauch [kWh/km]	0,519 ³⁾	0,197	0,219 el. 0,489 kon.	0,30 ¹³⁾	0,464 ¹⁴⁾
Energiepreis [€/kWh]	0,11 ⁹⁾	0,152 ¹¹⁾	0,152 el. ¹¹⁾ 0,11 ⁹⁾	0,13 ¹⁰⁾	0,284 ¹⁰⁾
Wartung / Instandhaltung [€/km] ⁸⁾	0,048 ²⁾	0,04 ⁵⁾	0,044 ⁵⁾	0,05	0,048
Infrastrukturkosten [€/km]	Sind im Kraft- stoffpreis ent- halten	0,008 ⁶⁾	0,008 ⁶⁾	0,009 ¹²⁾	Sind im Kraft- stoffpreis ent- halten

Quellen/Anmerkungen: ¹⁾ Gnann 2015; ²⁾ Plötz et. al. 2013; ³⁾ Basierend auf dem AMS (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015); ⁴⁾ Batteriepreis 197 €/kWh, Gnann 2015 und eigene Annahmen; ⁵⁾ Plötz et al. 2013 und eigene Annahmen; ⁶⁾ eigene Berechnungen mit Daten aus Gnann 2015, gemischtes Laden, Annuität plus laufende Ausgaben; ⁷⁾ eigene Annahmen auf Basis von Hülsmann et al. 2014 und http://www.gppq.fct.pt/h2020/docs/brochuras/fch-ju/Power_trains_for_Europe.pdf; ⁸⁾ enthält bei BEV und PHEV Ersatzbedarf Batterien, bei BZ Ersatzbedarf Brennstoffzelle, jeweils in Abhängigkeit der Lebensdauer, die über die Zeit steigt; ⁹⁾ eigene Berechnung auf Basis AMS (Rohölpreis) und <https://service.aral.de/netto-spritpreise-post> (29.04.17) (Anmerkung: Gegenüber den Rohölpreisen von 2015 weist das AMS ca. eine Verdreifachung der Rohölpreise bis 2030 aus); ¹⁰⁾ siehe eigene Berechnung in Kapitel 4.6, Methanolpreis mit CO₂ aus der Industrie; ¹¹⁾ Strompreise aus dem AMS mit eigenen Annahmen zu Kostenentwicklung für Netzdurchleitung, siehe Abschnitt 7.1; ¹²⁾ eigene Annahmen abgeleitet aus McKinsey (2010) und der Annahme, dass das H₂ in gasförmiger Form transportiert wird (700 bar Technologie, heute gängige Praxis), vgl. auch e-mobil BW 2016; ¹³⁾ Verbrauch aus Kasten et al. 2016, vergleichbare Werte finden sich auch e-mobil BW 2016; ¹⁴⁾ Siehe hierzu Kapitel 5.2.2.3

Tabelle 65: Eingangsparmeter – Pkw (Mittelklasse) 2050, ohne Steuern und Abgaben

Pkw 2050	Benzin (RT)	BEV	PHEV	BZ	Methanol
Anschaffung [€]	19.890 ¹⁾	22.370 (Basispreis 16.766 + Batteriepreis 5.600) ⁴⁾	22.240 (Basispreis 20.843 + Batteriepreis 1.400) ⁴⁾	23.700 ⁷⁾	22.060
Energieverbrauch [kWh/km]	0,458 ³⁾	0,186	0,194 el. 0,458 kon.	0,222 ¹³⁾	0,336 ¹⁴⁾
Energiepreis [€/kWh]	0,12 ⁹⁾	0,199 ¹¹⁾	0,199 el ¹¹⁾ 0,12 ⁹⁾	0,178 ¹⁰⁾	0,276 ¹⁰⁾
Wartung / Instandhaltung [€/km] ⁸⁾	0,048 ²⁾	0,03 ⁵⁾	0,035 ⁵⁾	0,037	0,048
Infrastrukturkosten [€/km] ⁷⁾	Sind im Kraftstoffpreis enthalten	0,008 ⁶⁾	0,008 ⁶⁾	0,004 ¹²⁾	Sind im Kraftstoffpreis enthalten

Quellen/Anmerkungen: ¹⁾ Gnann 2015; ²⁾ Plötz et. al. 2013; ³⁾ Basierend auf dem AMS (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015); ⁴⁾ Batteriepreis 140 €/kWh, Gnann 2015 und eigene Annahmen; ⁵⁾ Plötz et al. 2013 und eigene Annahmen; ⁶⁾ eigene Berechnungen mit Daten aus Gnann 2015, gemischtes Laden mit höheren Anteilen an halböffentlichen und öffentlichen Laden, Annuität plus laufende Ausgaben; ⁷⁾

http://www.gppg.fct.pt/h2020/docs/brochuras/fch-ju/Power_trains_for_Europe.pdf; ⁸⁾ enthält bei BEV und PHEV Ersatzbedarf Batterien, bei BZ Ersatzbedarf Brennstoffzelle jeweils in Abhängigkeit der Lebensdauer, die über die Zeit steigt; ⁹⁾ eigene Berechnung auf Basis AMS (Rohölpreis) und <https://service.aral.de/netto-spritpreise-post> (29.04.17); ¹⁰⁾ siehe eigene Berechnung in Kapitel 3.2.; Methanolpreis mit CO₂ aus der Industrie ¹¹⁾ Strompreise aus dem AMS mit eigenen Annahmen zu Kostenentwicklung für Netzdurchleitung, siehe Kapitel 7.1; ¹²⁾ eigene Annahmen abgeleitet aus McKinsey 2010 und der Annahme, dass das H₂ in gasförmiger Form transportiert wird (700 bar Technologie, heute gängige Praxis), vgl. auch e-mobil BW 2016; ¹³⁾ Verbrauch aus Kasten et al. 2016, vergleichbarere Werte finden sich auch e-mobil BW 2016; ¹⁴⁾ Siehe hierzu Kapitel 5.2.2.3

Tabelle 66: Eingangsparmeter – LNF 2015, ohne Steuern und Abgaben

LNF 2015	Diesel (RT)	BEV	PHEV	BZ	Methanol
Anschaffung [€]	40.200 ¹⁾	50.310 ⁴⁾ (Basispreis 38.215 + Batteriepreis 12.096) ⁴⁾	48.900 ⁴⁾ (Basispreis 42.853 + Batteriepreis 6.048) ⁴⁾	Nicht verfügbar	Nicht verfügbar
Energieverbrauch [kWh/km]	0,844 ³⁾	0,322 ³⁾	0,34 el. 0,85 kon.		
Energiepreis [€/kWh]	0,042 ⁹⁾	0,11 ¹⁰⁾	0,11 ¹⁰⁾		
Wartung / Instandhaltung [€/km] ⁸⁾	0,05 ²⁾	0,049 ⁵⁾	0,055 ⁵⁾		
Infrastrukturkosten [€/km]	Sind im Kraftstoffpreis enthalten	0,004 ⁶⁾	0,004 ⁶⁾		

Quellen/Anmerkungen: ¹⁾ Gnann 2015; ²⁾ in Anlehnung an Propfe et al. 2012b, vgl. auch Markthochlaufszszenarien; ³⁾ Basierend auf dem AMS (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015); ⁴⁾ Batteriekosten 378 €/kWh, Gnann 2015 und eigene Annahmen; ⁵⁾ Plötz et al. 2013 und eigene Annahmen; ⁶⁾ eigene Berechnungen mit Daten aus Gnann 2015, fast ausschließliches Laden zu Hause, Annuität plus laufende Ausgaben; ⁸⁾ enthält bei BEV und PHEV Ersatzbedarf Batterien, bei BZ Ersatzbedarf Brennstoffzelle, jeweils in Abhängigkeit der Lebensdauer, die über die Zeit steigt; ⁹⁾ eigene Berechnung auf Basis AMS (Rohölpreis) und <https://service.aral.de/netto-spritpreise-post> (29.04.17) ¹¹⁾ Strompreise aus dem AMS mit eigenen Annahmen zu Kostenentwicklung für Netzdurchleitung, siehe Abschnitt 7.1

Tabelle 67: Eingangssparameter – LNF 2030, ohne Steuern und Abgaben

LNF 2030	Diesel (RT)	BEV	PHEV	BZ	Methanol
Anschaffung [€]	42.700 ¹⁾	44.960 ⁴⁾ (Basispreis 37.477 + Bat- teriepreis 7.486 ⁴⁾)	45.320 ⁴⁾ (Basispreis 42.171 + Batteriepr. 3.152 ⁴⁾)	54.050 ⁷⁾	42.700 ¹⁰⁾
Energieverbrauch [kWh/km]	0,781 ³⁾	0,217 ³⁾	0,219 el. 0,781 kon.	0,45 ¹⁴⁾	0,781 ¹⁴⁾
Energiepreis [€/kWh]	0,115 ⁹⁾	0,152 el. ¹¹⁾	0,152 el. ¹¹⁾ 0,115 ⁹⁾	0,133 ¹²⁾	0,205 ¹²⁾
Wartung / Instandhaltung [€/km] ⁸⁾	0,05 ²⁾	0,042 ⁵⁾	0,053 ⁵⁾	0,052	0,05
Infrastrukturkosten [€/km]	Sind im Kraft- stoffpreis enthal- ten	0,005 ⁶⁾	0,005 ⁶⁾	0,009 ¹³⁾	Sind im Kraft- stoffpreis enthalten

Quellen/Anmerkungen: ¹⁾ Gnann 2015; ²⁾ in Anlehnung an Propfe et al. 2012b, vgl. auch Markthochlaufszena-
 rien; ³⁾ Basierend auf dem AMS (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015); ⁴⁾ Batteriepreis 197 €/kWh, Gnann 2015
 und eigene Annahmen; ⁵⁾ Plötz et al. 2013 und eigene Annahmen; ⁶⁾ eigene Berechnungen mit Daten aus Gnann
 2015, gemischtes Laden, Annuität plus laufende Ausgaben; ⁷⁾ Hülsmann et al. 2014 und eigene Abschätzung; ⁸⁾
 enthält bei BEV und PHEV Ersatzbedarf Batterien, bei BZ Ersatzbedarf Brennstoffzelle, jeweils in Abhängigkeit
 der Lebensdauer, die über die Zeit steigt; ⁹⁾ eigene Berechnung auf Basis AMS (Rohölpreis) und [https://ser-
 vice.aral.de/netto-spritpreise-post](https://service.aral.de/netto-spritpreise-post) (29.04.17); ¹⁰⁾ eigene Abschätzung, gleichgesetzt LNF-Diesel; ¹¹⁾ Strom-
 preise aus dem AMS mit eigenen Annahmen zu Kostenentwicklung für Netzdurchleitung, siehe Abschnitt 7.1;
¹²⁾ siehe eigene Berechnung in Abschnitt 3.2, Methanolpreis mit CO₂ aus CCS-Industrie; ¹³⁾ eigene Annahmen
 abgeleitet aus McKinsey 2010 und der Annahme, dass das H₂ in gasförmiger Form transportiert wird (700 bar
 Technologie, heute gängige Praxis), vgl. auch e-mobil BW 2016; ¹⁴⁾ eigene Abschätzung über Verbrauchsver-
 hältnis Pkw zu BZ, vgl. auch Daten aus e-mobil BW 2016; ¹⁴⁾ Siehe hierzu Kapitel 5.2.2.3

Tabelle 68: Eingangsparmeter – LNF 2050, ohne Steuern und Abgaben

LNF 2050	Diesel (RT)	BEV	PHEV	BZ	Methanol
Anschaffung [€]	44.030 ¹⁾	43.840 ⁴⁾ (Basispreis 37.120 + Bat- teriepreis 6.720 ⁴⁾	44.080 ⁴⁾ (Basispreis 41.840 + Batteriepr. 2.240 ⁴⁾	46.000 ⁷⁾	44.030
Energieverbrauch [kWh/km]	0,653 ³⁾	0,194 ³⁾	0,194 el. 0,653 kon.	0,31 ¹⁴⁾	0,653 ¹⁴⁾
Energiepreis [€/kWh]	0,176 ⁹⁾	0,199 ¹¹⁾	0,199 el. ¹¹⁾ 0,176 ⁹⁾	0,178 ¹²⁾	0,276 ¹²⁾
Wartung / Instandhaltung [€/km] ⁸⁾	0,05 ²⁾	0,040 ⁵⁾	0,050 ⁵⁾	0,037	0,05
Infrastrukturkosten [€/km]	Sind im Kraftstoff- preis enthalten	0,005 ⁶⁾	0,005 ⁶⁾	0,004 ¹³⁾	Sind im Kraft- stoffpreis ent- halten

Quellen/Anmerkungen: ¹⁾ Gnann 2015; ²⁾ in Anlehnung an Propfe et al. 2012b, vgl. auch Markthochlaufszena-
 rien; ³⁾ Basierend auf dem AMS (Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015); ⁴⁾ Batteriepreis 140 €/kWh, Gnann 2015
 und eigene Annahmen; ⁵⁾ Plötz et al. 2013 und eigene Annahmen; ⁶⁾ eigene Berechnungen mit Daten aus Gnann
 2015, gemischtes Laden mit höheren Anteilen beim halböffentlichen und öffentlichen Laden, Annuität plus lau-
 fende Ausgaben; ⁷⁾ Hülsmann et al. 2014 und eigene Abschätzung; ⁸⁾ enthält bei BEV und PHEV Ersatzbedarf
 Batterien, bei BZ Ersatzbedarf Brennstoffzelle jeweils in Abhängigkeit der Lebensdauer, die über die Zeit
 steigt; ⁹⁾ eigene Berechnung auf Basis AMS (Rohölpreis) und <https://service.aral.de/netto-spritpreise-post>
 (29.04.17); ¹⁰⁾ eigene Abschätzung, gleichgesetzt LNF-Diesel; ¹¹⁾ Strompreise aus dem AMS mit eigenen Annah-
 men zu Kostenentwicklung für Netzdurchleitung, siehe Abschnitt 7.1; ¹²⁾ siehe eigene Berechnung in Abschnitt
 4.6, Methanolpreis mit CO₂ aus CCS-Industrie; ¹³⁾ eigene Annahmen abgeleitet aus McKinsey 2010 und der An-
 nahme, dass das H₂ in gasförmiger Form transportiert wird (700 bar Technologie, heute gängige Praxis), vgl.
 auch e-mobil BW 2016; ¹³⁾ eigene Abschätzung über Verbrauchsverhältnis Pkw zu BZ-Pkw; ¹⁴⁾ Siehe hierzu Kapi-
 tel 5.2.2.3

Ergebnisse und Sensitivitäten

Während im Jahr 2015 die BEV und PHEV noch nicht konkurrenzfähig sind, ändert sich das Bild in den Jahren 2030 und 2050 deutlich (siehe Abbildung 59 und Abbildung 60).

Unter den getroffenen Annahmen sind hier die Elektrofahrzeuge (insbesondere die BEV) die wirtschaftlich günstigste Option, auch gegenüber den konventionellen Fahrzeugen. In 2050 liegen nur die BZ-Fahrzeuge noch in einer vergleichbaren Größenordnung. Methanol ist die teuerste Lösung.

Beim Pkw werden die Kosten von den Ausgaben für die Fahrzeuganschaffung dominiert (siehe Abbildung 58). Bei den Elektrofahrzeugen ist die Batterie die teuerste Komponente bei der Anschaffung (siehe Tabelle 63 bis Tabelle 65). Deshalb müssen die Anschaffungskosten für das Batteriesystem von heute 400 €/kWh auf ca. 200 €/kWh sinken, damit die BEV gegenüber den konventionellen Pkw unter sonst gleichbleibenden Rahmenbedingungen wirtschaftlich konkurrenzfähig werden. Dies wird in vielen Studien als realistisch eingestuft (Thielmann (2016) gibt einen Überblick über die verschiedenen aktuellen Studien zur Kostenentwicklung bei Fahrzeugbatterien). Wichtig hierbei ist auch die Lebensdauer der Batterie: ein vorzeitiger Austausch dieser Komponente würde die Wirtschaftlichkeit der Elektrofahrzeuge stark beeinträchtigen. Während vor wenigen Jahren die Lebensdauer noch als kritisch eingestuft wurde, wird diese heute in Studien nicht mehr als kritisch gesehen. Auch die aktuell bereits gewährten Garantieleistungen auf die Batterie der Hersteller spiegeln dieses Bild wider.

Weiterhin relevant ist die Entwicklung des Spreads zwischen Benzin/Dieselskosten und den Stromkosten. Wenn dieser Spread weiter auseinandergeht, begünstigt es die Wirtschaftlichkeit von Elektrofahrzeugen deutlich. Im AMS, aus dem die in dieser Studie unterstellten Werte genommen wurden, wird von einer solchen Entwicklung ausgegangen. Was bei den Strompreisen für Elektrofahrzeuge nicht berücksichtigt wird, ist die Möglichkeit des intelligenten Ladens und Verdienstmöglichkeiten durch die Teilnahme an Regelenergiemärkten. Obwohl diese mittel- und langfristige wirtschaftlich durchaus sinnvoll sein können, ist die Nicht-Berücksichtigung in einer gesamten Wirtschaftlichkeitsrechnung aufgrund der geringen Effekte gerechtfertigt (siehe Dallinger 2013).

Da die variablen Kosten (Kraftstoffpreise sowie Wartung & Instandhaltung) bei den BEV und PHEV signifikant niedriger sind als bei den konventionellen Fahrzeugen spielen, die gefahrenen Kilometer ebenfalls eine Rolle. Vielfahrer haben dann Vorteile bei der Wirtschaftlichkeit. Gerade viele gewerbliche Nutzer weisen eine hohe jährliche Fahrleistung auf. Gleichzeitig ist ihre tägliche Fahrleistung jedoch begrenzt, weshalb die beschränkte Reichweite von Elektrofahrzeugen hier kein Problem ist. Für diese Anwendungsfälle kann sich bereits kurzfristig (deutlich vor 2030) der Einsatz von Elektrofahrzeugen rechnen. Dies zeigt sich auch in den Berechnungen für die LNF, die durchschnittlich eine deutlich höhere Jahresfahrleistung als die Pkw haben und bei denen die Wirtschaftlichkeit von Elektrofahrzeugen deshalb gegenüber konventionellen LNF besser ausfällt als bei den Pkw. Die Kosten für die Ladeinfrastruktur spielen hingegen keine relevante Rolle bei der Wirtschaftlichkeit. Ebenfalls ist die Einpreisung von CO₂ kaum bedeutend.

In Wietschel et al. (2013) finden sich umfangreiche Sensitivitätsrechnungen für Pkw und LNF bei Elektrofahrzeugen.

Die Situation bezüglich der Wirtschaftlichkeit bei den BZ-Fahrzeugen ist in vielem ähnlich wie bei den BEV. Das wichtigste ist hier die deutliche Kostensenkung (und die noch eine Herausforderung darstellende Lebensdauererhöhung) der Brennstoffzelle sowie des Wasserstofftanks. Für Vielfahrer rechnen sich BZ-Fahrzeuge früher. Gleichzeitig ist die Reichweite hier kein Problem (BZ-Fahrzeuge erreichen heute schon mehr als 400 km mit einer Tankfüllung, die in wenigen Minuten wieder getankt werden kann). Allerdings ist der Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur in den ersten Jahren eine

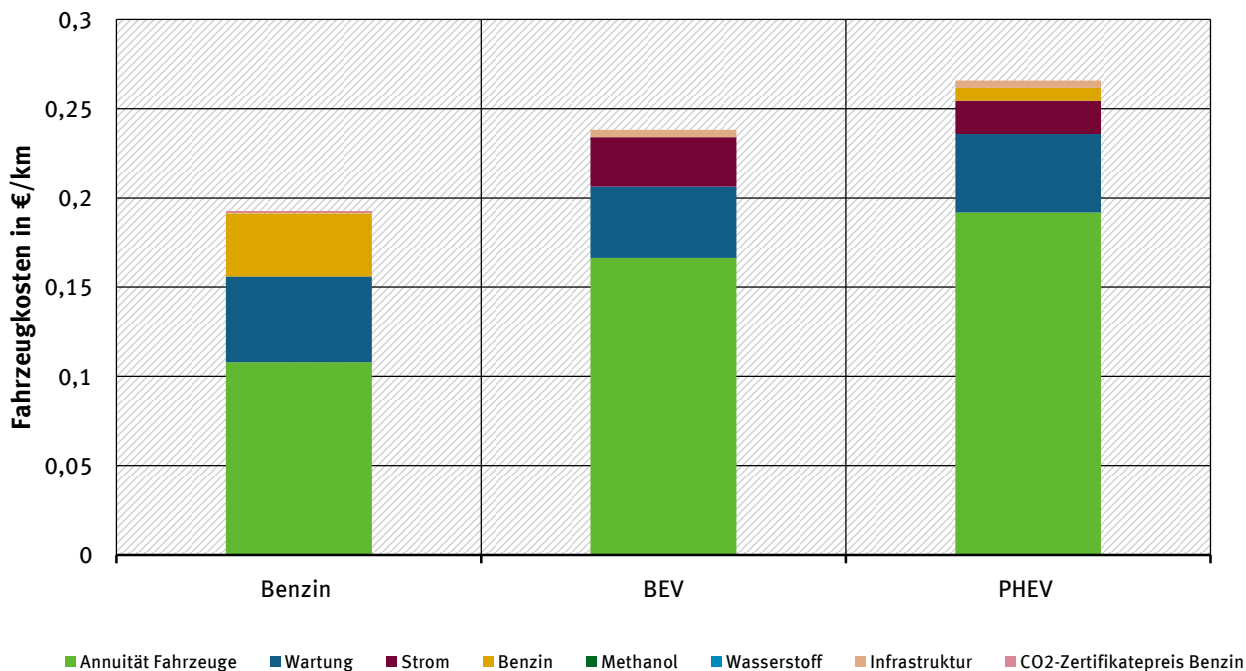
Herausforderung der Wirtschaftlichkeit, weil diese kapitalintensiv ist. Später dann, bei einer sehr guten Auslastung, ist die Wasserstoffinfrastruktur bezüglich der Wirtschaftlichkeit kaum mehr relevant. Wenn man bei den Wasserstoffgestehungskosten das Sensitivitätsszenario Elektrolyseur rechnet (siehe Kapitel 3.2) hat dies keinen signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse, weil die reinen Wasserstoffkosten auf die gesamten Ergebnisse bei Pkw einen etwas geringeren Einfluss haben.

Bei Methanol bestimmen die hohen Kraftstoffausgaben die Wirtschaftlichkeit. Für das Jahr 2030 und 2050 wird angenommen, dass das CO₂ relativ günstig aus CCS bei Kraftwerken und Industrieprozessen gewonnen werden kann (siehe Ausführungen zu CO₂-Preisen in Abschnitt 3.2). Gerade für 2050 ist die Methanollösung weit weg von der Wirtschaftlichkeit. Dies liegt an den hohen Kosten für das Methanol und den höheren Kraftstoffverbrauchswerten gegenüber den BEV, PHEV und BZ-Fahrzeuge. Wenn man für CO₂-Herkunft die atmosphärische Gewinnung unterstellt, wird die Wirtschaftlichkeit noch schlechter. Etwas verbessert sich die Wirtschaftlichkeit, wenn das Sensitivitätsszenario Elektrolyseur unterstellt wird, aber auch in diesem Fall ist Methanol in 2050 immer noch weit entfernt von einem wirtschaftlichen Betrieb.

Als eine weitere Sensitivität werden die Auswirkungen eines höheren Strompreises des KS95 im Jahre 2050 analysiert. Für die Pkw ändern sich die Ergebnisse kaum. Die Fahrzeugkosten pro km steigen zwar, im Verhältnis zu den anderen Kostengrößen ist diese Steigerung um 0,017 €/km beim BEV jedoch klein. Die Ergebnisse werden somit nicht relevant beeinflusst. Ähnliches gilt für die PHEV-Pkw. Bei den BZ-Fahrzeuge und Methanol-Pkw ist der Effekt aufgrund des geringeren Wirkungsgrades in der Herstellung und bei der Umwandlung im Fahrzeug etwas höher. Sie schneiden in einem solchen Szenario noch einmal ein Stück schlechter gegenüber den BEV und den PHEV ab.

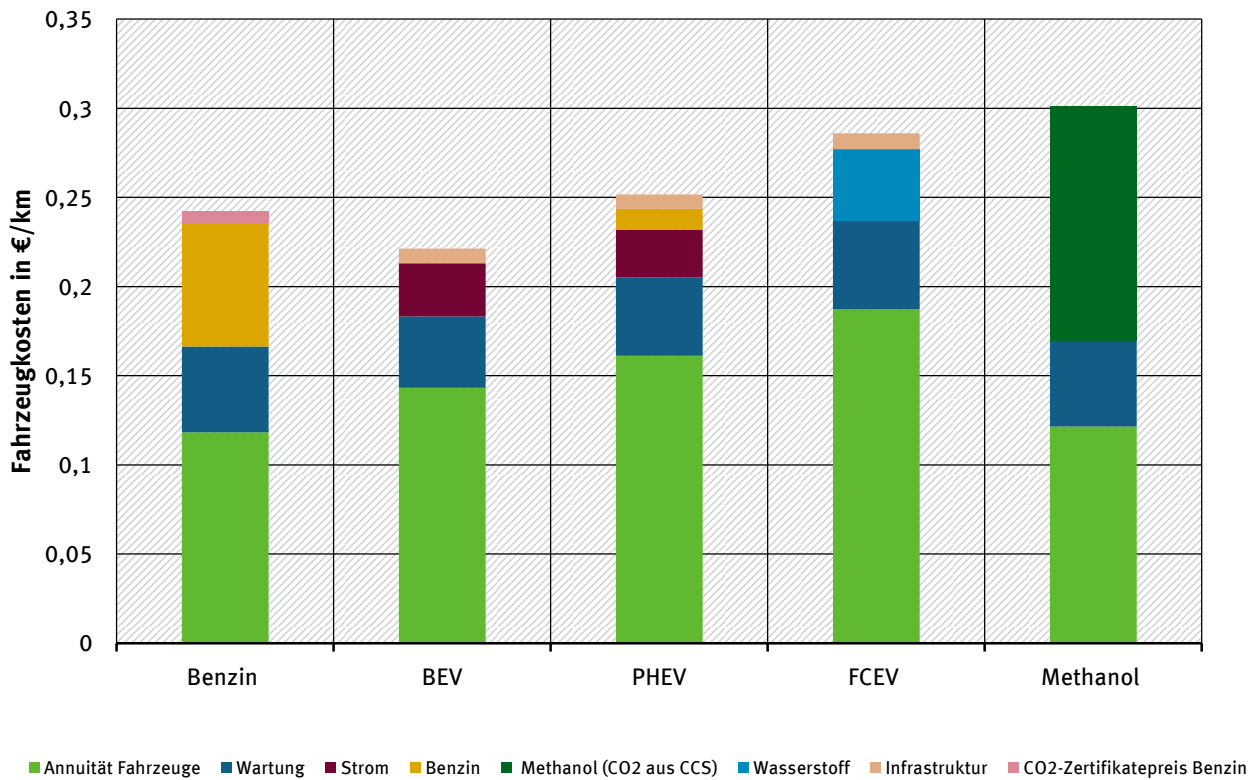
Vergleichbares wie zum Einfluss der Strompreise des KS95 bei den Pkw ist auch zu den LNF zu sagen. Die Ergebnisse werden eher geringfügig beeinflusst. So steigen die Kosten des BEV-LNF um 0,018 €/km an.

Abbildung 58: Vergleich der spezifischen Kosten für Pkw im Jahr 2015



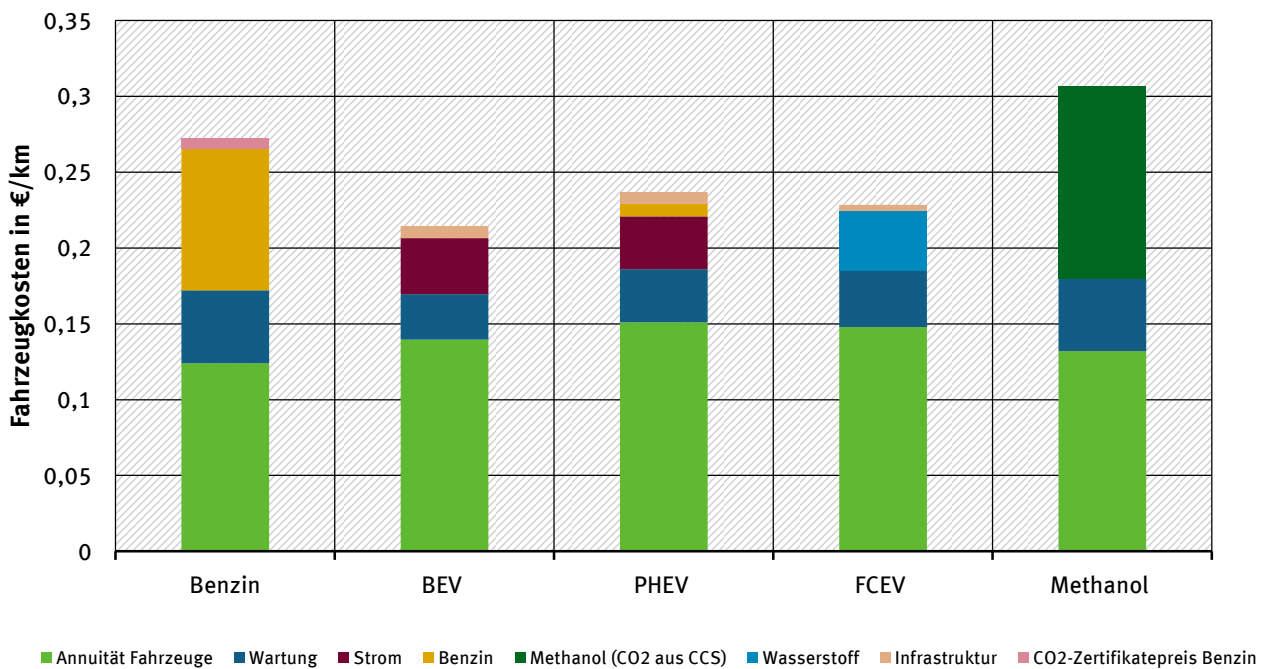
Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 59: Vergleich der spezifischen Kosten für Pkw im Jahr 2030



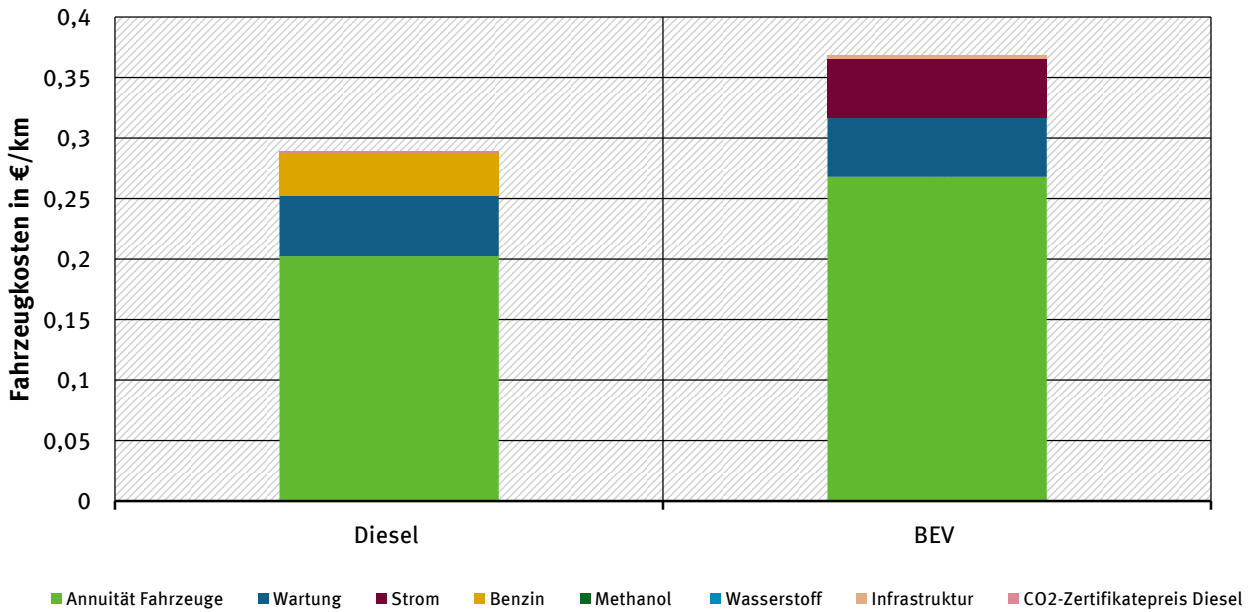
Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 60: Vergleich der spezifischen Kosten für Pkw im Jahr 2050



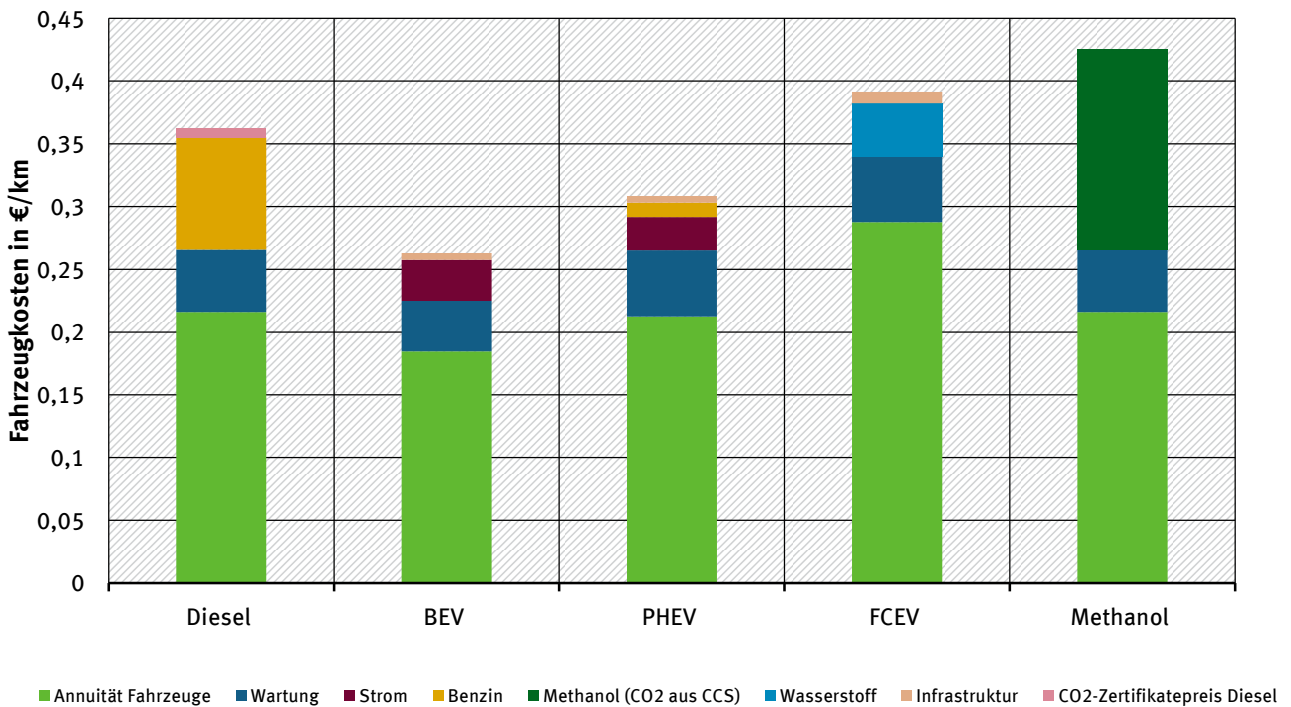
Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 61: Vergleich der spezifischen Kosten für LNF im Jahr 2015



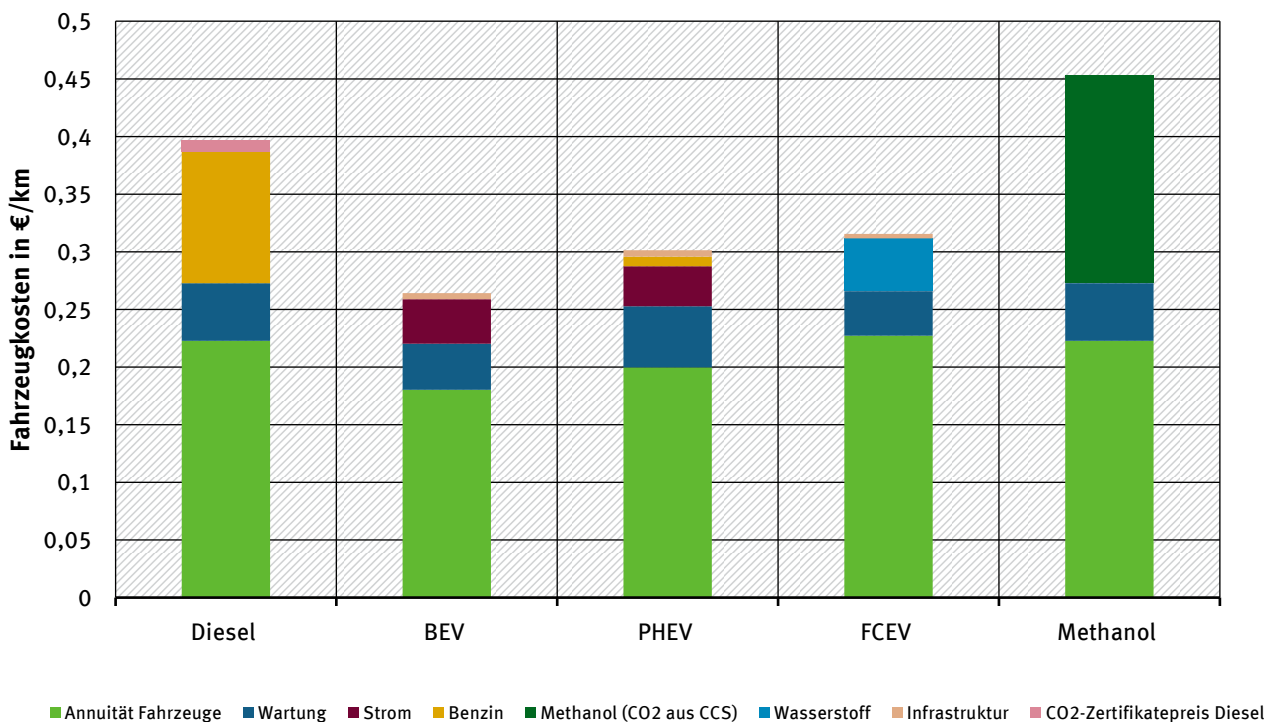
Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 62: Vergleich der spezifischen Kosten für LNF im Jahr 2030



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 63: Vergleich der spezifischen Kosten für LNF im Jahr 2050



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

7.2.1.3 Lastkraftwagen

Systemkosten

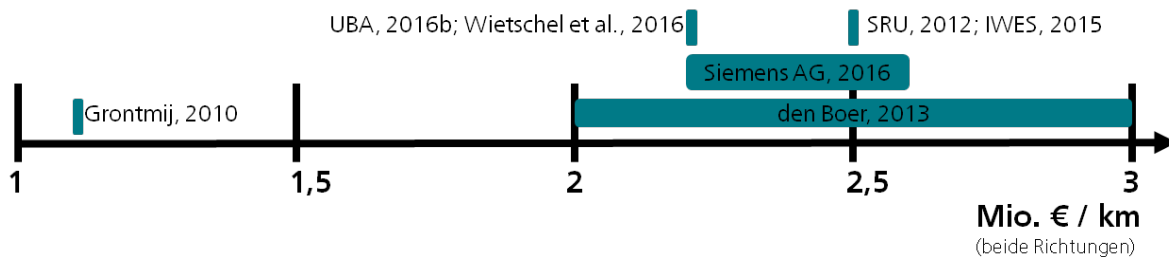
Eingangsparameter

Wie in Abschnitt 5.2.3 dargestellt, werden bei den schweren Lkw (Sattelzugmaschinen) zwei HO-Lkw- Varianten der Hybridisierung (HO-Lkw-Diesel und der HO-Lkw-Batterie) sowie der Methanol-Lkw im Vergleich zum Diesel-Lkw als RT verglichen. Bei der Technologie HO-Lkw-Batterie wird eine Kapazität von 200 kWh unterstellt, damit man relevante Strecken (ca. 100 km für Lücken im Überleitungsnetz bzw. Zu- und Abfahrten auf die Autobahn) abdecken kann. Da die 100 km erst bei einem gut ausgebauten Autobahnnetz mit Überleitungen ausreichen, werden für die HO-Lkw-Batterie-Technologie keine Werte für 2030 angegeben, sondern nur für 2050. In 2030 wird kein gut ausgebautes Autobahnnetz mit Überleitungen zur Verfügung stehen, bzw. wenn doch, dann wären die umgelegten Kosten dafür pro Fahrzeug extrem hoch. Die Alternative, in 2030 eine größere Batterie zu wählen, kommt aus Kostengründen (Batteriepreise sowie Nutzlast- und Nutzvolumenverluste bei großen Batterien) nicht in Frage.

Der Aufbau einer HO-Infrastruktur ist zunächst mit hohen Investitionen verbunden. Je nach Quelle finden sich Angaben zwischen 1,1 Millionen €/km (Grontmij 2011) und 3 Millionen €/km (den Boer 2013). Die Angaben beziehen sich auf die Elektrifizierung von jeweils einer Fahrspur in jede Fahrtrichtung. In den Investitionen enthalten sind alle erforderlichen Einrichtungen ab der Anbindung an das Mittelspannungsnetz eines Energieversorgungsunternehmens, also insbesondere Umspannstationen, Leitungen und Masten. Abbildung 64 gibt einen Überblick über verschiedene Investitionsschätzungen. Nach Rücksprache mit Experten (Fachworkshop 2016) werden 2,2 Millionen €/km als

realistisch eingestuft. Zusätzlich kann davon ausgegangen werden, dass jährlich ca. 2,5 % der Investition für Wartung und Instandhaltung aufgebracht werden müssen (Kasten et al. 2016).

Abbildung 64: Investitionen für die Elektrifizierung von Autobahnen mittels Oberleitung (für beide Fahrtrichtungen)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

In Abhängigkeit von der technischen Konfiguration ergeben sich die in der Tabelle 69, Tabelle 70 und Tabelle 71 genannten Kosten für die einzelnen Technologien. Die Fahrerkosten, die ebenfalls einen großen Einfluss haben, werden außenvorgelassen, da sie für alle Lkw-Varianten als gleich unterstellt werden. Auch die Mautkosten (wie alle anderen Steuern und Abgaben) bleiben außen vor (siehe Begründung in Abschnitt 6.2.1). Da in den Strombörsenpreisen im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario der CO₂-Zertifikatepreis berücksichtigt ist, wird für die RT ebenfalls der CO₂-Zertifikatepreis mit eingerechnet und ausgewiesen (er beträgt im Jahr 2030 30 €/t CO₂ und im Jahr 2050 50 €/t CO₂).

Tabelle 69: Eingangsparameter – Lkw (SZM) 2015

2015	Referenztechnik Diesel	HO (Batterie)	HO (Diesel)	Methanol
Anschaffung [€]	102.000 ¹⁾	--	--	--
Energieverbrauch [kWh/km]	3,11 ²⁾	--	--	--
Energiepreis [€/kWh]	0,042 ⁴⁾			
Wartung / Instandhaltung [€/km]	0,14 ³⁾	--	--	--
Kosten AdBlue [€/km]	0,002 ¹⁾			
Infrastrukturkosten [€/km]	Sind im Kraftstoffpreis enthalten	--	--	--

Quellen/Anmerkungen: ¹⁾ Hülsmann et al. 2014; ²⁾ Handbook Emission Factors for Road Transport 3.2 (siehe HBEFA 2014) mit 21 % Aufschlag; ³⁾ Lastauto Omnibus 2014; ⁴⁾ eigene Berechnung auf Basis KS95 (Rohölpreis) und <https://service.aral.de/netto-spritpreise-post> (29.04.17)

Tabelle 70: Eingangsparmeter – Lkw (SZM) 2030

2030	Referenztechnik Diesel	HO (Batterie)	HO (Diesel)	BZ	Methanol
Anschaffung [€]	129.000 ¹⁾	187.600 ⁶⁾	152.000	185.000 ⁶⁾	129.000
Energieverbrauch [kWh/km]	2,46 ²⁾	1,6	1,6 el. 2,46 kon.	2,25 ⁶⁾	2,46
Energiepreis [€/kWh]	0,115 ⁷⁾	0,139 ⁹⁾ el.	0,139 ⁹⁾ el. 0,115 ⁷⁾ kon.	0,133	0,186 ⁸⁾
Wartung / Instandhaltung [€/km]	0,14 ³⁾	0,07	0,14	0,14 ⁶⁾	0,14
Kosten AdBlue [€/km]	0,002 ¹⁾	--	0,001		--
Infrastrukturkosten [€/km]	Sind im Kraftstoffpreis enthalten	0,15 ⁵⁾ Oberleitungen	0,15 ⁵⁾ Oberleitungen	0,009 ¹⁰⁾	Nur sehr geringe Anpassungen notwendig

Quellen/Anmerkungen: ¹⁾ Kreyenberg et al. 2015; ²⁾ Dünnebeil et al. 2015; ³⁾ Lastauto Omnibus 2014; ⁵⁾ eigene Berechnungen, siehe auch Schmied et al. (2015) und Hey (2016), Wert gilt für teilweise Umstellung der Lkw großer Gewichtsklassen und deutscher Lösung; ⁶⁾ eigene Annahmen in Anlehnung an MKS Expertenworkshop und Hülsmann et al. 2014; etwas höhere Zahlen werden in e-mobil BW 2016 angegeben; ⁷⁾ eigene Berechnung auf Basis AMS (Rohölpreis) und <https://service.aral.de/netto-spritpreise-post> (29.04.17); ⁸⁾ siehe eigene Berechnung in Abschnitt 4.6, Methanolpreis mit CO₂ aus CCS-Industrie; ⁹⁾ Strompreise aus dem AMS mit eigenen Annahmen zu Kostenentwicklung für Netzdurchleitung, Netzanschluss Mittelspannung; ¹⁰⁾ gleichgesetzt den Infrastrukturkosten für BZ-Pkw (Studien speziell für Infrastrukturaufbau bei BZ-Lkw wurden nicht gefunden)

Tabelle 71: Eingangssparameter – Lkw (SZM) 2050

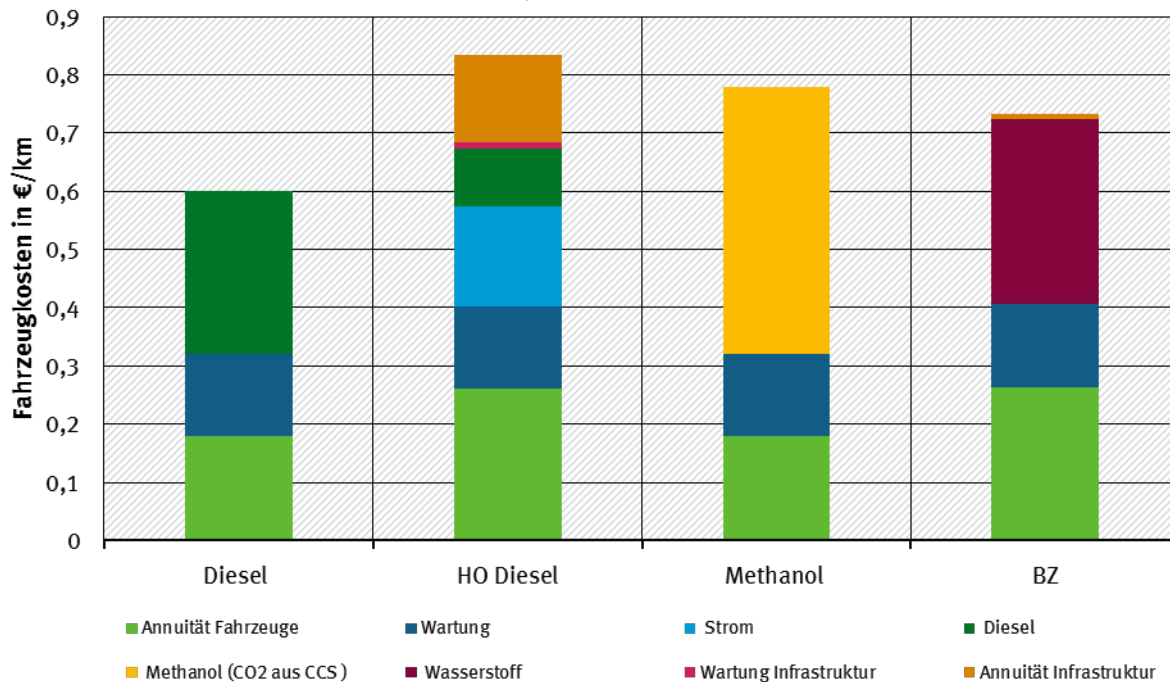
2050	Referenztechnik Diesel	HO (Batterie)	HO (Diesel)	BZ	Methanol
Anschaffung [€]	129.000 ¹⁾	154.270	138.500 ¹⁾	140.000 ⁵⁾	129.000 ²⁾
Energieverbrauch [kWh/km]	2,1 ¹⁾	1,2 ¹⁾	1,2 el. 2,1 kon. ³⁾	1,72 ⁹⁾	2,1 ³⁾
Energiepreis [€/kWh]	0,176 ⁶⁾	0,186 ¹¹⁾ el.	0,186 ¹¹⁾ el. 0,176 kon.	0,178	0,248 ⁸⁾
Wartung / Instandhaltung [€/km]	0,14 ¹⁾	0,07	0,14 ⁴⁾	0,14	0,14 ⁴⁾
Kosten AdBlue [€/km]	0,002 ¹⁾	--	0,001		--
Infrastrukturkosten [€/km]	Sind im Kraftstoffpreis enthalten	0,06 ⁵⁾ Oberleitungen	0,06 ⁵⁾ Oberleitungen	0,004 ¹²⁾	Nur sehr geringe Anpassungen notwendig

Quellen/Anmerkungen: ¹⁾ Daten aus BMU 2015; siehe auch Werte für das Jahr 2030 in BMVI 2016; ²⁾ eigene Annahme, gleichgesetzt mit Diesel-Lkw, weil nur geringfügige Modifikationen notwendig werden; ³⁾ Methanol-Antriebe sind Ottomotoren mit höheren Wirkungsgraden als Benzinmotoren, deshalb gleichgesetzt mit Wirkungsgraden von konventionellen Dieselmotoren; ⁴⁾ eigene Annahme, gleichgesetzt mit konventionellem Diesel; ⁵⁾ eigene Berechnungen, siehe auch Schmied et al. 2015 und Hey 2016, Wert gilt allerdings nur bei kompletter Umstellung aller Lkw großer Gewichtsklassen und bei europaweiter Lösung (deutsche und europäische Lkw auf deutschen Straßen nutzen Oberleitungen); ⁶⁾ eigene Berechnung auf Basis AMS (Rohölpreis) und <https://service.aral.de/netto-spritpreise-post> (29.04.17); ⁸⁾ siehe eigene Berechnung in Abschnitt 3.2, Methanolpreis mit CO₂ aus CCS-Industrie; ⁹⁾ eigene Abschätzung; ¹⁰⁾ eigene Annahmen abgeleitet aus Hülsmann et al. 2014 und Kasten et al. 2016 ¹¹⁾ Strompreise aus dem AMS mit eigenen Annahmen zu Kostenentwicklung für Netzdurchleitung, Netzanschluss Mittelspannung; ¹²⁾ gleichgesetzt den Infrastrukturkosten für BZ-Pkw (Studien speziell für Infrastrukturaufbau bei BZ-Lkw wurden nicht gefunden)

Ergebnisse und Sensitivitäten

Generell ist anzumerken, dass die Wirtschaftlichkeit der Lkw wesentlich durch die Kraftstoffkosten determiniert wird. Dies ist ein wesentlicher Unterschied zu den Pkw, bei denen die Wirtschaftlichkeit stärker durch den Anschaffungspreis bestimmt wird. Die im Betrieb wirtschaftlichste Technologie für

den Fernverkehr ist langfristig (2050) der Hybridoberleitungs-Lkw (HO-Lkw) (siehe



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 66). Er profitiert u. a. von seiner hohen Effizienz bei den laufenden Kosten. Dies gilt auch unter Berücksichtigung der Investitionen und laufenden Ausgaben für die Oberleitungsinfrastruktur. Hier sind sich auch alle anderen relevanten Studien, die ausgewertet wurden, einig (siehe Bergk et al. 2016, SRU 2011, Kasten et al. 2016, den Boer et al. 2013).

Allerdings ist die kapitalintensive Infrastruktur beim HO-Lkw zu Beginn unterausgelastet. Diese Technologie hat einen hohen Umstellungsaufwand und benötigt einen hohen Auslastungsgrad der Oberleitungsinfrastruktur. Daher weist der HO-Lkw im Jahr 2030 noch höhere spezifische Kosten auf als der Diesel-Lkw, siehe Abbildung 65. Wenn also keine gute Auslastung, d. h. eine großflächige Umstellung der Lkw-Flotte auf HO-Lkw, mittel- und langfristig sichergestellt wird, dann wird diese Lösung nicht wirtschaftlich werden können. Eine wesentliche Sensitivität liegt noch in der unterstellten jährlichen Fahrzeugleistung. Werden deutlich mehr als die durchschnittlichen Jahreskilometer zurückgelegt (also mehr als 100.000 km) rechnen sich HO-Lkw schneller (wegen der geringeren Betriebskosten). Dies gilt natürlich nur, wenn die zurückgelegten Strecken überwiegend elektrisch zurückgelegt werden.

Kurzfristig kommt beim HO-Lkw nur der Diesel als Hybridisierung in Betracht, weil Rechnungen zeigen, dass aufgrund der Batteriedichte und des bis 2030 zu erwartenden Oberleitungsausbaus die Batteriekapazität nicht ausreicht, um die Strecken ohne Oberleitungen abzudecken (An- und Abfahrt zur Autobahn, Autobahnteilstrecken ohne Oberleitungen). Langfristig (2050) könnte dann eine größere Batterie Sinn machen. Die Wirtschaftlichkeit dieser Lösung hängt aber wesentlich davon ab, dass die Batteriepreise gegenüber heutigen Werten noch deutlich gesenkt werden können.

Der konventionelle Diesel-Lkw wird über die Zeit (von 2030 bis 2050) immer unwirtschaftlicher. Dies liegt an den deutlich steigenden Rohölpreisen des unterstellten Aktuelle-Maßnahmen-Szenarios sowie den deutlich steigenden Anschaffungspreisen für die Fahrzeuge, um diese effizienter zu gestalten und Umwelanforderungen zu erfüllen. Sensitivitätsrechnung zeigen, dass die Wirtschaftlichkeit bei unterstellten niedrigeren Anschaffungsausgaben bei gleichzeitig geringerem Effizienzfortschritt die Wirtschaftlichkeit der konventionellen Diesel-Lkw nicht verbessert.

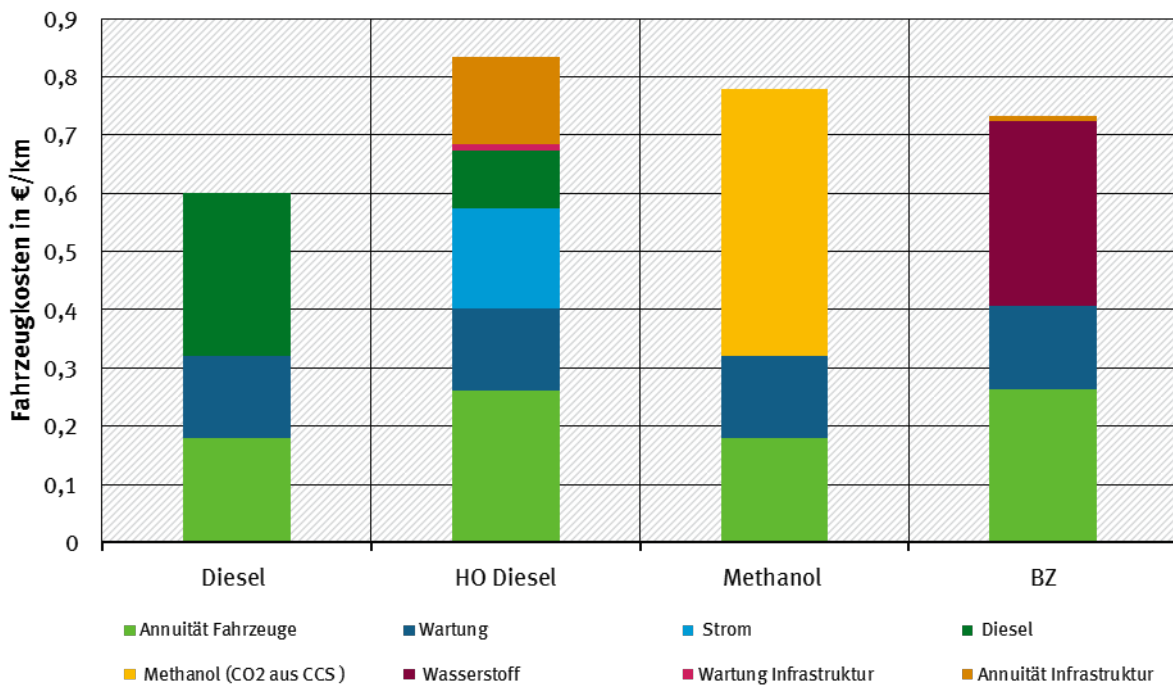
Die wirtschaftliche Bewertung des Methanol-Lkw wird stark durch die Methanolkosten determiniert (siehe zu den treibenden Größen für Methanol Kapitel 3.2). Wie im Pkw- und LNF-Sektor ist die Methanollösung langfristig wirtschaftlich schlechter zu bewerten als die anderen Alternativen. Dies liegt, wie bei den Pkw, an den hohen Preisen für Methanol und den vergleichsweise niedrigeren Wirkungsgraden (gegenüber den HO-Lkw). In den Berechnungen wird als CO₂-Quelle CCS aus der Industrie unterstellt. Wird atmosphärisches CO₂ angenommen (siehe Kosten in Abschnitt 3.2), dann steigen die Kilometerkosten bei Lkw noch einmal deutlich an (2030 von 0,78 €/km auf 0,99 €/km und in 2050 von 0,86 €/km auf 0,95 €/km). Wenn man sich ein stark dekarbonisiertes Energiesystem vorstellt, dann wird nur noch die Bereitstellung von CO₂ aus der Luft eine Option sein, die in größeren Mengen für die Methanolproduktion herangezogen werden kann. Rechnet man bei den Elektrolyseuren und der Methanolsynthese mit 3.000 Volllaststunden, um nur zu Zeiten von günstigen Strompreisen zu produzieren, dann ändern sich die Werte in 2030 kaum, aber in 2050 gehen die km-Kosten bei CO₂-Herkunft aus der Industrie auf 0,68 zurück. Selbst unter diesen für Methanol-Lkw sehr günstigen Annahmen liegen die Kilometerkosten nicht unter denen der beiden HO-Lkw-Optionen.

Der Methanoleinsatz bei Lkw schneidet wegen des bereits erwähnten höheren Einflusses der Kraftstoffkosten nicht gut ab. Eine in dieser Studie nicht untersuchte Option ist es, dass das Methanol im Ausland günstiger als in Deutschland herzustellen ist, weil aufgrund der klimatischen und geographischen Voraussetzung in einigen Ländern die erneuerbare Stromproduktion deutlich günstiger ist als in Deutschland. Wie in Abschnitt 3.2 dargestellt, spielt der Strompreis (neben der hohen Anlagenauslastung sowie den CO₂-Kosten) eine wichtige Rolle an den Methanolherstellkosten, während die dann anfallenden Transportkosten für den Import des Methanols nach Deutschland kaum ins Gewicht fallen (siehe UBA 2016b). Somit könnte sich die Wirtschaftlichkeit des Methanols bei Importlösungen verbessern. Hierzu sollten weiterführende Analyse durchgeführt werden.

Kostenseitig interessanter sind die BZ-Lkw. Hier fallen anders wie bei Methanol Infrastrukturkosten ins Gewicht, aber in der Summe aus höherer Effizienz des Antriebsstrangs gegenüber dem Methanolantrieb sowie den günstigeren Kraftstoffkosten liegen sie trotz der höheren Investitionen in das Fahrzeug 2050 deutlich unter denen der Methanol-Lkw. Im Vergleich mit den HO-Lkw landen sie 2050 in einer vergleichbaren Größenordnung. 2030 sind sie die günstigste der SKO.

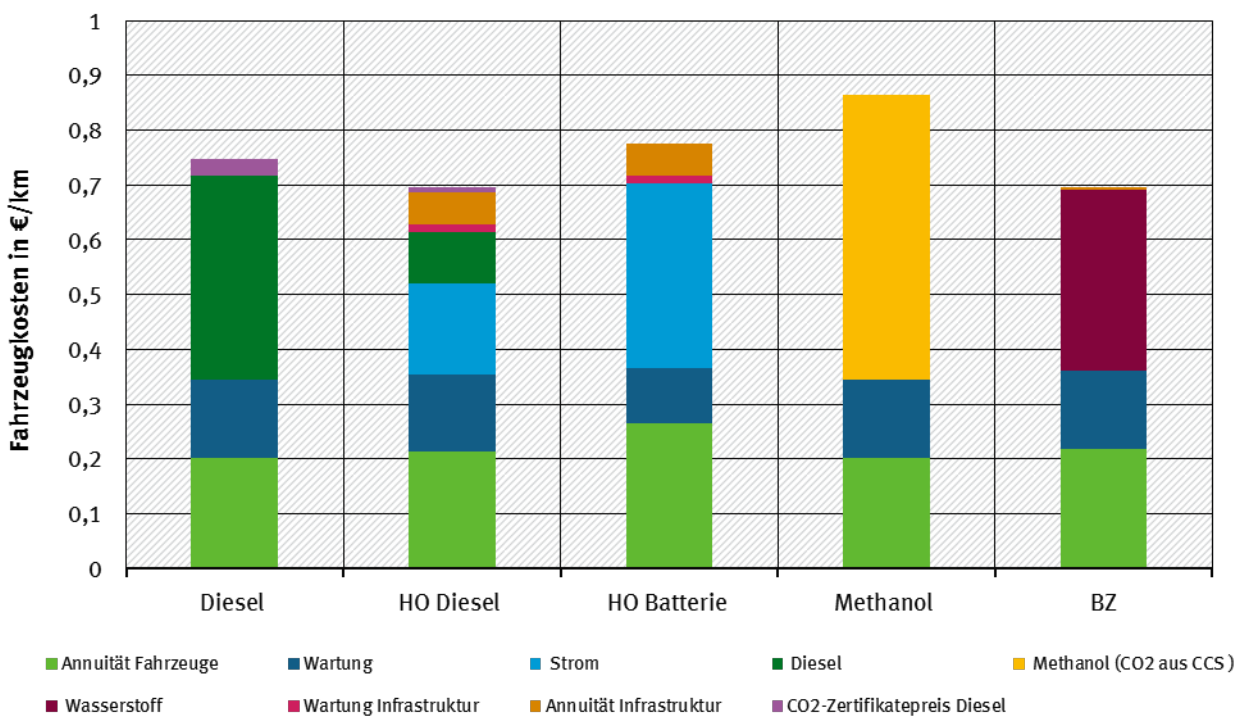
Wenn man die Sensitivität für das AMS mit 3.000 Volllaststunden rechnet, wird der BZ-Lkw in 2050 die mit Abstand günstigste Option. Die Kilometerkosten gehen in 2050 auf 0,57 €/km zurück.

Abbildung 65: Vergleich der spezifischen Kosten für Lkw (SZM) im Jahr 2030



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Abbildung 66: Vergleich der spezifischen Kosten für Lkw (SZM) im Jahr 2050



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

7.2.2 Wärme

7.2.2.1 Einleitung

Wärmepumpen als zentrale effiziente Sektorkopplungstechnik im Bereich der Wärmebereitstellung spielen bereits heute eine wichtige Rolle im Wärmemarkt. Während Wärmepumpen in Gebäuden bereits weit verbreitet sind, spielen sie in Wärmenetzen noch keine wesentliche Rolle. In Dänemark werden große Wärmepumpen jedoch bereits heute in Wärmenetzen eingesetzt.

7.2.2.2 Wärmebereitstellung dezentral

Wärmepumpen weisen insbesondere bei Neubauten hohe Marktanteile auf. Die Vorteilhaftigkeit der Wärmepumpen gegenüber anderen Heizungssystemen ist dabei stark von einem hohen Dämmstandard des Gebäudes, von finanziellen Förderungen und der Nutzungspflicht erneuerbarer Energien nach dem EEWärmeG getrieben. Die ökonomische Bewertung in diesem Kapitel basiert auf den systemanalytischen Kosten ohne Berücksichtigung von Steuern und Abgaben (siehe 7.2). Dadurch ergeben sich insbesondere im privaten Sektor starke Abweichungen von den real anfallenden betriebswirtschaftlichen Kosten.

Eingangsparameter

In den folgenden Tabellen sind die zentralen Daten für die ökonomische Bewertung der Heiztechnologien zusammengestellt. Erdreich- und Luftwärmepumpen werden einem Gasbrennwertkessel als fossile RT gegenübergestellt.

Tabelle 72: Eingangsparameter – Wärmebereitstellung dezentral 2015, ohne Steuern und Abgaben

2015	Referenztechnik Gasbrennwertkessel	Wärmepumpe Erdreich	Wärmepumpe Luft
Anschaffung [€] ³⁾	4.370	10.000	12.000
Auslastung [h/a] ¹⁾	1.500	1.500	1.500
Energieverbrauch [kWh/ kWh _{Nutz}] ³⁾	1,04	0,29	0,37
Energiepreis [€/kWh]	0,035 ²⁾	0,098	0,098
Wartung / Instandhaltung [€/kWh _{Nutz}] ³⁾	0,013	0,007	0,005
Lokale Infrastrukturkosten [€/kWh _{Nutz}] ⁴⁾	0,016	0,062 ⁵⁾	0,012

Quellen/Anmerkungen: ¹⁾ mittlere Auslastung basierend auf DLR, Fraunhofer IWES, IFNE 2012; ²⁾ inklusive Kostenaufschlag für das Übertragungsnetz von 22 % (basierend auf BMWi 2016); ³⁾ basierend auf KS95; ⁴⁾ Umrüstkosten zur Einbindung der Heizung in das Gebäude; ⁵⁾ wesentliche Kostenbestandteile sind die Erdwärmekollektoren und die Anpassungen des Heizungsverteilsystems

Tabelle 73: Eingangsparameter – Wärmebereitstellung dezentral 2030, ohne Steuern und Abgaben

2030	Referenztechnik Gasbrennwertkessel	Wärmepumpe Erdreich	Wärmepumpe Luft
Anschaffung [€] ³⁾	4.193	7.566	9.079
Auslastung [h/a] ¹⁾	1.500	1.500	1.500
Energieverbrauch [kWh/ kWh _{Nutz}] ³⁾	1,03	0,26	0,32
Energiepreis [€/kWh]	0,057 ²⁾	0,152	0,152
Wartung / Instandhaltung [€/kWh _{Nutz}] ³⁾	0,013	0,007	0,005
Lokale Infrastrukturkosten [€/kWh _{Nutz}] ⁴⁾	0,015 ⁶⁾	0,059 ⁵⁾⁷⁾	0,011 ⁷⁾

Quellen/Anmerkungen: ¹⁾ mittlere Auslastung basierend auf DLR, Fraunhofer IWES, IFNE 2012; ²⁾ inklusive Kostenaufschlag für das Übertragungsnetz von 22 % (basierend auf BMWi 2016); ³⁾ basierend auf KS95, Kostendegression basierend auf DLR, Fraunhofer IWES, IFNE 2012; ⁴⁾ Umrüstkosten zur Einbindung der Heizung in das Gebäude; ⁵⁾ wesentliche Kostenbestandteile sind die Erdwärmekollektoren und die Anpassungen des Heizungsverteilsystems; ⁶⁾ Kostendegression auf 40 % der lokalen Infrastrukturkosten; ⁷⁾ Kostendegression auf 20 % der lokalen Infrastrukturkosten

Tabelle 74: Eingangsparameter – Wärmebereitstellung dezentral 2050, ohne Steuern und Abgaben

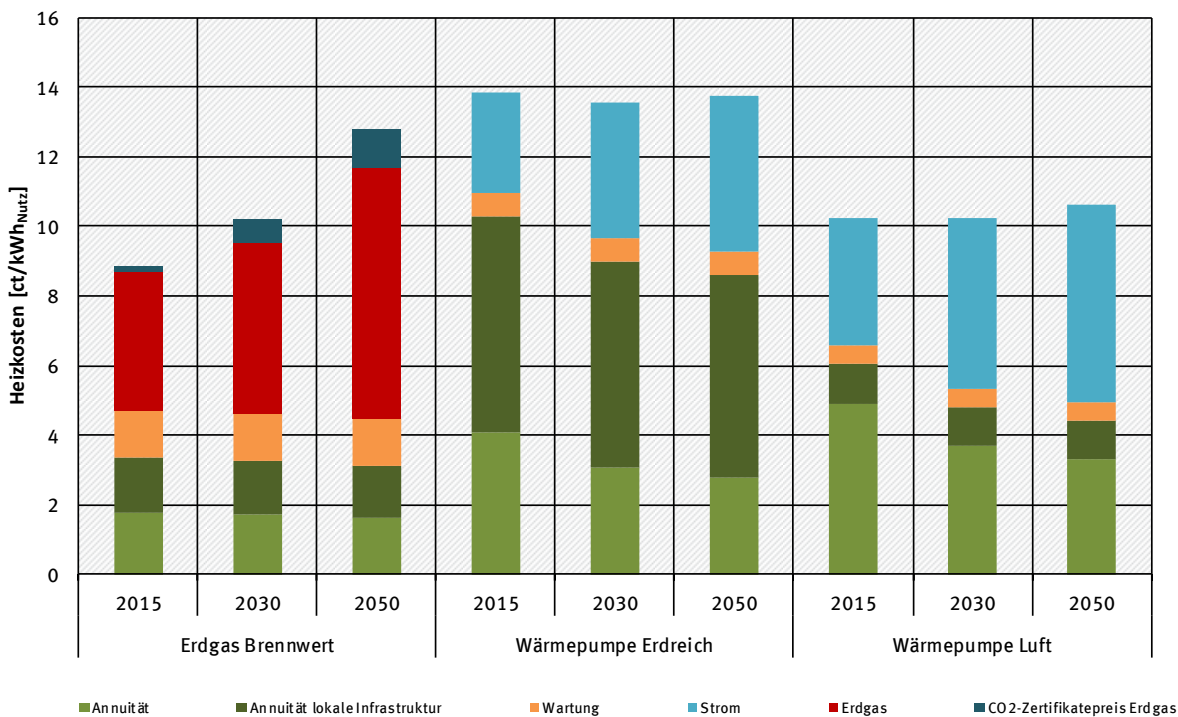
2050	Referenztechnik Gasbrennwertkessel	Wärmepumpe Erdreich	Wärmepumpe Luft
Anschaffung [€] ³⁾	3.974	6.796	8.155
Auslastung [h/a] ¹⁾	1.500	1.500	1.500
Energieverbrauch [kWh/ kWh _{Nutz}] ³⁾	1,02	0,23	0,28
Energiepreis [€/kWh]	0,086 ²⁾	0,199	0,199
Wartung / Instandhaltung [€/kWh _{Nutz}] ³⁾	0,013	0,007	0,005
Lokale Infrastrukturkosten [€/kWh _{Nutz}] ⁴⁾	0,015 ⁶⁾	0,058 ⁵⁾⁷⁾	0,011 ⁷⁾

Quellen/Anmerkungen: ¹⁾ mittlere Auslastung basierend auf DLR, Fraunhofer IWES, IFNE 2012; ²⁾ inklusive Kostenaufschlag für das Übertragungsnetz von 22 % (basierend auf BMWi 2016); ³⁾ basierend auf KS95, Kostendegression basierend auf DLR, Fraunhofer IWES, IFNE 2012; ⁴⁾ Umrüstkosten zur Einbindung der Heizung in das Gebäude; ⁵⁾ wesentliche Kostenbestandteile sind die Erdwärmekollektoren und die Anpassungen des Heizungsverteilsystems; ⁶⁾ Kostendegression auf 40 % der lokalen Infrastrukturkosten; ⁷⁾ Kostendegression auf 20 % der lokalen Infrastrukturkosten

Ergebnisse und Sensitivitäten

Der Erdgasbrennwertkessel verursacht unter den getroffenen Annahmen aktuell deutlich geringere Heizkosten als Wärmepumpen. Wärmepumpen führen aufgrund ihrer hohen Investitionen zu höheren Heizkosten. Der Kostenvorteil der Erdgasbrennwertkessel geht durch steigende Gaspreise und steigende CO₂-Zertifikatspreise einerseits und der stärkeren Kostendegression und Lernraten der Wärmepumpen andererseits bis zum Jahr 2050 schrittweise verloren. Im Jahr 2030 sind die spezifischen Heizkosten der Wärmepumpen noch höher als die spezifischen Heizkosten eines Gasbrennwertkessels. Im Jahr 2050 weist die Luftwärmepumpe die geringsten spezifischen Heizkosten auf. Auch die Erdwärmepumpe hat im Jahr 2050 lediglich um 0,85 ct/kWh höhere Heizkosten als der Gasbrennwertkessel.

Abbildung 67: Vergleich der spezifischen Kosten von Erdgasbrennwertkesseln und Wärmepumpen



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Wichtige Treiber der spezifischen Kosten sind die Auslastung bzw. Auslegung der Anlagen, die Lernrate und die Effizienzfortschritte.

Werden die Anlagen kleiner ausgelegt, so sinken die Investitionen, und die Auslastung der Anlagen erhöht sich. Bei der Erwärmung des Gebäudes bei sehr kalter Witterung ist dann jedoch teilweise nur eine etwas geringere Raumtemperatur zu erreichen (bei sehr niedrigen Außentemperaturen) oder die Aufheizzeit der Räume ist etwas länger. Wird eine Auslastung von 2.000 h/a statt 1.500 h/a unterstellt, sinken die Heizkosten der Erdwärmepumpen stärker als die Heizkosten der Erdgasbrennwertkessel und Luftwärmepumpen. Allerdings ergeben sich auch in diesem Fall für die Erdwärmepumpe bis 2030 die höchsten Heizkosten.

In der Betrachtung wird in Anlehnung an die Ergebnisse des KS95 von einer Effizienzsteigerung der Wärmepumpen 15 % bis zum Jahr 2030 und 30 % bis zum Jahr 2050 ausgegangen. In DLR, Fraunhofer IWES, IFNE (2012) werden vergleichbare Effizienzfortschritte von 15 % bis 2030 und 25 % bis 2050 angenommen. Im AMS sind die Effizienzfortschritte mit 3 % bis 2030 und 7 % bis 2050 deutlich geringer. Dies liegt neben der unterschiedlichen technischen Entwicklung der Wärmepumpen auch an geringeren Dämmstandards im AMS. Werden für die ökonomische Bewertung die geringen Effizienzfortschritte des AMS unterstellt, erhöht sich der Stromverbrauch und somit die variablen Kosten der Wärmepumpen. Im Jahr 2050 liegen die Heizkosten der Luftwärmepumpen bei dieser Betrachtung um 1,3 ct/kWh statt 2,3 ct/kWh unter denen der Gasbrennwertkessel.

In einer Sensitivitätsbetrachtung wurde der Brennstoffpreis für Erdgas verdoppelt, wodurch Luftwärmepumpen bereits im Jahr 2015 und Erdwärmepumpen ab 2030 kostengünstiger wären als Erdgasbrennwertkessel. Werden die höheren Brennstoffpreise des KS95 zugrunde gelegt, bleibt der Erdgasbrennwertkessel bis zum Jahr 2050 die kostengünstigste Technologie.

7.2.2.3 Wärmebereitstellung in Wärmenetzen

Neben der dezentralen Wärmebereitstellung in Gebäuden, kann der Raumwärme- und Warmwasserbedarf auch über Wärmenetze gedeckt werden. In Wärmenetzen wird Wärme für Quartiere, einzelne oder mehrere Stadtteile bereitgestellt. In Wärmenetzen kommen häufig mehrere Energieträger bivalent zum Einsatz. Für Wärmenetze wird zur ökonomischen Bewertung ein Gasheizkessel als fossile RT zugrunde gelegt. Sowohl für den Gasheizkessel als auch für die Wärmepumpe wird eine thermische Leistung von 5 MW unterstellt. Mögliche Wärmequellen für Großwärmepumpen sind Umgebungswärme und Abwärme auf niedrigem Temperaturniveau. In Wärmenetzen ist die Auslastung höher, da die Lastkurve im Wärmenetz durch Ausgleichseffekte glatter ist als die Lastkurve in einzelnen Haushalten oder Gebäuden.

Eingangsparameter

In den folgenden Tabellen sind die zentralen Daten für die ökonomische Bewertung der Heiztechnologien zusammengestellt. Die Wärmebereitstellungskosten liegen aufgrund der Skaleneffekte deutlich unter den Heizkosten bei der dezentralen Erzeugung. In der Gegenüberstellung wird die Wärmebereitstellung im Wärmenetz betrachtet. Die Kosten für das Wärmenetz unterscheiden sich für die verschiedenen Technologien nicht grundlegend und befinden sich in dieser Betrachtung daher außerhalb der Systemgrenzen. Die Wärmebereitstellungskosten in Wärmenetzen sind somit allerdings nicht direkt mit den Heizkosten der dezentralen Technologien vergleichbar.

Tabelle 75: Eingangsparameter – Wärmebereitstellung in Wärmenetzen 2015, ohne Steuern und Abgaben

2015	Referenztechnik Gasheizkessel	Wärmepumpe Umgebungs- wärme	Wärmepumpe Abwärme 35 °C
Anschaffung [T€]	270	4.000 ¹⁾	4.000 ²⁾
Auslastung [h/a]	3.000	3.000	3.000
Energieverbrauch [kWh/ kWh _{Nutz}]	1,06	0,31 ³⁾	0,25 ⁴⁾
Energiepreis [€/kWh]	0,035	0,098	0,098
Wartung / Instandhaltung [€/kWh _{Nutz}]	0,002	0,003 ⁵⁾	0,004 ⁶⁾

Quellen/Anmerkungen: ¹⁾ 500-800 €/kW nach EU – JRC (2012); ²⁾ 450-850 €/kW nach EU – JRC (2012);

³⁾ JAZ = 2,8-3,5 nach EC JRC (2012); ⁴⁾ 3,6-4,5 nach EC JRC (2012); ⁵⁾ Annahme: 1 % der Investition;

⁶⁾ Annahme: 1,5 % der Investition

Tabelle 76: Eingangsparameter – Wärmebereitstellung in Wärmenetzen 2030, ohne Steuern und Abgaben

2030	Referenztechnik Gasheizkessel	Wärmepumpe Umgebungs- wärme	Wärmepumpe Abwärme 35 °C
Anschaffung [T€]	259	3.440 ¹⁾	3.440 ¹⁾
Auslastung [h/a]	3.000	3.000	3.000
Energieverbrauch [kWh/ kWh _{Nutz}]	1,05	0,30 ²⁾	0,24 ²⁾
Energiepreis [€/kWh]	0,057	0,152	0,152
Wartung / Instandhaltung [€/kWh _{Nutz}]	0,002	0,002 ⁵⁾	0,003 ⁶⁾

Quellen/Anmerkungen: ¹⁾ nach EU – JRC (2012) mit Kostendegression basierend auf DLR, Fraunhofer IWES, IFNE (2012); ²⁾ nach EU – JRC (2012) mit Lernrate basierend auf DLR, Fraunhofer IWES, IFNE (2012); ⁵⁾ Annahme: 1 % der Investition; ⁶⁾ Annahme: 1,5 % der Investition

Tabelle 77: Eingangsparameter – Wärmebereitstellung in Wärmenetzen 2050, ohne Steuern und Abgaben

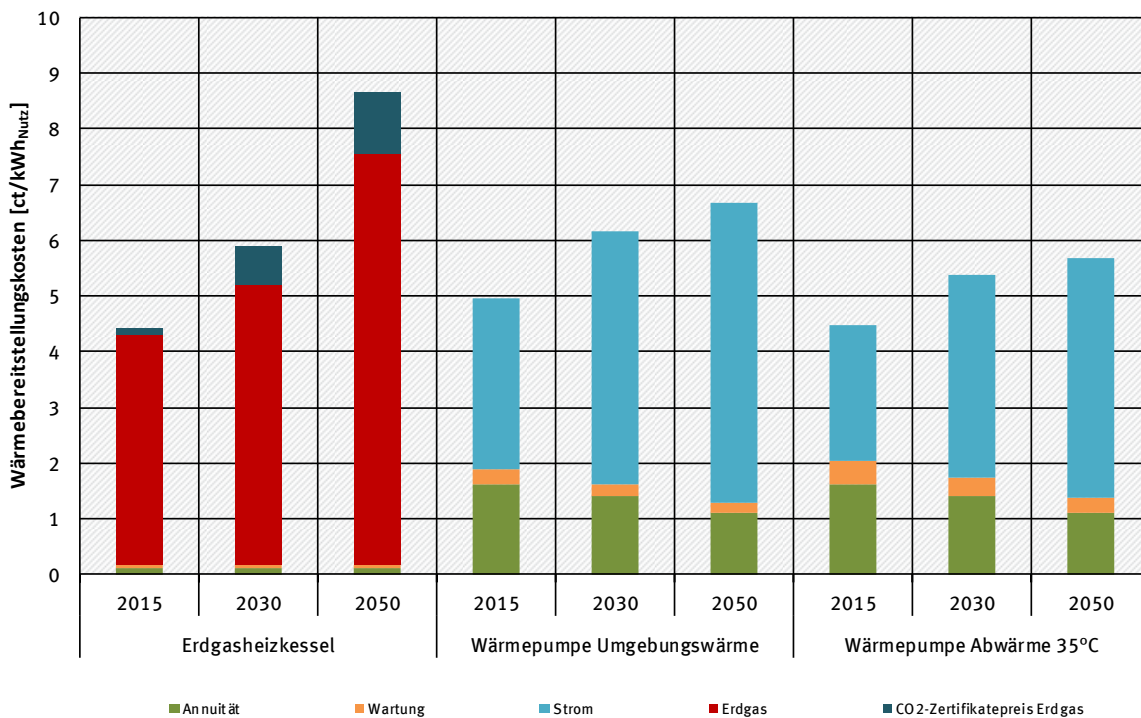
2050	Referenztechnik Gasheizkessel	Wärmepumpe Umgebungs- wärme	Wärme- pumpe Abwärme 35 °C
Anschaffung [T€]	246	2.718 ¹⁾	2.718 ¹⁾
Auslastung [h/a]	3.000	3.000	3.000
Energieverbrauch [kWh/ kWh _{Nutz}]	1,04	0,27 ²⁾	0,22 ²⁾
Energiepreis [€/kWh]	0,086	0,199	0,199
Wartung / Instandhaltung [€/kWh _{Nutz}]	0,002	0,002 ⁵⁾	0,003 ⁶⁾

Quellen/Anmerkungen: ¹⁾ nach EU – JRC (2012) mit Kostendegression basierend auf DLR, Fraunhofer IWES, IFNE (2012); ²⁾ nach EU – JRC (2012) mit Lernrate basierend auf DLR, Fraunhofer IWES, IFNE (2012); ⁵⁾ Annahme: 1 % der Investition; ⁶⁾ Annahme: 1,5 % der Investition

Ergebnisse und Sensitivitäten

Im Jahr 2015 sind mit Erdgas befeuerte Heizkessel eine kostengünstigere Wärmebereitstellungstechnologie als Großwärmepumpen. Mit steigenden Erdgaspreisen und steigenden CO₂-Zertifikatspreisen reduziert sich der Kostenvorteil der Erdgasheizkessel gegenüber den Wärmepumpen. Im Jahr 2030 sind die Wärmebereitstellungskosten der Abwärme-Wärmepumpe auf dem gleichen Niveau wie die Wärmebereitstellungskosten des Erdgasheizkessels, im Jahr 2050 haben Wärmepumpen einen Kostenvorteil.

Abbildung 68: Vergleich der spezifischen Kosten von Erdgasheizkesseln und Wärmepumpen in Wärmenetzen



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Vergleichbar mit den dezentralen Wärmepumpen sind die wesentlichen Einflussgrößen für die ökonomische Betrachtung die Investitionen, die Auslastung und die Effizienz der Technologien.

Wird für die ökonomische Bewertung der Wärmepumpen die Untergrenze der Investitionen angesetzt, so sind bereits im Jahr 2015 die Kosten der Abwärme-Wärmepumpe geringer als die Kosten des Gasheizkessels. Die Kostendifferenz zwischen Luftwärmepumpe und Erdgasheizkessel ist geringer als bei höheren Investitionen für die Wärmepumpe. Auch bei geringen Investitionen wird die Luftwärmepumpe erst im Jahr 2050 kostengünstiger als der Erdgasheizkessel.

Unter der Annahme höherer Strompreise wie sie im KS95 erreicht werden, ist die Luftwärmepumpe bis 2050 die teuerste Technologie, während die Abwärme-Wärmepumpe im Jahr 2050 die kostengünstigste Wärmebereitstellungstechnologie bleibt. Werden die Brennstoffpreise für Erdgas verdoppelt, so verdoppeln sich die Wärmebereitstellungskosten des Erdgasheizkessels nahezu, während die Wärmebereitstellungskosten der Wärmepumpe unverändert bleiben. In diesem Fall wäre der Betrieb Wärmepumpen in Wärmenetzen bereits ab 2015 kostengünstiger.

Die Auslastung der Wärmeerzeuger in Wärmenetzen hängt stark von der Dimensionierung der Wärmeerzeuger bezogen auf die maximale Heizlast und der Einspeisecharakteristik der anderen Wärmeerzeuger im Wärmenetz ab. Sind die Wärmepumpen auf einen Grundlastbetrieb ausgelegt und sind im Wärmenetz keine oder nur geringe Wärmeleistungen aus KWK und erneuerbaren Energien installiert, so kann eine Großwärmepumpe eine Auslastung von 6.000 h/a erreichen. Die im Vergleich zum Erdgasheizkessel hohen Investitionen der Wärmepumpe verändern die ökonomische Bewertung stark. Im Jahr 2015 liegen die Wärmebereitstellungskosten von Erdgasheizkesseln bei 4,3 ct/kWh und von Luftwärmepumpen bei 4 ct/kWh. Abwärme-Wärmepumpen sind bei hoher Auslastung mit Wärmebereitstellungskosten von 3,5 ct/kWh die günstigste Wärmebereitstellungstechnologie. Im

Jahr 2030 ergibt sich ein ähnliches Bild auf etwas höherem Niveau, im Jahr 2050 sind Wärmepumpen wie auch unter den Grundannahmen die günstigste Wärmebereitstellungstechnologie.

Wird in einem Wärmenetz viel Solarthermie, Abwärme oder KWK-Wärme⁵⁰ genutzt, kann die Auslastung der Wärmepumpen geringer ausfallen. Bei einer Auslastung von lediglich 1.500 h/a bedingen die Investitionen einen größeren Teil der Wärmebereitstellungskosten der Wärmepumpe. Im Jahr 2015 sind die Wärmebereitstellungskosten der Wärmepumpen in diesem Fall mit mehr als 6,5 ct/kWh deutlich höher als bei Gasbrennwertkesseln. Ansonsten ändern sich die grundsätzlichen Ergebnisse der ökonomischen Bewertung gegenüber den Grundannahmen mit einer Auslastung von 3.000 h/a nicht. In den Jahren 2015 und 2030 ist der Erdgasheizkessel die günstigste Erzeugungsoption, während im Jahr 2050 Wärmepumpen geringere Wärmegestehungskosten als Erdgasheizkessel aufweisen.

7.2.3 Industrie

In diesem Abschnitt wird die ökonomische Betrachtung von SKO in der Industrie vorgenommen. Dabei ist anzumerken, dass die in diesem Abschnitt gemachten Angaben einer großen Unsicherheit unterliegen. Dies liegt in erster Linie darin begründet, dass viele ökonomische Kennzahlen nicht öffentlich verfügbar sind und die wenigen Angaben in der Literatur einer großen Bandbreite unterliegen. Zudem unterscheiden sich Anlagen häufig in ihrer Auslegung und ihrem Umfeld, was zusätzlich zu einer starken Beeinflussung ökonomischer Größen führen kann. Bei den in den folgenden Unterabschnitten ausgewiesenen Zahlenwerten ist dies bei deren Interpretation zu berücksichtigen. Insbesondere die spezifischen Gesamtkosten können sich daher abhängig von den getroffenen Annahmen stark unterscheiden. Getroffene Annahmen bezüglich der Stoffe Wasserstoff, Methan und Kohlenstoff können Kapitel 4.6 entnommen werden.

7.2.3.1 Wärmebereitstellung in der Industrie – Großwärmepumpen

Großwärmepumpen in der Industrie können Wärme bis 120 °C bereitstellen. Die Effizienz der Großwärmepumpen ist stark abhängig von der Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und der benötigten Nutzwärme. Wie auch in Fernwärmenetzen ist die RT zur Wärmebereitstellung in der Industrie ein Gasheizkessel. Die Investitionen liegen für kleinere Anlagen (<0,5 MW_{th}) mit 450-700 €/kW in der Größenordnung von großen Wärmepumpen für Fernwärmenetze, größere Anlagen (ca. 4 MW) können deutlich geringere Investitionen von 240-420 €/kW aufweisen (vergleiche Soroka (2015)). Die Ergebnisse zur Wärmepumpen in Wärmenetzen lassen sich grundsätzlich auf die Wärmebereitstellung mittels Großwärmepumpen in der Industrie übertragen. Je nach verfügbarer Wärmequelle können die Nutzungsgrade und damit die Wärmebereitstellungskosten variieren.

7.2.3.2 Glasindustrie

Bedingt durch die verschiedenen Glasarten, die in der Glasindustrie hergestellt werden, können die Kosten teilweise sehr unterschiedlich sein. Dabei spielen einerseits die unterschiedlichen Anlagenarten eine Rolle, als auch der Einsatz unterschiedlicher Materialien. Die höchsten Anlagenkosten sind tendenziell bei Spezialglas zu finden, wohingegen bei Behälterglas verhältnismäßig geringe spezifische Anlagenkosten anfallen. Momentan richtet sich der Einsatz nach Gasschmelzöfen bzw. Elektro-

⁵⁰ die den KWK-Strom absetzen kann

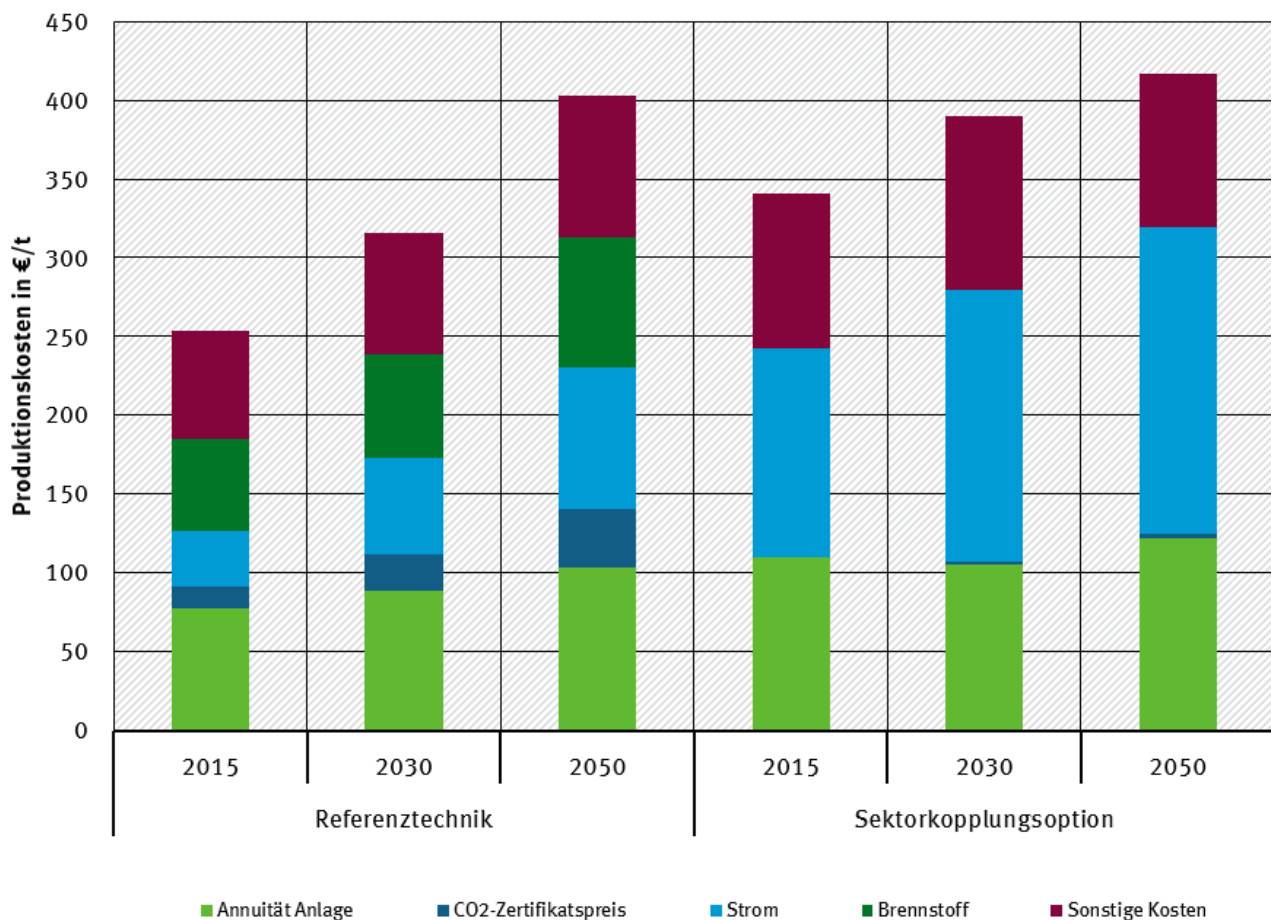
schmelzöfen hauptsächlich nach den Energiepreisen. So werden teilweise Elektroöfen mit Gasbrennern nachgerüstet, um Kostenvorteile bzgl. der Energieträger ausnutzen zu können. Bedingt durch kürzere Nutzungsdauern von Elektroöfen, muss für jede Anlage eine spezifische Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt werden, ob sich der Einsatz lohnt. Dabei zeigt sich, dass aktuell unter 75 t/d sich meist ein Elektroschmelzofen lohnen kann, wohingegen über 300 t/d dies nicht mehr häufig der Fall ist. Für Großanlagen bzw. für Flachglas sind zudem noch keine Elektroöfen verfügbar, sodass hier zusätzliches Geld für die Entwicklung aufgebracht werden muss (Scalet et al. 2013).

Für die Analyse werden daher gemittelte Werte für die Glasherstellung angenommen. Für die fossil betriebenen Anlagen wird eine Kapitalintensität von 998 € pro Tonne Jahresproduktionskapazität angenommen. Der Wert für die elektrischen Schmelzöfen wird um 40 % niedriger angesetzt. Bei der Lebensdauer der Anlagen werden Zeiten von 16 Jahren für die RT und 7 Jahren für die SKO verwendet. Die Wartungskosten betragen 2 bzw. 3 % der Anfangsinvestition pro Jahr (RT bzw. SKO). Bei den Materialkosten wird für beide Optionen als Ausgangsbasis in 2015 Kosten vom 1,1-fachen Wert der Brennstoffkosten angenommen.

Ergebnisse

Der Vergleich der spezifischen Herstellungskosten von Glas zwischen der RT und der SKO wird in Abbildung 69 zusammengefasst.

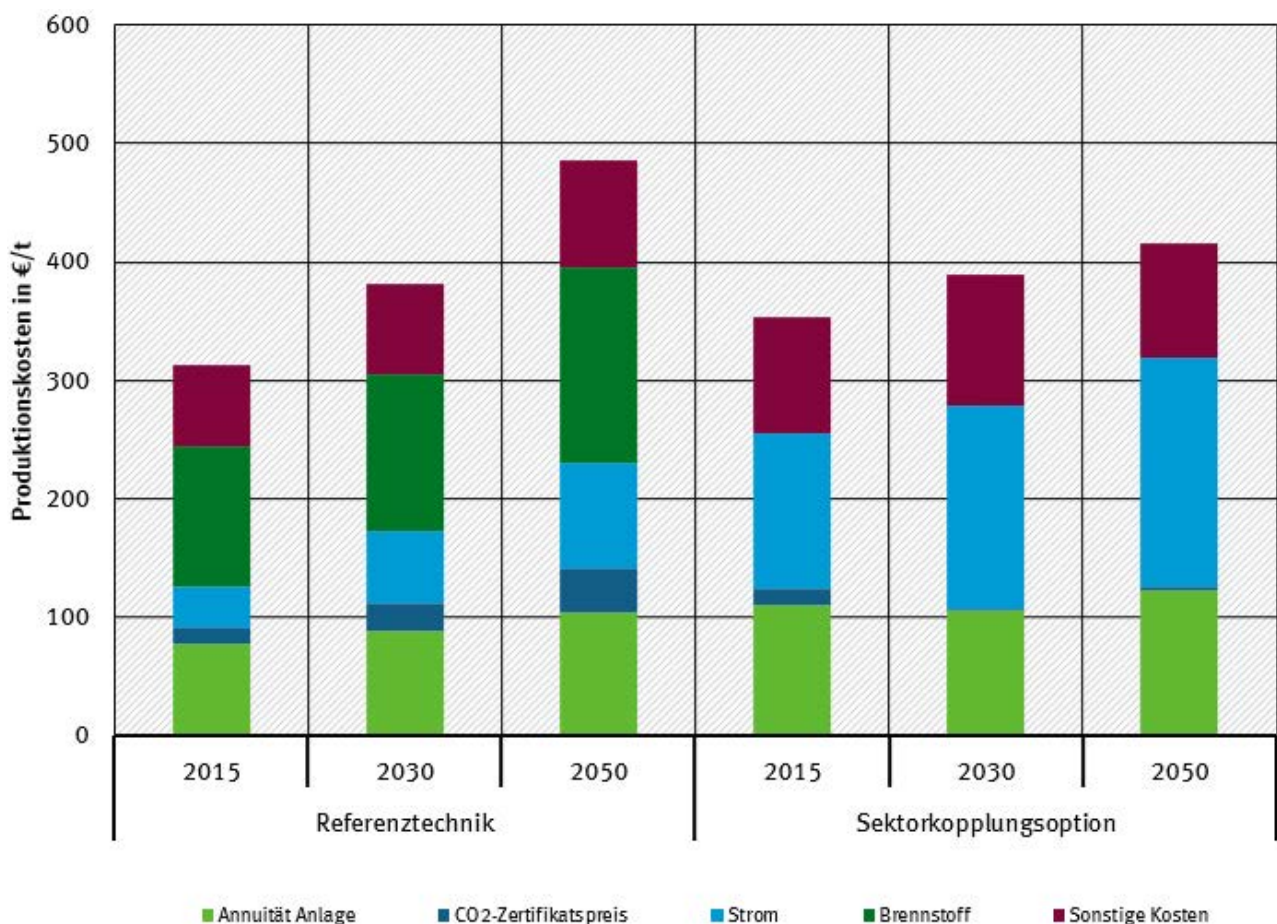
Abbildung 69: Vergleich der spezifischen Produktionskosten von Glas unter Rahmenbedingungen des AMS



Anmerkung: eigene Abschätzung für das AMS basierend auf folgenden Quellen: Scalet et al. 2013, Green Rhino Energy 2013, Glass For Europe 2015b, Arens 2012, Manaset et al. 2008, Edgar et al. 2008, Marcu et al. 2014, Wintour 2015 und Fleiter et al. 2013

Die Herstellungskosten bei der RT als auch bei der SKO teilen sich insbesondere auf die Energiekosten, die Materialkosten (in sonstigen Kosten enthalten) und die Abschreibungskosten der Anlage auf. Die Energiekosten werden bei der RT von den Brennstoffkosten und bei der SKO von den Stromkosten dominiert. Anzumerken ist hierbei, dass tendenziell in der Einzelbetrachtung mehrerer Glasarten die Stromkosten bei der RT noch etwas niedriger und die Brennstoffkosten höher ausfallen können. Durch die geringere Lebensdauer der elektrischen Schmelzöfen sind die Abschreibungskosten trotz geringerer Anschaffungskosten bei der SKO leicht höher als bei der RT. Unter den gemachten Annahmen zeigt sich, dass hauptsächlich der Kostenblock für die Energiekosten steigt. Die CO₂-Zertifikatskosten spielen nur eine untergeordnete Rolle, unterliegen aber auch einem stärkeren Wachstum bei der RT. Der Vergleich zwischen SKO und RT in den jeweiligen Stichjahren zeigt, dass die Herstellungskosten ähnlich sind und es über die Zeit hierbei zu keiner großen Änderung zugunsten einer Technik kommt, tendenziell ist die SKO aber die teurere Technik. Je nach betrachtetem Einzelfall kann dies jedoch auch anders aussehen und sich der Einsatz elektrischer bzw. bivalenter Schmelzöfen lohnen. Dies spiegelt auch die momentane Marktsituation wider, dass dort, wo es technisch möglich ist, beide Techniken gewählt werden und die Entscheidung meist auf einem Vergleich der verursachten Energiekosten beruht.

Abbildung 70: Vergleich der spezifischen Produktionskosten von Glas – Sensitivität (unter AMS-Rahmenbedingungen)



Anmerkung: eigene Abschätzung für das AMS mit doppelten Erdgaspreisen basierend auf folgenden Quellen: Scalet et al. 2013, Green Rhino Energy 2013, Glass For Europe 2015b, Arens 2012, Manaset et al. 2008, Edgar et al. 2008, Marcu et al. 2014, Wintour 2015 und Fleiter et al. 2013

Für das KS95 ergibt sich durch den höheren Strompreis ein etwas höheres Preisniveau bei der SKO. Bei einer Entwicklung zu günstigeren Strompreisen im Vergleich zu Erdgaspreisen entgegen dem AMS würde der Kostenvorteil aber zunehmend auf der Seite der SKO liegen. Für den zweifachen Erdgaspreis ergibt sich beispielsweise der Vergleich nach Abbildung 70.

Hier wäre die SKO über alle Glasarten gemittelt die wirtschaftlichere Option. Für einzelne Glasarten kann es aufgrund des Produktionsprozesses aber auch dann noch technisch erforderlich oder auch wirtschaftlicher sein, auf die RT zurückzugreifen. Durch den erforderlichen Dauerbetrieb der Anlage kann hier jedoch nicht viel von niedrigen Strompreisen im Jahresverlauf bei einem preisgesteuerten rein elektrischen Betrieb profitiert werden. Ein stärkerer Anstieg der CO₂-Zertifikatskosten würde einen ähnlichen Effekt haben und die SKO begünstigen. Zudem könnten die jährlichen Abschreibungen für die Anlage bei der SKO niedriger ausfallen, wenn deren Lebenszeit sich denen der RT annähern würde. Preisschwankungen beim Bezug von Materialien (inkl. der Transportkosten) haben hingegen nur eine Auswirkung auf den absoluten Preis und stellen keinen Vorteil zugunsten einer der Optionen dar.

7.2.3.3 Stahlherstellung

Die Kosten für die Stahlherstellung sind insbesondere von den Materialkosten geprägt. Da in Deutschland die meisten Materialien wie Eisenerz importiert werden müssen, ist dieser Kostenanteil stark von den Weltmarktpreisen und den Transportkosten geprägt. Die Kosten für die Anlagen können je nach verwendeter Technik bzw. der Prozessführung sehr unterschiedlich ausfallen, wobei die Abschreibungskosten selten mehr als 20 % ausmachen. Gleiches gilt für die Personalkosten, die in der Regel weniger als 15 % zu den Herstellungskosten beitragen.

Für die Berechnung wird angenommen, dass die Kapitalintensität der RT bei 951 € pro Tonne Jahresproduktionskapazität liegt. Für die SKO wird aus Literaturrecherche heraus und Expertenschätzung angenommen, dass diese pauschal um 9 % niedriger ist (exklusive Elektrolyse). Die Kosten für die Elektrolyse sind Abschnitt 4.2.2 zu entnehmen. Für die Wartungskosten werden 3 % der Anfangsinvestition pro Jahr und eine Lebensdauer der Anlagen von 50 Jahren bei beiden Optionen angesetzt⁵¹. Bei den Materialkosten wird ein Wert von 155 €/t für die RT bzw. 175 €/t für die SKO im Jahr 2015 als Ausgangsbasis verwendet.

Ergebnisse

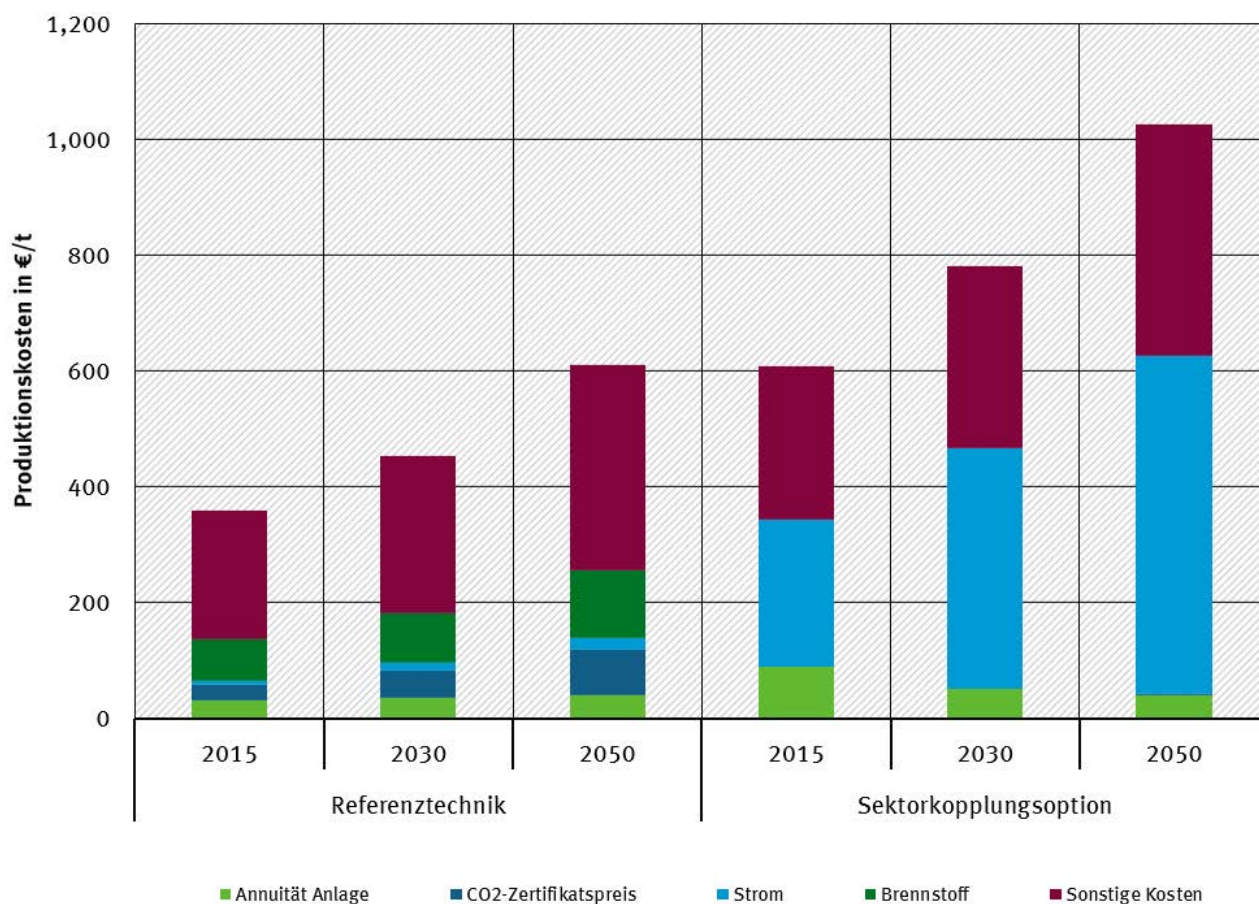
Die spezifischen Herstellungskosten von Rohstahl mittels der SKO und der RT sind in Abbildung 71 dargestellt. Es ist bei beiden Techniken deutlich zu erkennen, dass den Hauptkostenanteil die Materialkosten (enthalten in den sonstigen Kosten) ausmachen. Kosten für Abschreibungen sind verhältnismäßig gering. Für die Energiekosten zeigt sich, dass diese mit der Zeit ansteigen und einen großen Anteil an den Herstellungskosten einnehmen. Bei den Kosten für CO₂-Zertifikate ist zu erkennen, dass diese bei der RT fast auf den gleichen Anteil wie die Energiekosten in 2050 anwachsen. Bei der SKO können diese Kosten deutlich geringer gehalten werden, da nur prozessbedingte Emissionen anfallen. Der Vergleich der SKO mit der RT zeigt, dass die SKO zunehmend teurer als die RT bei der Rohstahlherstellung wird. Dies liegt darin begründet, dass der für die regenerative Wasserstoffbereitstellung des DRI-Prozesses benötigte Strom zunehmend deutlich teurer zu beziehen ist als die Reduktionsmittel im Hochofenprozess. Die steigenden CO₂-Zertifikatskosten bei der RT können die Kostendifferenz dabei nicht kompensieren. Ähnlich wie bei der Glasherstellung kann es im Einzelfall

⁵¹ unberücksichtigt bleiben die Auswirkungen auf die Hütten.

aber so sein, dass die SKO eine kostengünstigere Herstellung von Rohstahl im Vergleich zur RT ermöglicht.

Die größte Sensitivität ist bei den Stromkosten zu sehen, die maßgeblich die Kosten der SKO bestimmen. Bei niedrigeren Strompreisen und steigenden Brennstoffkosten könnten sich die Produktionskosten zunehmend annähern. Mit reduzierten Volllaststunden des Elektrolyseurs könnten die Stromkosten um ca. 55 % bei der SKO in 2050 gesenkt werden, was absolut die Mehrkosten der SKO auf ca. 60 €/t reduzieren würde. Aber auch mit den zweifachen fossilen Energieträgerpreisen im Vergleich zum AMS/KS95 bleibt die RT die günstigere Option, wobei der Kostenvorteil der RT über die Zeit etwas abnimmt. Der Einfluss der CO₂-Zertifikatskosten nimmt über die Zeit zunehmend zu und kann dabei zu einem entscheidenden Kostenbestandteil anwachsen, insbesondere, wenn die CO₂-Zertifikatskosten stärker ansteigen. Preisschwankungen in den Materialkosten haben keinen großen Einfluss zugunsten einer der beiden Optionen, können allerdings ganz erheblich zu unterschiedlichen Produktionskosten beitragen. Für die Investition in die SKO-Anlage spielt in erster Linie die Entwicklung der Elektrolyse eine Rolle. Bleiben die Beschaffungskosten hoch, so bleiben auch die anteiligen Abschreibungen deutlich höher als bei der RT. Für die restliche SKO-Anlage bzw. die RT-Anlage gilt, dass der DRI-Prozess tendenziell der größten Kostenschwankung unterliegen dürfte, da es hierzu etwas weniger Erfahrungen als zu den anderen Prozessen gibt, aber auch hier handelt es sich um einen etablierten Prozess. Verglichen mit den anderen Kostenbestandteilen hat eine Kostenänderung bei der Investition in eine Anlage nur eine geringe Bedeutung hinsichtlich der Vorteilhaftigkeit einer der beiden Optionen.

Abbildung 71: Vergleich der spezifischen Produktionskosten von Rohstahl unter Rahmenbedingungen des AMS



Anmerkung: eigene Abschätzung für das AMS basierend auf folgenden Quellen: Remus et al. 2013, OECD 2015, Nachtergaele et al. 2010, Buttermann et al. 2005, Weinberg 2011, EVRAZ 2010, Steelonthenet 2016, Gray 2014, Ameling 2007 und Fleiter et al. 2013

7.2.3.4 Raffinerieprodukte

Die Herstellung unterschiedlicher Raffinerieprodukte wie Dieselöl, schweres und leichtes Heizöl, Ottokraftstoff, Kerosin etc. bedarf einer Kaskade unterschiedlicher Anlagen, die je nach Rohölqualität und gewünschtem Produkt in ihrer Anordnung und Auslastung variieren können. Da die 13 deutschen Raffinerien in Aufbau und Kapazität ihrer Anlagen sehr unterschiedlich sind, wurde von Jess (2006) eine Modellraffinerie entwickelt, die die Produktion aller deutschen Raffinerien in sich vereint.

Die Kapitalintensität wurde nach diesem Modell mit 133 € pro Tonne Jahresproduktionsmenge angenommen. Die Lebensdauer als Durchschnitt der einzelnen Anlagen beträgt im Rechenmodell 20 Jahre. Wartungs- und Betriebskosten wurden mit 4 % bzw. 14 % berücksichtigt.

Der spezifische Energiebedarf für die Produktion beträgt im Jahr 2015 für die RT etwa 0,89 MWh pro Tonne Produkt. Der Großteil der Energie wird bei der Verbrennung von Raffinerie(neben)produkten erzeugt, an erster Stelle ist hier das Raffineriegas zu nennen. Das wenige importierte Erdgas wird für die H₂-Herstellung im Dampfreformer und evtl. im betriebseigenen Kraftwerk eingesetzt. In der RT-Technologie macht der Erdgasanteil ca. 0,08 MWh pro Tonne Produkt aus. Dieser Erdgaseinsatz wird in der SKO weitestgehend ersetzt durch die Erzeugung von Wasserstoff mittels eines Elektrolyseurs. Der Einsatz des Elektrolysestroms beträgt 0,09 MWh pro Tonne Produkt im Jahr 2015. Entscheidend für den Wasserstoffbedarf ist die Qualität des Rohöls. Bei einem hohen Schwefelanteil wird tendenziell eine größere Menge Wasserstoff für die Entschwefelung benötigt. Da die Entwicklung hierfür sehr ungewiss ist, wurde bei der hiesigen Betrachtung von einer gleichbleibenden Rohölqualität bis ins Jahr 2050 ausgegangen.

Die CO₂-Emissionen des gesamten Raffinerieprozesses werden nur zu einem geringen Anteil durch die Wasserstoffgestehung beeinflusst. Einen weit größeren Anteil machen die Kraftwerke, sowie die FCC-Anlagen (FCC= Fluid Catalytic Cracking) und soweit vorhanden die Steamcracker aus (Ecker, Winter 2000). Die CO₂-Emissionen wurden pauschal mit etwa 220 kg CO₂/t_{Produkt} abgeschätzt, wobei zusätzlich 14 kg CO₂/t_{Produkt} bei der Dampfreformation von Methan entstehen.

Ergebnisse

In Abbildung 72 werden die Produktionskosten von Raffinerieprodukten für die RT und die SKO gegenüber gestellt. In der Berechnung wurden die Materialkosten für das Rohöl nicht betrachtet, ebenso die Energie, die durch Eigenverbrauch von Raffinerie(neben)produkten erzeugt wird.

Da die Wasserstoffproduktion nur einen Bruchteil der Energie- und Anlagenkosten verursacht, sind die Produktionskosten beider Technologien relativ ähnlich. Vor allem die Steigerung der CO₂-Zertifikatskosten und der Energiekosten lassen die Produktionskosten von 46 €/t_{Produkt} (RT) bzw. 52 €/t_{Produkt} (SKO) im Jahr 2015 auf 61 €/t_{Produkt} (RT) bzw. 69 €/t_{Produkt} (SKO) im Jahr 2050 steigen. Die Produktionskosten könnten durch eine verschlechterte Rohölqualität 2050 auch noch geringfügig höher liegen. Die leicht höher liegenden Erdgaskosten und CO₂-Zertifikatskosten bei der RT werden durch die Kostensteigerung beim Einkauf von Strom in der Zukunft kompensiert, sodass auch im Jahr 2050 die SKO die teurere Variante zur RT wäre. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass für die Erfüllung der langfristigen Klimaschutzziele bis zum Jahr 2050 die Branche grundlegende Veränderungen bevorstehen und diese SKO insbesondere im Transformationspfad eine zweckmäßige Option darstellen würde.

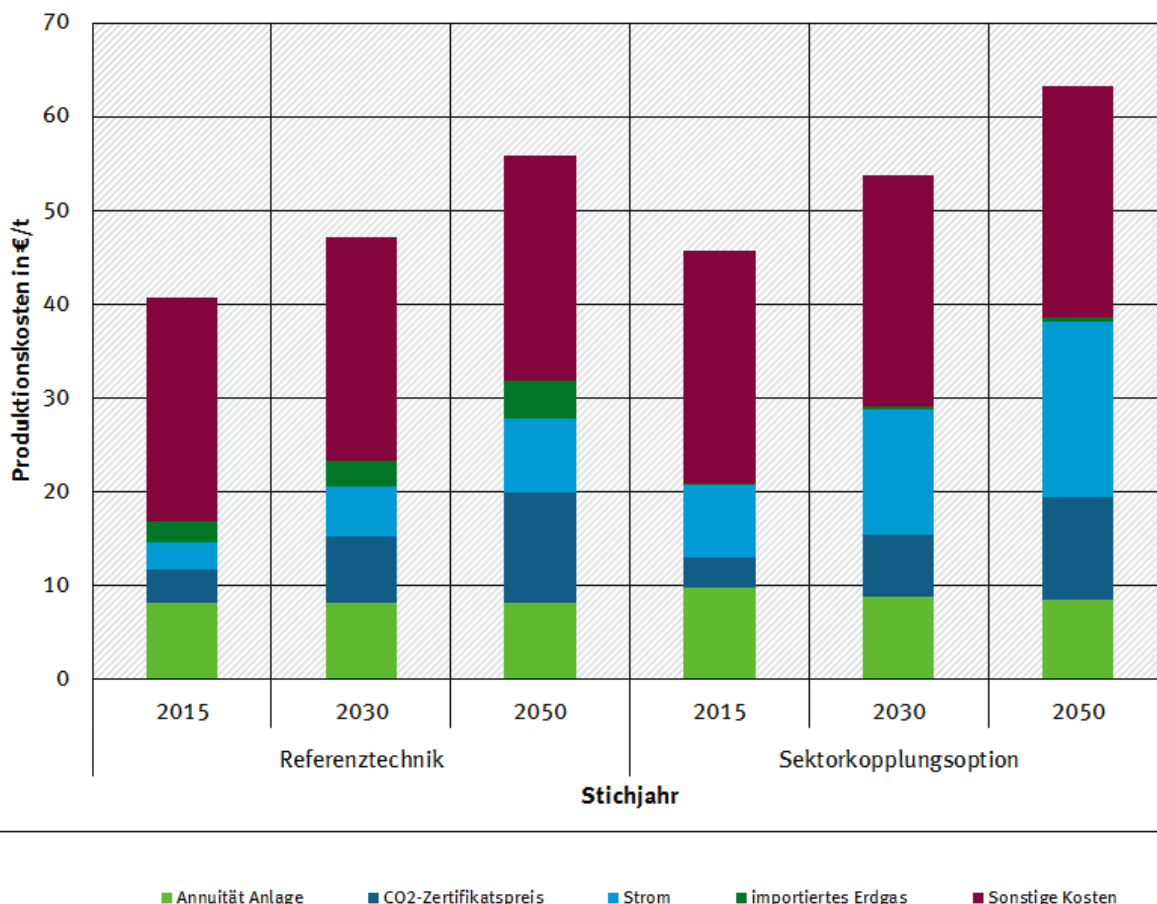
In einer Sensitivitätenrechnung wurden höhere Energiepreise angesetzt, um die maximalen Produktionskosten zu bestimmen. Bei den spezifischen Stromkosten aus dem KS95 (für 2050: 215 €/MWh) und einem verdoppelten Erdgaspreis (2050: 100,08 €/MWh) ergaben sich Produktionskosten in 2050 von ca. 65 €/t_{Produkt} in der RT und ca. 76 €/t_{Produkt} in der Sektorkopplungsoption mit der Wasserstoffelektrolyse. Auch hier ist also die Sektorkopplungsoption 2050 noch teurer als die RT.

Eine Energiepreisvariante, bei der der Raffinerieprozess mit der Elektrolyse (SKO) die wirtschaftlich günstigere Option ist, ergibt sich, wenn der verdoppelte Gaspreis zusammen mit einer Elektrolyse, die nur 3.000 Volllaststunden im Jahr betrieben wird, betrachtet wird.

Die geringere Volllaststundenzahl führt zu einem sehr niedrigen Strompreis für die Elektrolyse, da diese flexibel nur in den Zeiten mit kleinem Strompreis gefahren wird (2050: 43 €/MWh). Dies führt zu einer Reduktion der Betriebskosten. Die Elektrolyse selbst wurde in der Rechnung allerdings größer ausgelegt, um die gleiche Menge Wasserstoff übers ganze Jahr zu produzieren. Das führt in der Kostenrechnung zu einem höheren Invest bzw. Wartungsaufwand. Ein explizites Speicherkonzept für den Wasserstoff wurde für diese überschlägige Rechnung nicht entwickelt.

Mit diesen Energiedaten ergeben sich für die Sektorkopplungsoption spezifische Produktionskosten von ca. 58 €/t_{Produkt}, während die RT diesmal mit ca. 60 €/t_{Produkt} teurer ist.

Abbildung 72: Vergleich der spezifischen Produktionskosten von Raffinerieprodukten unter Rahmenbedingungen des AMS



Anmerkung: Eingangsdaten Energie: Strom- und Gaspreis aus AMS, Elektrolyseur läuft 8.000 Volllaststunden; Kosten ohne Materialkosten und nur Energieimporte. Eigene Abschätzung auf Basis von Jess et al. 2009, Ecker 2000, Kuczera 2013

7.2.3.5 Ammoniakherstellung

Die Wirtschaftlichkeit von Ammoniakanlagen bei der RT wird in erster Linie durch die Energiepreise und die Größe der Anlage bestimmt (Bohnet 2011). So kann die Kapazitätsverdopplung von 1600 kt/d auf 3.200 kt/d die Produktionskosten um 22 % verringern (Bartels 2008). Kostenreduktionen durch Lerneffekte sind bis ggf. auf die Katalysatoren eher nicht zu erwarten, da die meisten Komponenten bereits sehr ausgereift und häufig zum Einsatz gekommen sind. Die Entwicklung der Anlagenkosten wird daher in erster Linie von der Entwicklung der Materialkosten bestimmt.

Bei der Sektorkopplungsoption mit Verwendung von Elektrolyseuren verhält es sich ähnlich. Hier ist nur anzumerken, dass momentan ungefähr dreiviertel der Anlagenkosten durch die Elektrolyseure verursacht werden und es hier mit der Zeit zu deutlichen Kosteneinsparungen kommen wird (Morgan 2013). Nichtsdestotrotz besitzen auch hier die Energiekosten den größten Einfluss auf die Produktionskosten. Die SSAS ist bisher noch nicht im industriellen Maßstab einsetzbar und es ist auch unklar, wann dies wirtschaftlich möglich sein wird. Da hierbei jedoch weniger Komponenten benötigt werden als bei etablierten Verfahren, ist mit niedrigeren Anschaffungskosten für die Anlage zu rechnen. Eine erste Abschätzung geht von 200.000 \$ pro Tonne NH_3 Jahresproduktionskapazität aus (Bartels 2008). Aufgrund der Unsicherheit des Technologiereifegrades, wird die SSAS nicht als wirtschaftliche Option berücksichtigt und auf die Elektrolyseure bei der SKO zurückgegriffen.

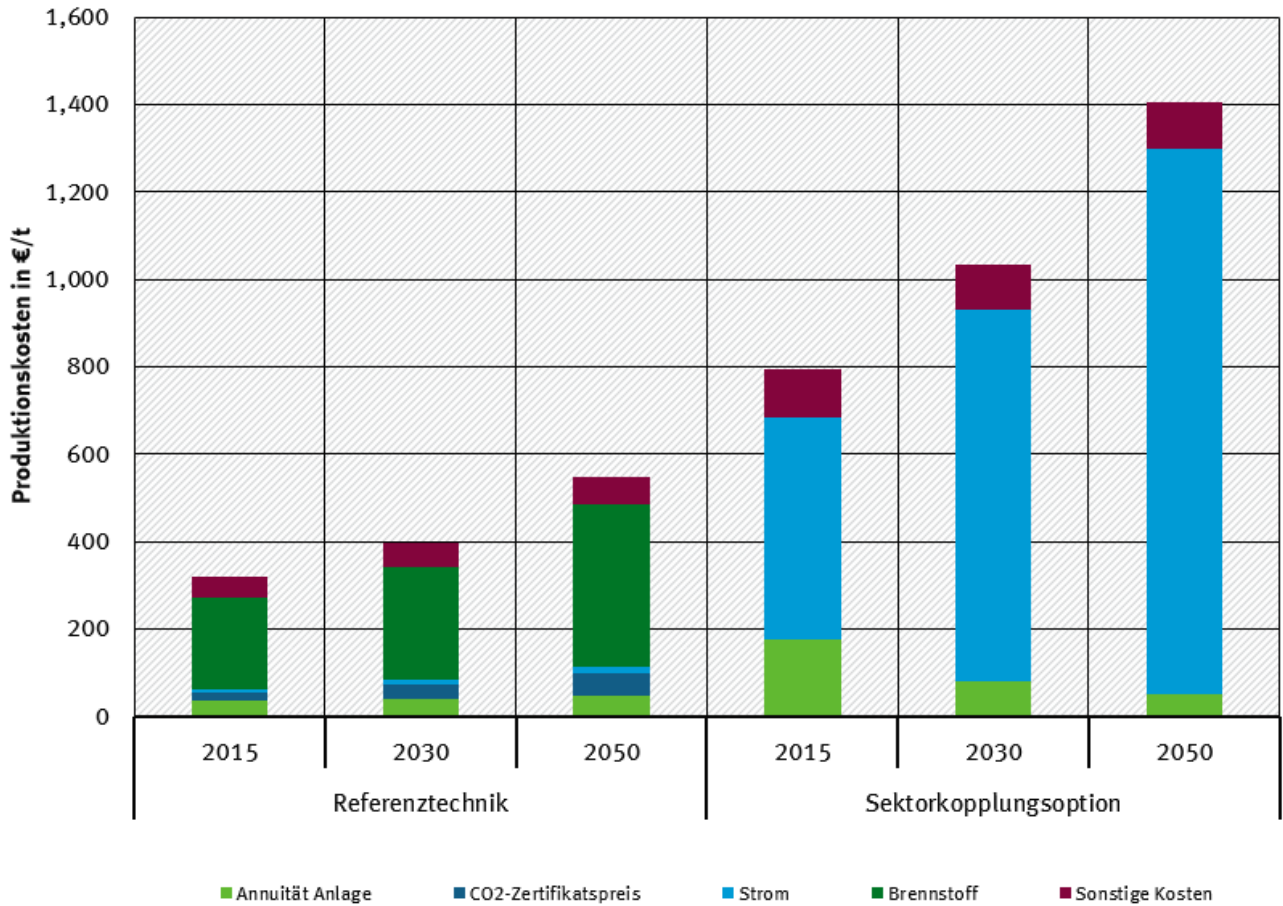
Für die Ammoniakanlage wird eine Kapitalintensität von 588 € pro Tonne Jahresproduktionsmenge angesetzt. Hierbei wird zusätzlich angenommen, dass die Anlagengröße in etwa denen der zurzeit in Deutschland vorhandenen Ammoniakanlagen entspricht. Die unterstellte Lebenszeit bis zu einer großen Anlagenüberholung beträgt 20 Jahre. Für die Wartung der Anlage werden 4 % der Anlagekosten pro Jahr angesetzt.

Ergebnisse

In Abbildung 73 sind die spezifischen Produktionskosten von Ammoniak mittels SKO und RT gegenübergestellt. Beide Optionen sind von hohen Anteilen an Energiekosten an den Herstellungskosten geprägt. Insbesondere bei der SKO entwickeln sich die Energiekosten im Jahr 2050 zum mit Abstand größten Bestandteil der Herstellungskosten, die deutlich höher sind als bei der RT. Dies liegt wieder darin begründet, dass im AMS die Kosten für den Energieträger Gas weniger stark ansteigen als für den Energieträger Strom. Abschreibungs- und Wartungskosten (in sonstigen Kosten) nehmen über die Zeit bei der SKO zunehmend ab, da die Elektrolysetechnik immer ausgereifter und damit günstiger wird. Bei der RT sind für die Abschreibungs- und Wartungskosten keine größeren Änderungen zu erwarten. Der direkte Vergleich zwischen der RT und der SKO zeigt, dass die RT jederzeit deutlich geringere Herstellungskosten besitzt.

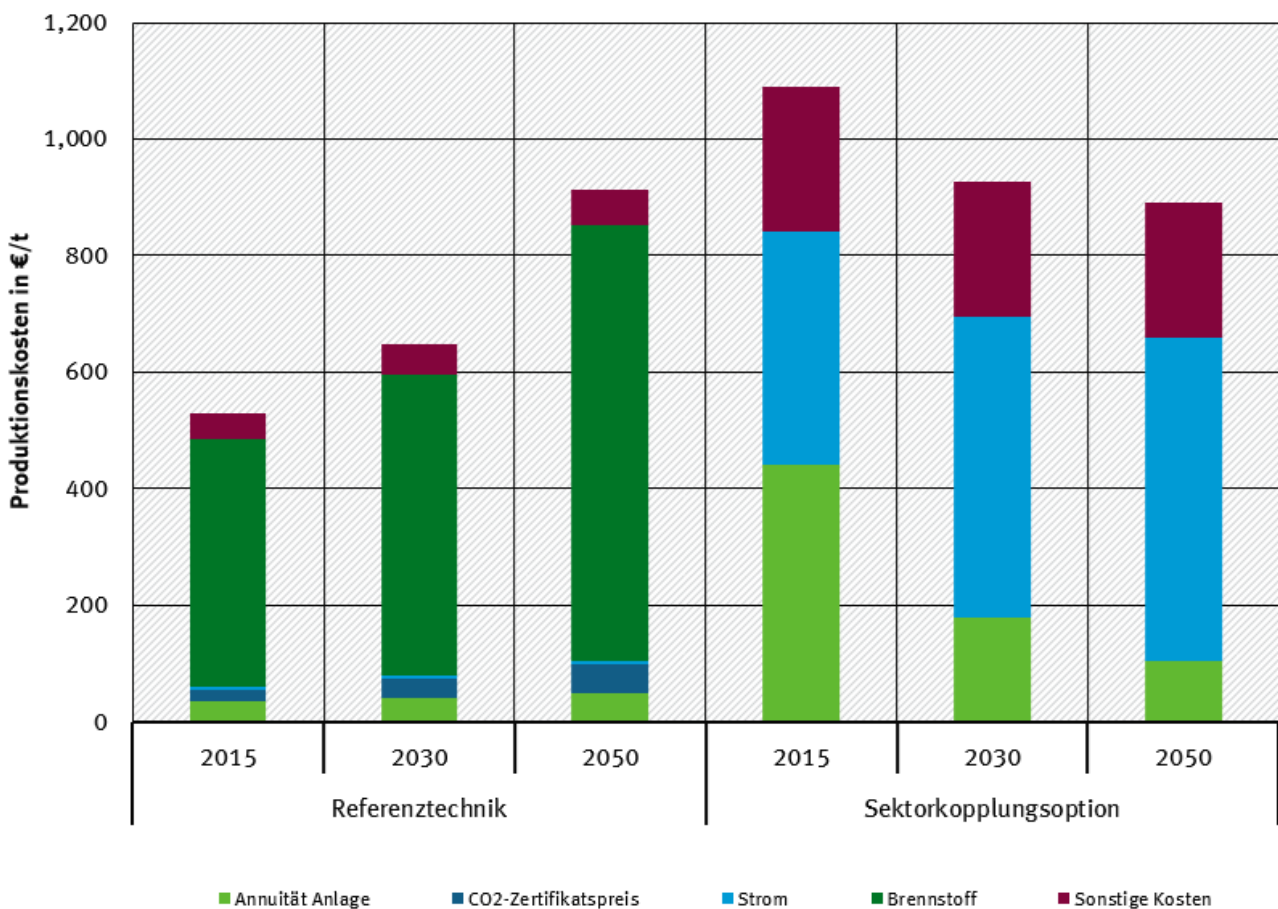
Die Produktionskosten von Ammoniak hängen in erster Linie von den Energiekosten ab, sodass Änderungen zu den getroffenen Annahmen hier den größten Einfluss besitzen. Für einen Vorteil der SKO zugunsten der RT müssten die Strompreise aber deutlich geringer im Vergleich zu den Brennstoffpreisen werden. Mit flexibel betriebenen Elektrolyseuren könnten so die Gesamtkosten pro Tonne Ammoniak auf ca. 900 €/t in 2050 reduziert werden. Steigende CO_2 -Zertifikatskosten können dazu beitragen, dass dieser Kostenbestandteil zum Größten nach den Brennstoffkosten bei der RT wird. Abweichungen der anderen Produktionskostenanteile von Ammoniak, wie die Wartungs- und Personalkosten haben keinen großen Einfluss auf den Gesamtpreis und damit zur Vorteilhaftigkeit einer der beiden Optionen. Bei der Investition in die Anlage können durch eine optimistischere Kostenentwicklung für den Elektrolyseur schneller ähnliche Abschreibungskosten wie bei der RT erreicht werden. Der Gesamteinfluss ist jedoch auch hier gering. Unter der Annahme zweifacher Erdgaspreise und der Nutzung von Elektrolyseuren im Teillastbetrieb, würde langfristig für 2050 ein wirtschaftlicher Betrieb der SKO möglich sein wie Abbildung 74 zeigt.

Abbildung 73: Vergleich der spezifischen Produktionskosten von Ammoniak unter Rahmenbedingungen des AMS



Anmerkung: eigene Abschätzung für das AMS basierend auf folgenden Quellen: Bohnet 2011, Morgan 2013, Bartels 2008, Bartels et al. 2008 und Fleiter et al. 2013

Abbildung 74: Vergleich der spezifischen Produktionskosten von Ammoniak – Sensitivität (unter KS95-Rahmenbedingungen)



Anmerkung: eigene Abschätzung für das AMS mit doppelten Gaspreisen und Elektrolyseuren im Teillastbetrieb (3.000 Volllaststunden) basierend auf folgenden Quellen: Bohnet 2011, Morgan 2013, Bartels 2008, Bartels et al. 2008 und Fleiter et al. 2013

7.2.3.6 Methanolherstellung

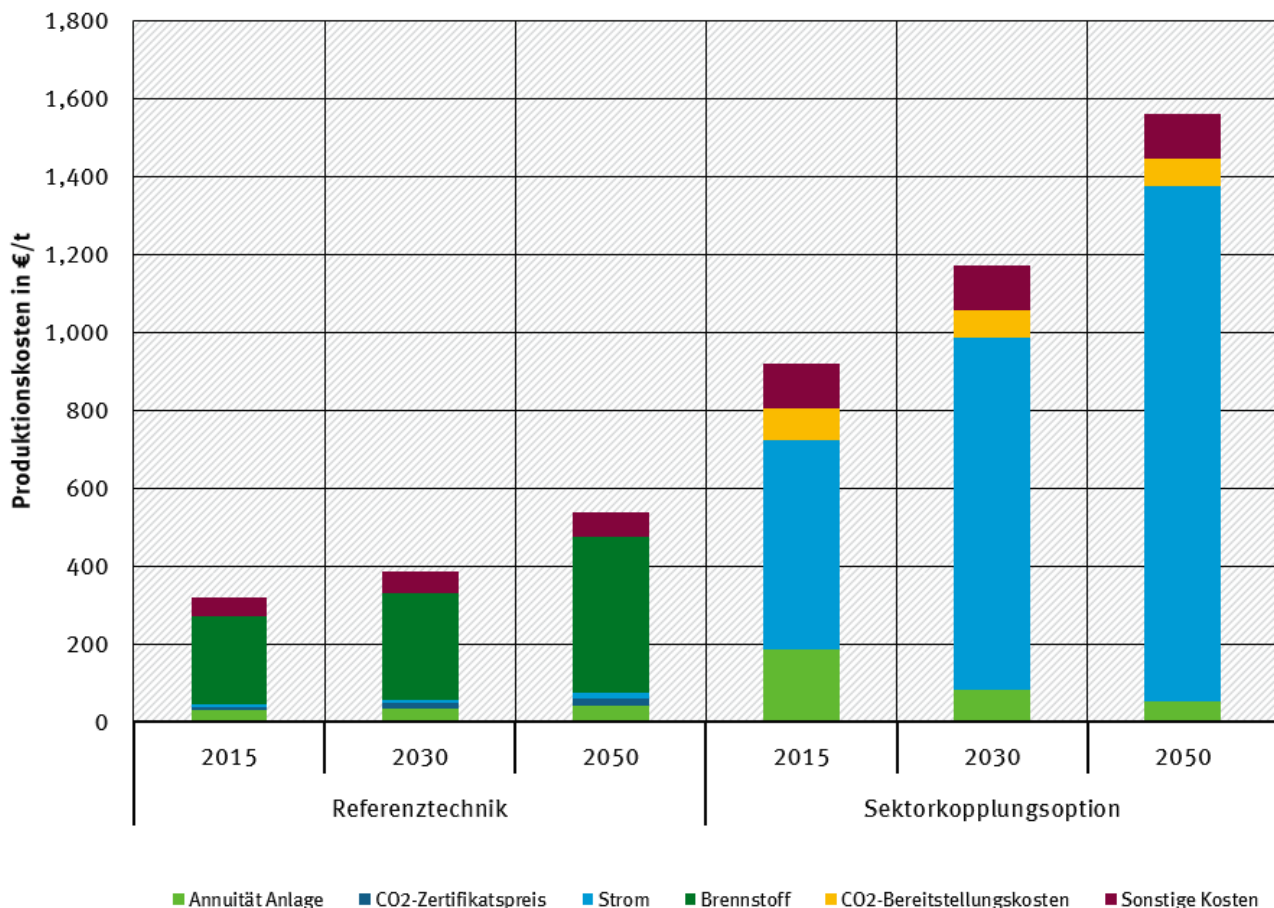
Die Methanolherstellung verhält sich analog zur Ammoniakherstellung. Auch hier spielt die Anlagengröße eine große Rolle. So können beispielsweise bereits bei der Verdopplung der Anlagenkapazität von 2.500 kt/d auf 5.000 kt/d die Produktionskosten um 21 % reduziert werden. Die Kapitalintensität von Anlagen kann zudem mit einem Faktor von über drei sehr unterschiedlich ausfallen, wobei sich die Kosten bei vielen Anlagen eher am oberen Ende bewegen. Der größte Anteil an den Herstellungskosten wird von den Energiekosten eingenommen. Die Steuerung der Anlagen erfordert mittlerweile meist nur wenig Personal durch viel Automatisierung.

Für die Kapitalintensität der Anlage wird für diese Analyse ein Wert von 507 € pro Tonne Jahresproduktionsmenge angenommen. Bei der Anlagengröße wird von einer Anlage mit 2.500 kt/d ausgegangen. Die Lebensdauer der Anlage wird auf 16 Jahre festgelegt, und für die Wartungskosten wird ein Wert von 3 % der Anlagenkosten pro Jahr angesetzt. Für die Bereitstellung von Kohlenstoff wird für die SKO die industrielle CO₂-Bereitstellung verwendet.

Ergebnisse

Die Herstellungskosten für Methanol bei der SKO und der RT verhalten sich analog zu den Herstellkosten bei Ammoniak, wie der Abbildung 75 entnommen werden kann. Dies bedeutet, dass bei Methanol der Hauptanteil an den Herstellkosten durch die Energiekosten verursacht wird. Auch hier ist es wieder so, dass die Energiekosten über die Zeit stark ansteigen. 2050 sind unter den Rahmenbedingungen des AMS im Vergleich die Energiekosten der SKO ungefähr drei Mal so hoch wie bei der RT. Die Abschreibungskosten und sonstigen Kosten sind verhältnismäßig niedrig. Im Gegensatz zu Ammoniak entstehen bei der SKO etwas höhere Kosten für die Synthesegasherstellung, da Kohlenstoff nicht mehr direkt aus der Dampfreformation gewonnen werden kann, sondern aus einer externen Quelle bereitgestellt werden muss. Der Kostenanteil ist jedoch gering und nimmt mit der Zeit auch prozentual gesehen ab. Der Vergleich der gesamten Herstellungskosten zeigt unter den Rahmenbedingungen des AMS, dass die SKO deutlich teurer ist und auch über die Zeit nicht konkurrenzfähiger wird.

Abbildung 75: Vergleich der spezifischen Produktionskosten von Methanol unter Rahmenbedingungen des AMS



Anmerkung: eigene Abschätzung für das AMS basierend auf folgenden Quellen: Bohnet 2011, Biedermann et al. 2006, Albrecht et al. 2013, Rächle et al. 2016, Wurzel 2006, Rönsch et al. 2014, Universität Duisburg 2011, Barnert 1969 und Fleiter et al. 2013

Grundsätzlich verhält sich die Sensitivitätsbetrachtung von Preisbestandteilen bei der Methanolherstellung analog zu der der Ammoniakherstellung. Somit stellen auch hier die Energiekosten den größten Hebel dar, um an der Vorteilhaftigkeit einer der beiden Optionen etwas zu ändern. Mit der Vermeidung von Strombezugsspitzen bei der Wasserstoffherstellung könnten so die Mehrkosten der

SKO im Vergleich zur RT auf ca. 600 €/t halbiert werden. Unter der Annahme zweifacher Erdgaspreise und einem Teillastbetrieb des Elektrolyseurs ergibt sich ein ähnliches Bild wie bei der Ammoniakherstellung. Im Gegensatz zur Ammoniakherstellung bleibt aber die RT hier die günstigste Option. Die Anlagenkosten sind gering und nehmen daher auch bei einer stagnierenden Kostenentwicklung bei der Elektrolyse nur eine untergeordnete Rolle ein. Größeren Einfluss haben hier schon eher die CO₂-Bereitstellungskosten, die zu einem größeren Kostenbestandteil bei der SKO werden können, falls beispielsweise CO₂ aus der Luft bereitgestellt werden müsste. Dies wäre dann nachteilhaft für die SKO im Vergleich zur RT. Die CO₂-Zertifikatskosten sind hingegen auch bei einem stärkeren Anstieg entsprechend KS 95 nicht von Bedeutung hinsichtlich eines wirtschaftlichen Vorteils für die SKO.

7.2.4 Elektrifizierung der Betriebsmittel im Gasnetz

Für eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung der Sektorkopplungsoption „Elektrifizierung der Betriebsmittel im Gasnetz“ werden zunächst zwei Berechnungsfälle definiert. Dabei wird die minimale Flexibilität des Gasnetzes vernachlässigt und das Gasnetz als nicht flexible Sektorkopplungsoption betrachtet.

Tabelle 78: Übersicht Berechnungsfälle der Kostenanalyse

Berechnungsfall	Betriebsart	wirtschaftliche Motivation
R (Referenz)	gasbasiert	bedarfsgesteuert (Gasnetz)
S	strombasiert	bedarfsgesteuert (Gasnetz)

Es werden spezifische Kosten für die Verdichtung beim Gastransport berechnet. Bezugsgröße ist dabei die transportierte Energiemenge im Gasnetz. Die Kosten setzen sich zusammen aus der Annuität der zugebauten bzw. ersetzten Maschinen, den sonstigen Kosten, die Inspektion und Wartung und Kosten für Großrevisionen umfassen, und den Energiekosten. Die Energiekosten gliedern sich in Kosten für Strom, Gas und CO₂-Zertifikate für Gas (sind beim Strompreis bereits eingepreist).

Es wurden die spezifischen Kosten eines gasbasierten Szenarios und eines strombasierten Szenarios verglichen. Damit wurden nicht zwei Technologien miteinander verglichen, sondern bereits ein Transformationspfad hin zu einer rein strombasierten Verdichtung betrachtet. Für die Energiekosten macht das wenig Unterschied, da im Stromszenario 2030 bereits 95% der Verdichtung mit dem Elektromotor erfolgt. Die Annuitäten und Wartungs- bzw. Revisionskosten berücksichtigen jedoch die Umwandlung des Systems (Startjahr 2010) mit 25-jährigem Abschreibungszeitraum für Gasturbine und Elektromotor.

Eingangsparameter

Die Bezugsgröße für die spezifischen Kosten ist die transportierte Energiemenge im Gasnetz, die sich von ca. 2.000 TWh/a im Jahr 2015 auf ca. 1.500 TWh/a im Jahr 2050 reduziert. Grundlage für diese Annahme sind die aktuellen und prognostizierten verfügbaren technischen Kapazitäten des Netzentwicklungsplans (Fernleitungsnetzbetreiber Gas 2015) und Abschätzungen zu einem rückläufigen Gasbedarf in Deutschland (AMS-Szenario) bis 2050 und einer nahezu konstanten Transitgasmenge.

Sowohl das gas- als auch das strombasierte Szenario starten mit einer installierten Verdichterleistung von 2450 MW im Jahr 2015 (angelehnt an (FNB Gas 2015)), die sich aufgrund der sinkenden innerdeutschen Gasnachfrage auf ca. 2150 MW im Jahr 2050 reduziert.

Aktuell geht man von einem reinen Gasturbinenbestand mit einer Wellenleistung von ca. 2.450 MW (FNB Gas 2015) aus. Dem Anlagenbestand wurde eine Altersstruktur hinterlegt, die ein maximales Alter der Anlagen von 25 Jahren annimmt (siehe Tabelle 79). Folgende Austauschzenarien wurden definiert:

1. **R:** Der Anteil an Gasturbinen im Anlagenbestand bleibt bis zum Jahr 2050 bei 100 %. Nach 25 Jahren gilt eine Turbine als abgeschrieben und kann ersetzt werden. Die Antriebstechnologie ändert sich dadurch aber nicht. Der Austausch von Turbinen aus Klimaschutzgründen bleibt hier unberücksichtigt, obwohl tatsächlich auch die verschärften Grenzwerte für Schadstoffemissionen (z. B. NO_x) ein Grund für den Austausch von Gasturbinen sein können.
2. **S:** Der Leistungsbeitrag der Gasturbinen wird sukzessive durch die Leistung zugebauter Elektromotoren ersetzt. Der Zeitpunkt eines Austausches ist erreicht, wenn die Gasturbinen nach 25 Jahren abgeschrieben sind. Im Jahr 2030 wird bereits 95% der Leistung durch E-Motoren gestellt.

Tabelle 79: Abschätzung der Altersstruktur der deutschen Gasturbinen im Gasferntransport

Stufe	Alter GT in Bezug auf 2010	Anteil installierter Leistung (bez. auf 2010)*
1	0 bis 4 Jahre	0,05
2	5 bis 9 Jahre	0,2
3	10 bis 14 Jahre	0,4
4	15 bis 19 Jahre	0,25
5	20 bis 24 Jahre	0,1

*) angelehnt an (Lechtenböhrer et al. 2005) und dem Alter der deutschen Ferngasleitungen

Der Austausch von Verdichtern oder Kompressoren im Zuge von Erneuerungen kann prinzipiell schnell erfolgen, bedarf aber meist eines Komplettausches der gesamten Einheit. Um die Kosten möglichst gering zu halten, empfiehlt es sich die Abschreibezeiten einzuhalten. Für solche Einrichtungen werden üblicherweise wirtschaftliche Abschreibezeiten von mehr als 25 Jahren angesetzt (Müller-Syring und Henel 2014).

Die Betriebskosten wurden über eine mittlere, dauerhaft genutzte Betriebsleistung berechnet. Dabei wurde 45 % der Verdichterleistung als Redundanz angenommen, 35% der Leistung lief mit 15 %-Jahresauslastung und lediglich 20% der installierten Leistung befand sich im Dauerbetrieb (angelehnt an Marcogaz (2012)). Bei Wartung und Revision wurde die 3,5-fache Betriebsleistung berücksichtigt, die zum Anfahren der Maschinen vorgehalten wird.

Die Investitionen und die Revisionskosten der Gasturbinen und der E-Motoren wurde zunächst in vier Leistungskategorien ermittelt und dann ein leistungsspezifischer Wert umgewandelt. Dabei ist Invest des Elektromotors alleine günstiger als eine vergleichbare Gasturbine; berücksichtigt man jedoch die nötige Infrastruktur in der Verdichterstation (Transformatoren und Schaltfeld) so sind die Elektromotoren spezifisch zur Gasturbine etwa gleichwertig (Invest ca. 1,5 Mio. €/MW). Im rein strombasierten Szenario wurde zudem der Bau einer weiteren Stromanbindung (Trafostation mit 40 MW- Trafo + 2 km Leitung (sind 6% der Gesamtkosten der Trafostation)) berücksichtigt, wenn die ganze Verdichterstation nur noch mit E-Motoren arbeitet. Diese Redundanz ist nötig, damit die Versorgungssicherheit der Verdichterstation gewährleistet ist. Die Kosten der zusätzlichen Stromanbindung belaufen sich insgesamt auf ca. 3 Mio. Euro pro Transformatorstation (Alfons Sillaber 2016); sind spezifisch auf die Verdichterleistung jedoch gering. Für laufende Wartungen wurden für die Gasturbine ein Anteil von 5% des Invest angesetzt beim Elektromotor beträgt der Kostenanteil für jährliche Wartungen 3% vom

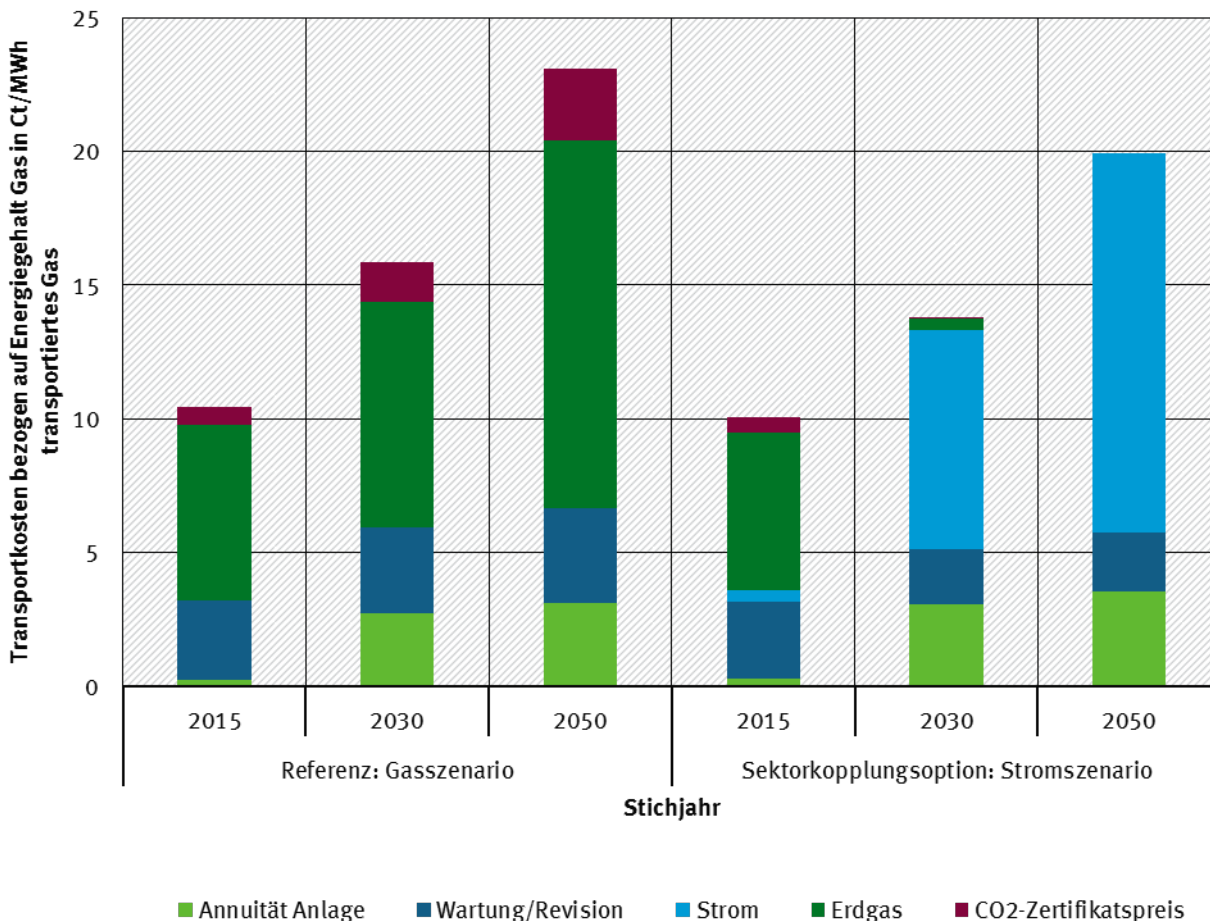
Invest. Zusätzlich zu den regelmäßigen Inspektionen und daraus folgenden Wartungen, werden laufzeitabhängige große Revisionen durchgeführt, bei denen alle Bauteile untersucht und ggf. wieder in standgesetzt oder ausgetauscht werden. Die Kosten für die Revision von E-Motor und Gasturbine ließen sich nur sehr grob beziffern. Grundsätzlich wurde für den E-Motor eine längere Betriebszeit von ca. 50.000 EOH (EOH = equivalent operating hours) angesetzt, der Gasturbine wurden aufgrund der höheren thermischen Belastung Revisionsintervalle von 25.000 EOH hinterlegt.

Die Revisionskosten bei der Gasturbine liegen zwischen ca.100.000 Euro (Heißgasteilinspektion) und ca. 2 Mio. Euro (gesamter Austausch der Turbinenschaufeln) je Maßnahme. Welche Maßnahmen in einer Revision durchgeführt werden ist zustandsabhängig, wodurch das Abschätzen der Kosten sehr erschwert wird. Letztlich wurde eine spezifische Revision von ca. 30.000 €/MW für den Elektromotor und spezifische Revisionskosten von ca. 72.000 €/MW angenommen.

Die Energiepreise für Strom und Gas, sowie die CO₂-Zertifikatspreise wurden für das R- und S- Szenario dem allgemeinen Szenariorahmen des AMS-Szenarios entnommen (s. Tabelle 133).

Ergebnisse Systemkosten

Abbildung 76: Spezifische Transportkosten in Ct./MWh (transportiertes Gas)



Quelle: Eigene Darstellung, DVGW-EBI

Für die Verdichtung im Ferntransportnetz wurden die spezifischen Transportkosten für Gas in einem Gasszenario und einem Stromszenario berechnet (siehe Eingangsparameter). In beiden Szenarien

steigen die spezifischen Kosten von aktuell etwa 10 Ct/MWh auf ca. 23 Ct/MWh (Gasszenario) beziehungsweise ca. 20 Ct/MWh (Stromszenario) im Jahr 2050. Diese Verdopplung der Kosten lässt sich vor allem auf die steigenden Energiepreise zurückführen bei sinkender Energiemenge im Gasnetz. Insgesamt liegen die Transportkosten in der Größenordnung Hundertstel vom Primärenergiepreis von Erdgas (Primärenergiepreis Erdgas: 5 Ct/kWh in 2050).

Der Vergleich von Gasszenario und Stromszenario zeigt, dass der Transport des Gases im strombasierten Szenario in Summe günstiger als im Gasszenario ist. Im Jahr 2050 beträgt die Einsparung der Gesamtkosten etwa 16 %.

Bei dieser Berechnung wurde ein Elektromotor erst dann eingeführt, wenn die davor genutzte Gasturbine mit einer Laufzeit von 25 Jahren abgeschrieben war. Wenn die Transformation der Antriebstechnologien schneller vollzogen würde, würde auch die Annuität der neuen Elektromotoren durch den zu begleichenden Restwert der Turbine steigen.

Für 2050 konkurriert der günstigere Gaspreis von 5 Ct/kWh mit dem Strompreis von ca. 14 Ct/kWh (2050), da der Wirkungsgrad der Gasturbine ca. Faktor 3 schlechter ist als der des Elektromotors. Zusätzlich fallen beim Gaspreis die steigenden CO₂-Zertifikatspreise an. Für die Berechnung wurde weiterhin Erdgas als hauptsächlicher Anteil im zukünftigen Gas gesetzt. Geht man von einer weitgehenden Dekarbonisierung im Gas der Zukunft aus, würden die Kosten für CO₂-Zertifikate deutlich sinken. Allerdings würde ein signifikanter Anteil an erneuerbarem Gas auch die Gestehungskosten und damit den Gaspreis erhöhen. Eine Vergleichsrechnung mit einem höheren Gaspreis (5,0 Ct/kWh in 2030 und 8,0 Ct/kWh in 2050) lässt die Transportkosten 2050 im Gasszenario auf etwa 31 Ct/kWh steigen.

In der vorliegenden Betrachtung der Systemkosten wurde der Strom ohne EEG-Zulage betrachtet, die die Gasnetzbetreiber zurzeit jedoch zahlen müssten (Größenordnung 6 ct/kWh nach (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2016)). In den angenommenen Strompreisen wurde ein konstantes Netzentgelt von 2 Ct/kWh_{el} eingerechnet. Wie sich die Netzentgelte tatsächlich entwickeln werden ist offen (siehe z. B. Forderungen in (DENA (Deutsche Energie-Agentur GmbH))). Bei einem Strom-Netzentgelt von 6 Ct/ kWh_{el} wird 2050 Parität zwischen dem Gasszenario und dem Stromszenario erreicht.

Der Betrieb der Verdichterstationen muss zu jeder Zeit gewährleistet sein, sodass das Stromnetz diesen inflexiblen Mehrbedarf auf jeden Fall decken müsste. Die Versorgungssicherheit wurde durch den Zubau eines weiteren redundanten Transformators im Stromszenario beachtet. Unberücksichtigt bleibt jedoch der stromnetzseitige Ausbau z. B. von Speichern, den das Stromszenario mit sich bringen würde.

Der Vergleich eines gasbasierten zu einem strombasierten Szenario zeigt vor allem, dass die Entwicklung zukünftiger Energiepreise (inclusive CO₂-Zertifikatspreise und möglicher Netzentgelte), also das Verhältnis von gasförmigen Brennstoffen (die transportiert werden) zum Strompreis, die Kostenentwicklung im Gastransport dominiert. Zukünftig kann mit steigenden Kosten für den Gastransport gerechnet werden (ca. Faktor 2 bis 2050). Unter den aktuellen Annahmen stehen beide Technologien (Gasturbine und Elektromotor) in direkter Konkurrenz, da die Kosten für den Primärenergieeinsatz beider Technologien unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade vergleichbar sind. Der Elektromotor bietet technisch etwas geringere Wartungs- und Revisionskosten, für die gasbasierten Betriebsmittel spricht weiterhin, das direkte Vorhandensein des Energieträgers Gas. Beim Bau neuer Verdichteranlagen ist die Entscheidung für den gas- oder strombasierten Antrieb aufgrund der Langlebigkeit der Anlagen auf gute Prognosen der Energiepreise angewiesen.

7.2.5 Zusammenfassung der Ergebnisse zur reinen wirtschaftlichen Bewertung

Die Ergebnisse zeigen bei einer reinen wirtschaftlichen Bewertung – in nachfolgenden Kapiteln werden noch die Umweltkosten einbezogen –, dass es bei den untersuchten SKO oft am sinnvollsten ist, möglichst auf den direkten Einsatz von Strom zu setzen und auf eine Umwandlung von Strom in PtG- oder PtL-Lösungen falls möglich zu verzichten. Die Investitionen in die Umwandlungsanlagen sowie die Wirkungsgradverluste wirken sich oftmals deutlich negativ auf die Wirtschaftlichkeit aus.

Von den PtG- und PtL-Optionen in den Anwendungsfeldern, die analysiert wurden, schneidet die Wasserstofflösung i. d. R. besser ab als Methan oder Methanol. Bei Methan und Methanol machen sich die gegenüber Wasserstoff zusätzlichen Wirkungsgradverluste und Anlageninvestitionen negativ bemerkbar. Ein weiterer Faktor sind die CO₂-Preise. Gerade wenn man in einer weitgehend dekarbonisierten Welt sich befindet, ist die Gewinnung von CO₂ aus der Atmosphäre zu unterstellen, was die Kosten für Methan und Methanol in die Höhe treibt.

Ein weiterer Aspekt im Verkehr ist, dass die Brennstoffzelle zwar zu höheren Fahrzeuginvestitionen führt (im Vergleich zu Methan- oder Methanollösungen), aber gerade für die interessanten Anwendungsfälle, in denen batterieelektrische Fahrzeuge aufgrund der zu geringen Energiedichte der Batterie nicht in Frage kommen, eher die Kraftstoffkosten ausschlaggebend sind und weniger die Fahrzeuginvestitionen. Hier machen sich der gegenüber Methanol und Methan niedriger Kraftstoffpreis bei Wasserstoff sowie die höheren Umwandlungswirkungsgrade der Brennstoffzelle gegenüber dem Verbrennungsmotor bemerkbar.

7.3 Umweltkosten

Die Umweltkosten werden je Sektor (Verkehr, Haushalte und Industrie) und je Sektorkopplungsoption für die Jahre 2030 und 2050 sowie nach den Wirkungsbereichen Klima und Luftqualität ausgewiesen. Die Ergebnisse zeigen dabei die Differenz zwischen Referenztechnik (RT) und der zugehörigen Sektorkopplungsoption (SKO). Kostenkomponenten, welche sich nicht oder nur geringfügig zwischen beiden Optionen unterscheiden, werden vernachlässigt. Durchschnittskosten werden je Energieeinheit und je Leistungseinheit angegeben.

7.3.1 Allgemeine Eingangsparameter

Die spezifischen Eingangsparameter zu Energieeinsatz, Emissionsfaktoren und erzeugten oder bearbeiteten Stoffmengen werden in den Abschnitten zu den einzelnen Wirtschaftszweigen angegeben. Über alle Wirtschaftsbereiche finden zentrale Bewertungen in den Bereichen Kostensätze für Schadstoff- und Klimagasemissionen sowie für die Stromproduktion Anwendung.

Grundsätzlich werden zur ökonomischen Bewertung der Umweltfolgen durch Klimagase und Luftschadstoffe die Wertansätze aus der Methodenkonvention 2.0 des Umweltbundesamtes (Schwermer 2012) angewandt. Entsprechend der obigen Abgrenzung unterscheiden sich dabei Klimagase, welche im Wesentlichen unabhängig von Verbrennungs- und Filtertechnologien allein auf Grundlage des Energiegehaltes der Brennstoffe entstehen, und diverse Luftschadstoffe.

7.3.1.1 Klimaschäden

Die Kostensätze für Klimaschäden unterscheiden sich je nach methodischem Konzept stark. Aus diesem Grund werden allgemein Bandbreiten mit unteren und oberen Werten angegeben. Die in Tabelle

80 dargestellten Einheitswerte in Euro je emittierter Tonne CO₂-Äquivalenten sind der Methodenkonvention 2.0 (Blanck et al. 2013) entnommen. Die Tabelle zeigt die Umweltkosten durch die Emissionen des Klimagases Kohlendioxid (CO₂). Die Daten basieren auf einer Auswertung der neuesten Forschungsergebnisse (vgl. Blanck et al. 2013, IER 2012) und variieren je nach Betrachtungszeitpunkt. Heutige Emissionen (kurzfristige Betrachtung) unterliegen demnach einem niedrigeren Kostensatz als zukünftige Emissionen (mittel- und langfristig).

Emissionen anderer Klimagase werden entsprechend ihres Treibhauspotentials (Global Warming Potential GWP) im Vergleich zu CO₂ mit einem zusätzlichen Faktor multipliziert. Für Methan (CH₄) beträgt das Treibhauspotential 25, für Lachgas (N₂O) sogar 298. Das bedeutet, dass der Kostensatz für die Emission einer Tonne CH₄ 25 Mal höher liegt als bei CO₂. (d. h. mittlerer Kostensatz CH₄: 2.000 EUR₂₀₁₀/t) (vgl. Schwermer 2012).

Tabelle 80: Einheitswerte für die Bewertung von Treibhausgasemissionen durch Verkehr und Energieerzeugung

Varianten aufgrund Diskontraten und Equity Weighting	Kurzfristig (2010)	Mittelfristig (2030)	Langfristig (2050)
Unterer Wert	40	70	130
Mittlerer Wert	80	145	260
Oberer Wert	120	215	390

Quelle: Blanck et al. 2013: Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung externer Umweltkosten, basierend auf Kuik et al. 2009

Für die folgenden Berechnungen werden die mittleren Kostenwerte mit einer Interpolation für das Jahr 2015 i.H.v. 96 €/t CO_e-Äquivalent gewählt.

Emissionsfaktoren

Die spezifischen THG-Emissionen der Kraft- und Brennstoffe durch deren Verbrennung sind direkt an die Kraft- und Brennstoffmenge gekoppelt. Technische Ausstattungen der Anlagen spielen allenfalls bei Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung und -Verpressung eine Rolle. Die Emissionsfaktoren je Kraftstoffeinheit ändern sich auch nicht über die Zeit. Anlagenspezifisch sind jedoch Wirkungsgrade, womit sich die Emissionsfaktoren je umgesetzter Leistungseinheit (Fahrzeugkilometer, Wärmeinheit etc.) durchaus über die Zeit ändern können. Diese werden sektor- und technologiespezifisch berücksichtigt.

Vor- und Nachlaufemissionen

Neben der direkten Verbrennung von Kraft- und Brennstoffen entstehen Klimagasemissionen durch deren Erzeugung, Verarbeitung und Transport. Bei Klimagasen spielt der Ort der Emission keine Rolle. Je nach Kraft- oder Brennstoff bewegen sich die Zusatzemissionen im Vergleich zur Emission bei deren direktem Einsatz zwischen 13 % bei Diesel und 24 % bei Erdgas und LNG (vgl. Tabelle 81). Diese Hebesätze werden den THG-Emissionskosten der RT direkt zugeschlagen.

Tabelle 81: Vorlaufemissionen der Kraft- und Brennstoffherstellung

Sektor	Brennstoff	Aufschlag auf direkte THG-Emissionen
Verkehr	Diesel	1,13
	Benzin	1,16
	Erdgas / LNG	1,24
Industrie	Erdgas	1,22
	Steinkohle	1,14
	Erdöl	1,19
Wärme	Dezentral	1,18
	Wärmenetze	1,18
Gasnetz	Erdgas	1,22

Quelle: Laufende Arbeiten der Methodenkonvention 3.0 des Umweltbundesamtes (unveröffentlicht)

7.3.1.2 Luftschadstoffe

Maßnahmen, die zu einer Reduktion der Emission von Luftschadstoffen führen, können direkt über Kostensätze pro Tonne vermiedenem Schadstoff bewertet werden. Dazu sind verschiedene Zusatzinformationen notwendig, wie beispielsweise Emissionsfaktoren der entsprechenden Fahrzeuge wie auch komplexere Analysen zu den eventuell zusätzlich anfallenden Emissionen im öffentlichen Verkehr. Für alle Verkehrsträger liegen hier relativ gute und differenzierte Kostensätze vor. Im Handbuch zur Quantifizierung der externen Kosten des Verkehrs werden sowohl Kostensätze pro Tonne Schadstoffe wie auch Kostensätze für verschiedene Fahrzeugkategorien (Schwermer 2012, Anhang B) ausgewiesen.

Die Kostensätze durch Luftverschmutzung enthalten Gesundheitskosten, Gebäudeschäden (Materialschäden), Ernteschäden und Biodiversitätsverluste. Besonders relevant in den Bereichen Verkehr und Energie sind die Emissionen von Feinstaubpartikeln ($PM_{2,5}$ und PM_{10} bzw. PM_{coarse} ⁵²), Stickoxiden (NO_x) sowie flüchtigen Kohlenwasserstoffen (NMVOC).

Im Gegensatz zu Klimawirkungen ist die Wirkung von Luftschadstoffen zeitlich begrenzt und hängt vom Raumbezug ab. Entsprechend sind die Ergebnisse in Tabelle 82 für die Sektoren Verkehr, Haushalte und Industrie, sowie nachrichtlich für die Sektoren Stromerzeugung (s.u.) und speziell für die Methanolgewinnung dargestellt. Im Gegensatz zu THG-Emissionen wird bei Luftschadstoffen keine zeitliche Progression der Wertansätze unterstellt.

⁵² $PM_{2,5}$ = Feinstaub mit Partikelgröße kleiner als $2,5 \mu m$ (kann in Lungenalveolen eindringen); PM_{coarse} = grober Feinstaub zwischen $2,5$ und $10 \mu m$; $PM_{coarse} + PM_{2,5} = PM_{10}$.

Tabelle 82: Kostensätze Luftverschmutzung in Deutschland (€₂₀₁₀/t Schadstoff)

Emissionsort	Sektor	NOx	PM2,5	PM10
Lokal / mobil	Verkehr *	15.400	122.800	11.000
	Haushalte	15.400	58.500	41.800
	Industrie	12.300	58.500	41.800
Regional	Stromerzeugung	12.300	30.600	21.800
	Methanolgewinnung	12.300	30.600	21.800

Anmerkung: * bei Partikelemissionen Gewichtung innerorts 0,33, außerorts 0,67; Quelle: eigene Darstellung mit Werten aus Blanck et al. (2013)

Vor- und Nachlaufeffekte

Ebenso wie bei THG-Emissionen fallen bei Luftschadstoffen Emissionen bei Erzeugung, Verarbeitung und Transport der Kraftstoffe an. Da hier die Ortslage eine wesentliche Rolle spielt und nicht für alle Energieträger entsprechende Emissionsfaktoren verfügbar sind, werden vereinfachend die Zuschlagsfaktoren für THG-Emissionen angewandt.

7.3.1.3 Bewertung der Stromproduktion

Direkte Emissionen

Für die Erzeugung elektrischer Energie in Deutschland gibt die Methodenkonvention 2.0 gewichtete Kostensätze je kWh nach Kraftwerkstypen an. Mit dem Strommix 2030 und 2050 für das AMS und KS95 lassen sich hieraus durchschnittliche externe Kosten je kWh Netzstrom ermitteln. Der Bewertung liegen folgende Annahmen zugrunde:

Kosten je Energieeinheit nach Schwermer (2012) in €/kWh.

Kraftwerksmix für fossile Kraftwerke und Erneuerbare insgesamt aus dem Projektionsbericht der Klimaszenarien 2050 für die Jahre 2030 und 2050 sowie das AMS und KS95.

Abweichende und ergänzende Annahmen:

(a) Kernenergie und Ölkraftwerke spielen mengenmäßig keine Rolle.

(b) Konstante und vereinfachte Aufspaltung der erneuerbaren Energien in Windkraft (60 %) und Solarstrom (40 %). Wasserkraft und Biomasse werden vernachlässigt.

Keine zusätzlichen Annahmen zu Vor- und Nachlaufeffekten.

Die so ermittelten Kostensätze sind in Tabelle 83 dargestellt.

Mit der Progression der Kostensätze je Tonne CO₂-Äquivalent entsprechend Tabelle 80 ergeben sich die in Tabelle 84 dargestellten Kostensätze für Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen der Stromerzeugung. Die sinkenden Emissionsraten aller Wirkungsbereiche werden im Fall der Klimagase durch die Kostenprogression überkompensiert. Aufgrund der bereits 2015 größeren Bedeutung der Treibhausgase gegenüber den Luftschadstoffkosten führt dies auch insgesamt zu einem Anstieg der Umweltkosten je erzeugter Energieeinheit im AMS um 19 % in 2050 gegenüber 2015. Hierbei dominieren die THG-Emissionskosten mit 91 % die Umweltkosten. Hingegen führen die sehr viel ambitionierteren THG-Reduktionsziele im KS95 zu einem Rückgang der Umweltkosten je Energieeinheit um 74 % im gleichen Zeitraum. Durch einen ebenso deutlichen Rückgang der Luftschadstoffemissionen bleibt auch im KS95 der THG-Anteil mit 79 % bestimmend für die Umweltkosten.

Tabelle 83: Kostensätze Klimagase und Luftschadstoffe der Stromerzeugung nach Kraftwerkstypen 2030 und 2050

Energieträger	Luftschadstoffe (€/kWh)	Treibhausgase (€/kWh)	Anteil 2014 (TWh)	Anteil AMS 2030 (TWh)	Anteil AMS 2050 (TWh)	Anteil KS95 2030 (TWh)	Anteil KS95 2050 (TWh)
Konventionelle							
Kernenergie	2,07	8,68	94,2	0	0	0	0
Braunkohle	2,07	8,68	148,1	96,9	61,6	5	10
Steinkohle	1,55	7,38	106,8	116	79,8	30	0
Erdgas	1,02	3,9	75,1	61,3	19,2	93	13
Öl	2,41	5,65	0	0	0	0	0
Erneuerbare							
Wasserkraft	0,14	0,04					
Windenergie	0,17	0,09	84,18	186,78	234,84	193,2	439,8
Photovoltaik	0,62	0,56	56,12	124,52	156,56	128,8	293,2
Biomasse*	2,78	1,07					

Quelle: Berechnungen nach Schwerner 2012 und Öko-Institut et al. 2014

Tabelle 84: Umweltkostensätze der Stromerzeugung nach Szenarien und Jahren (€/MWh)

Wirkbereich	2015	AMS 2030	AMS 2050	KS95 2030	KS95 2050
Luftschadstoffe	14,04	9,43	7,39	5,88	3,84
Treibhausgase	57,10	62,62	76,97	28,88	14,67
Gesamt	71,14	72,04	84,36	34,76	18,51

Vorlaufemissionen

Vorlaufemissionen der Energieerzeugung entstehen durch Extraktion, Transport und Verarbeitung der verwendeten Brennstoffe. Aus Hintergrundinformationen der Methodenkonvention 3.0 zur Schätzung von Umweltkosten des Umweltbundesamtes (unveröffentlicht) ergeben sich zusätzliche THG-Emissionen bezogen auf die direkten Emissionen für fossile Brennstoffe wie folgt:

1. Braunkohle: 3 %
2. Steinkohle: 16 %
3. Erdgas: 17 %
4. Roh- und Heizöl: 16 %

Diese Zuschlagssätze werden entsprechend auch in den Industriesektoren angewandt. Diese werden den Kostensätzen der Treibhausgase sowie, analog zur direkten Verwendung von Brenn- und Kraftstoffen, den Kosten der Luftverschmutzung zugeschlagen.

7.3.2 Sektor Verkehr

7.3.2.1 Spezifische Eingangsparameter

Energieeinsatz

In der Referenztechnik (RT) unterscheidet sich der Energieeinsatz nach Kraftstoffarten in Diesel und Benzin. In der Sektorkopplungsoption (SKO) kommt Strom zur Beladung von Batterien und zur Methanol-, Methan- sowie Wasserstoffherstellung zum Einsatz. Beim Einsatz von Ladestrom wird mit Wirkungsgradverlusten von 5 % im Pkw-Bereich und von 2 % bei Nutzfahrzeugen gerechnet. Aufgrund der Markthochlaufszenerarien der untersuchten SKO in Kapitel 5.8.3 ergeben sich die angenommenen Energieeinsparungen durch die Anwendung der SKT entsprechend Tabelle 85. Die Angaben berücksichtigen Netzverluste und gelten für AMS und KS95 gegenüber dem Referenzfall.

Tabelle 85: Änderungen an konventioneller Energie sowie Strommehrverbrauch durch SKO im Verkehr (TWh/a)

Technologiegruppe	Technologie	Änderung bis 2030	Änderung bis 2050
EV Pkw	Benzin	-218,92	-199,19
	Diesel	-112,78	-102,61
	Strom	+131,04	+127,68
EV LNF	Diesel	-39,10	-24,00
	Strom	+12,14	+12,34
PtG-H2 Pkw	Benzin	-218,92	-199,19
	Diesel	-112,78	-102,61
	H2-Strom	+215,22	+181,56
PtG-H2 LNF	Diesel	-39,10	-24,00
	H2-Strom	+25,50	+17,34
PtG-Methanol Pkw	Benzin	-218,92	-199,19
	Diesel	-112,78	-102,61
	Methanol *	+692,05	+532,79
PtG-Methanol Lkw	Benzin	-0,00	-0,00
	Diesel	-47,00	-58,00
	Methanol *	+98,06	+102,39
HO-Lkw Diesel	Diesel	-47,00	-58,00
	Strom	+26,52	+34,68
HO-Lkw Batterie	Diesel	-72,00	-68,00
	Strom	+41,82	+40,80

Emissionsfaktoren

Emissionsfaktoren für Treibhausgase und Luftschadstoffe für Verbrennungskraftstoffe werden entsprechend des Handbuchs für Emissionsfaktoren (HBEFA 3.1) und mittels des Energiegehalts der

Kraftstoffe ermittelt. Hierauf werden Vorlaufemissionen für die Kraftstofferzeugung entsprechend Tabelle 81 angewandt. Für reine Stromanwendungen zur Batterieladung sowie die Wasserstoffherstellung über Elektrolyse werden die Umweltkostensätze des Stromnetzes nach Tabelle 84 verwendet. Die Stromherkunft erfolgt entsprechend der Kraftwerksentwicklung und Stromproduktionsentwicklung in den beiden Szenarien AMS und KS95.

Tabelle 86: WtW-Emissionsfaktoren Verkehr für Verbrennungskraftstoffe (t/TWh)

Technologiegruppe	Technologie / Kraftstoff	THG 2030	THG 2050	NOx 2030	NOx 2050	PM2,5 2030	PM2,5 2050
EV Pkw	Benzin	264.920	264.920	100,8	100,8	1,16	1,16
	Diesel	269.410	269.410	588,4	588,4	4,28	4,28
EV LNF	Diesel	269.410	269.410	463,7	463,7	1,80	1,80
PtG-H2 Pkw	Benzin	264.920	264.920	100,8	100,8	1,16	1,16
	Diesel	269.410	269.410	588,4	588,4	4,28	4,28
PtG-H2 LNF	Diesel	269.410	269.410	463,7	463,7	1,80	1,80
PtG-Methanol Pkw	Benzin	264.920	264.920	100,8	100,8	1,16	1,16
	Diesel	269.410	269.410	588,4	588,4	4,28	4,28
	Methanol *	257.972	257.972	31,6	31,6	3,16	3,16
PtG-Methanol Lkw	Benzin	264.920	264.920	100,8	100,8	1,16	1,16
	Diesel	269.410	269.410	588,4	588,4	4,28	4,28
	Methanol *	257.972	257.972	31,6	31,6	3,16	3,16
HO-Lkw Diesel	Diesel	269.410	269.410	102,5	102,5	1,18	1,18
HO-Lkw Batterie	Diesel	269.410	269.410	102,5	102,5	1,18	1,18

Anmerkung: * Strom für Methanol-Herstellung einschließlich CO₂-Herstellung. Hinweis: Emissionsfaktoren für Energieentnahmen aus dem allgemeinen Stromnetz entsprechend Tabelle 84

Zusätzlich werden THG-Vor- und Nachlaufemissionen für Produktion und Entsorgung von Elektrofahrzeugen gegenüber konventionell angetriebenen Fahrzeugen berücksichtigt, da diese bei Elektro-Pkw deutlich höher sind als bei konventionellen Fahrzeugen (siehe u. a. Helms et al. 2016, Peters et al. 2012). Zum Einbezug der zusätzlichen THG-Emissionen werden folgende Annahmen getroffen:

1. Zusätzliche Emissionen je Fahrzeug aus Helms et al. (2016): Unterscheidung zwischen BEV und PHEV für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge (LNF) umgerechnet auf Fahrzeugkilometer.
2. Anteil BEV an Elektrofahrzeugen 2030 / 2050: Pkw 50 % / 75 %, LNF 80 % / 75 % im AMS und KS95
3. Umlage auf Kraftstoffeinheiten mit Marktanteilen hybrider Pkw und LNF im AMS und KS95.
4. Jahresfahrleistungen Pkw: 13.000 km, LNF: 16.000 km.
5. Keine Mehremissionen für Lkw, da hier aufgrund der hohen Fahrleistung die Fahrzeugproduktion nicht relevant ist (siehe Wietschel et al. 2017).

Tabelle 87 zeigt die verwendeten spezifischen THG-Emissionen je Fahrzeugkilometer für Produktion und Entsorgung von Elektrofahrzeugen sowie die ermittelten Jahresgesamtwerte 2030 und 2050 für AMS und KS95.

Tabelle 87: THG-Emissionen der Produktion und Entsorgung von Elektrofahrzeugen

	Spez. Em. 2030 (g/km)	Spez. Em. 2050 (g/km)	Ges. Em. AMS 2030 (t)	Ges.-Em. AMS 2050 (t)	Ges.-Em. KS95 2030 (t)	Ges.-Em. 2050 KS95 (t)
EV Pkw	BEV 25, PHEV 10	BEV 12,5, PHEV 5	9.711.065	5.988.133	9.055.410	4.444.724
EV LNF	BEV 50, PHEV 20	BEV 25, PHEV 10	1.600.896	928.200	1.486.848	702.780
BZ Pkw	25	12,5	13.872.950	7.044.862	12.936.300	5.229.087
BZ LNF	50	25	1.819.200	1.092.000	1.689.600	826.800

Anmerkung: BEV: Batterie-Elektrisches Fahrzeug, PHEV Plug-in-Hybridfahrzeug mit 50 % elektrischem Fahranteil. Quelle: eigene Berechnung mit Werten aus Helms et al. 2016

7.3.2.2 Ergebnisse

Gesamte Differenzkosten der Umweltbelastung

Die SKO im Verkehr schließen sich zum Teil gegenseitig aus, sodass eine Gesamtsumme über alle Maßnahmen nicht gebildet werden kann. Stattdessen wird im Folgenden die Teilsumme der Batterieelektrischen Lösungen betrachtet, um die Sektoren untereinander vergleichen zu können. Bei Realisierung der entsprechenden SKO Elektromobilität (EV) der Pkw und LNF sowie HO-Lkw mit Batterieunterstützung ergeben sich für AMS in Bezug zum Referenzszenario Einsparungen an Umweltkosten von 5,9 Mrd. € 2030 und 15,4 Mrd. € 2050.

Positive Ergebnisse ergeben sich für die Optionen Elektromobilität (EV) bei Pkw und LNF. Hier sind Einsparungen von Umweltkosten von 12,7 Mrd. € (Pkw) und 0,7 Mrd. € (LNF) in 2050 zu erwarten. Diese werden überwiegend durch die Reduktion von Klimagasen getragen.

Ebenfalls positive Bilanzen ergeben sich für Brennstoffzellen(H₂)-Pkw und -LNF, jedoch mit zunächst höheren Umweltkosten der Treibhausgase 2030.

Hybrid-Oberleitungs-Lkw (HO-Lkw) weisen im AMS ebenfalls eine insgesamt positive Umweltkostenbilanz auf, allerdings fallen hier höhere Kosten der Luftschadstoffe im Vergleich zur Referenztechnik auf. Die Batterie-Oberleitungs-Variante schneidet hiermit geringfügig besser ab als die Variante Diesel-Oberleitung.

Bis auf wenige Ausnahmen entsprechen die Umweltkosten-Bilanzen im KS95 den Ergebnissen des AMS, sind jedoch stärker ausgeprägt u. a. wegen den höheren Anteilen der Erneuerbaren an der Stromproduktion. Unterschiedliche Bewertungen ergeben sich bis 2030 bei PtG-H₂ (Brennstoffzelle) in Pkw und LNF spezifisch für Luftschadstoffe. Für HO-Lkw zeigt sich über alle Szenarien und Jahre eine negative Bilanz der Umweltkosten durch Luftschadstoffe. Dies erklärt sich durch die nach HBEFA 3.1 extrem niedrigen NO_x- und Partikelemissionen des Emissionsstandards Euro-VI. Mit 102,5 t NO_x und 1,2 t PM_{2,5} je TWh Energiegehalt ergeben sich für Lkw etwa 1,80 €/MWh Luftschadstoffkosten gegenüber 9,40 €/MWh für die Stromproduktion im AMS 2030. Zum Vergleich: Ebenfalls für 2030 schätzt HBEFA 3.1 spezifische Emissionen von 588,4 t NO_x je TWh für Diesel-Pkw aufgrund der wesentlich breiteren Altersverteilung der Pkw-Flotte.

Tabelle 88: Änderungen der Umweltkosten im Verkehr nach Wirkungsbereichen (Mio. € pro Jahr) (+ bedeutet zusätzliche Umweltkosten) (technisches Potential)

Technologie	Wirkbereich	AMS 2030	AMS 2050	KS95 2030	KS95 2050
EV Pkw	Klimagase	-4.673	-12.334	-9.461	-21.002
	Luftschadstoffe	-217	-378	-592	-748
	Gesamt	-4.890	-12.712	-10.053	-21.750
EV LNF	Klimagase	-692	-1.627	-1.144	-2.485
	Luftschadstoffe	-173	-174	-208	-209
	Gesamt	-866	-1.801	-1.352	-2.695
BZ Pkw	Klimagase	+1.489	-7.778	-6.355	-20.005
	Luftschadstoffe	+576	+20	-97	-541
	Gesamt	+2.065	-7.758	-6.453	-20.546
BZ LNF	Klimagase	+222	-238	-711	-1.429
	Luftschadstoffe	-48	-49	-129	-105
	Gesamt	+174	-286	-840	-1.534
Methanol Pkw	Klimagase	+63.061	+62.613	+38.274	+28.118
	Luftschadstoffe	+5.676	+3.081	+3.041	+1.068
	Gesamt	+68.737	+65.693	+41.316	+29.186
Methanol Lkw	Klimagase	+8.948	+12.062	+5.436	+5.432
	Luftschadstoffe	+559	+290	+198	-82
	Gesamt	+9.508	+12.351	+5.634	+5.350
HO-Lkw Diesel	Klimagase	-324	-1.835	-1.273	-4.080
	Luftschadstoffe	+169	+156	+82	+42
	Gesamt	-155	-1.679	-1.192	-4.039
HO-Lkw Batterie	Klimagase	-417	-2.140	-1.915	-4.782
	Luftschadstoffe	+270	+184	+132	+49
	Gesamt	-147	-1.956	-1.783	-4.732
BZ-Lkw	Klimagase	+1.496	+1.366	-173	-4.598
	Luftschadstoffe	+351	+220	+165	+63
	Gesamt	+1.846	+1.586	-8	-4.535
EV Pkw+LNF & HO-Lkw Batterie	Gesamt	-5.902	-15.431	-13.187	-28.141

Quelle: eigene Berechnung, Fraunhofer ISI

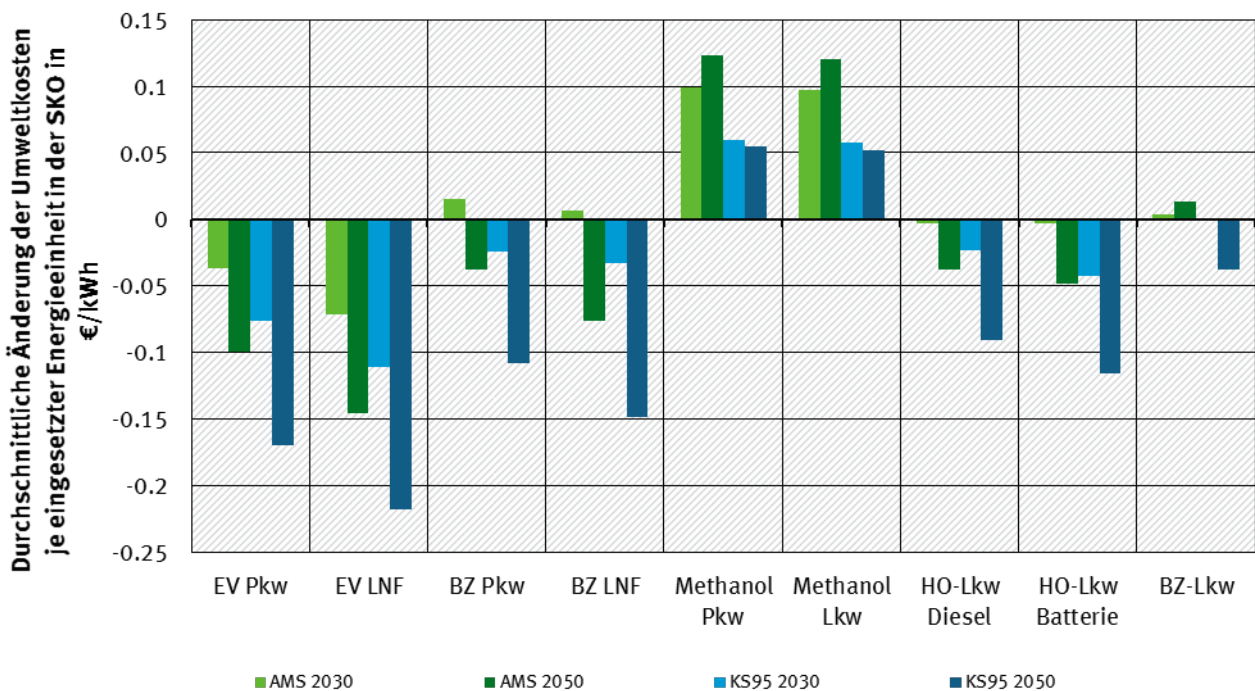
Durchschnittliche Umweltkosten des Energieeinsatzes

Ein Vergleich der Sektorkopplungstechniken im Bereich Verkehr kann über die Energiemenge (eingesetzte Nettostromerzeugung) erfolgen. Wie in den übrigen Technologiefeldern wird die in der Sektorkopplungsoption aufgewendete Nettostrommenge gewählt. Der so ermittelte Quotient aus eingesparten

Umweltkosten zu eingesetzter Energie drückt aus, welche positiven Effekte dem Stromeinsatz in der SKO zugeschrieben werden können. Positive Werte bezeichnen eingesparte Umweltkosten je eingesetzter Energieeinheit. Die Ergebnisse für die einzelnen Technologien und deren Gesamtbild sind in Abbildung 77 für die Szenarien AMS und KS95 dargestellt.

Das Ergebnis im Vergleich der SKO zueinander spiegelt die Wirkungsgraddifferenz der SKO zur RT wider. Die größten Einsparungen erreicht man beim EV, gefolgt von den BZ-Pkw und dann den HO-Lkw.

Abbildung 77: Änderung der Umweltkosten je Energieeinheit (Nettostromerzeugung) im Verkehr (eingesparte Umweltkosten -, zusätzliche Umweltkosten +) (unter den Rahmenbedingungen des AMS bzw. KS95)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

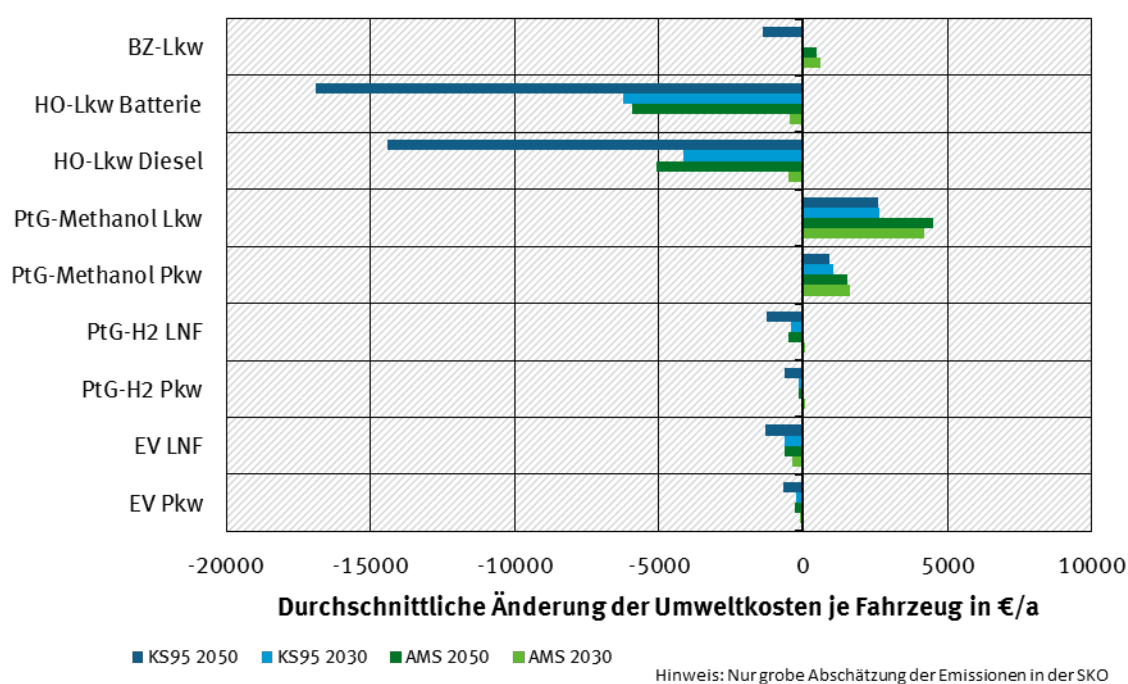
Entsprechend der ermittelten gesamten eingesparten Umweltkosten stellen sich die Sektoren Elektromobilität und Power-to-Gas/Brennstoffzelle bei Pkw und leichten Nutzfahrzeugen sowie Hybrid-Oberleitungs-Lkw in fast allen Szenarien positiv dar. Lediglich die PtG-Varianten mit strombasierten Methanol-Kraftstoffen schneiden deutlich negativ ab und bei den BZ-Lkw sieht man nur geringe Effekte.

Durchschnittliche Umweltkosten der Outputs

Neben den Energiemengen lassen sich die Technologielinien der SKO auch über Output-Einheiten der Sektoren vergleichen. Im Verkehr wurden die Fahrzeugmengen des Markthochlaufs der SKO-Technologien entsprechend Kapitel 5.2 als Vergleichsgröße herangezogen. Die so ermittelten Indikatoren eingesparter Umweltkosten könnten beispielsweise als Hinweis auf mögliche Subventionen oder Steueranpassungen verwendet werden. Die entsprechenden Indikatoren sind in Abbildung 78 zusammengefasst.

Neben den bekannten Befunden positiver Umweltkostenbilanzen bei Elektrofahrzeugen und negativer Bilanzen bei PtL-Methanol stechen hier die dominierenden Indikatoren für beide Varianten von Hybrid-Oberleitungs-Lkw ins Auge. Diese erklären sich durch die hohe Fahrleistung von Lkw (100.000 km pro Jahr) im Vergleich zu Pkw und LNF (13.000 bis 16.000 km pro Jahr). In diesen Segmenten lassen sich finanzielle Anreize im unteren dreistelligen Bereich bis ca. 1.000 € jährlich bis 2050 unter den Bedingungen des KS95 rechtfertigen. Für HO-Lkw ergeben sich mögliche Kaufanreize im AMS bis 2030, langfristig im AMS und bereits mittelfristig im KS95 lassen sich jedoch Werte bis 5.000 € jährlich mit eingesparten Umweltbelastungen begründen. Bis 2050 wären unter den Bedingungen des KS95 sogar Anreize bis 15.000 € möglich. Neben finanziellen Kaufanreizen könnte man allerdings auch andere Maßnahmen wie entsprechende Maluszahlungen (nach dem Polluters Pays Principle) für konventionelle Fahrzeuge ausweisen.

Abbildung 78: Änderung der Umweltkosten je Fahrzeug im Verkehr (technische Potential) (eingesparte Umweltkosten +, zusätzliche Umweltkosten -)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Der BZ-Lkw liegt zwischen dem Methanol-Lkw sowie den HO-Lkw und weist nur in im KS95 einen positiven Effekt auf die Umweltkosten aus. Dieser ist allerdings nicht sehr hoch.

7.3.3 Sektor Wärme

7.3.3.1 Spezifische Eingangsparameter

Energieeinsatz

Sowohl durch die dezentrale Wärmebereitstellung als auch über Fernwärmenetze lassen sich erhebliche Effizienzen bezüglich des Energieverbrauchs realisieren. Über alle Technologielinien und Szenarien ergeben sich Einsparmöglichkeiten des Energieeinsatzes zwischen 60 % und 75 %.

Tabelle 89: Änderung an konventioneller Energie sowie Strommehrverbrauch durch SKO bei der Wärmebereitstellung (TWh/a) (technisches Potential)

Technologiegruppe	Technologie	AMS 2030	AMS 2050	KS95 2030	KS95 2050
Bereitstellung dezentral	Brennstoff	-555,0	-405,0	-398,0	-254,0
	Strom	+176,0	+116,0	+115,0	+66,0
Bereitstellung in Wärmenetzen	Brennstoff	-33,0	-31,0	-40,0	-32,0
	Strom	+10,5	+9,4	+11,4	+8,1

Emissionsfaktoren

Die Ermittlung von Emissionsfaktoren für die dezentrale Wärmebereitstellung geht von einem Mix aus Erdgas und Heizöl aus. Regenerative Brennstoffe wie Holzpellets etc. werden aufgrund der geringen mengenmäßigen Bedeutung nicht berücksichtigt. Bei Wärmenetzen wird für die RT von einer Heizung durch Gaskraftwerke ausgegangen.

In beiden Technologielinien wird davon ausgegangen, dass sich Partikelemissionen (PM) im Bereich $2,5\mu\text{m}$ ($\text{PM}_{2,5}$) und darunter bewegen. Somit spielen PM_{10} -Emissionen keine Rolle. Die Annahmen zu Emissionsfaktoren der RT sind in Tabelle 90 dargestellt.

Tabelle 90: TtW-Emissionsfaktoren Gebäudeheizung mit fossilen Brennstoffen (t/TWh)

Technologiegruppe	Technologie	THG 2014	THG AMS 2030	THG AMS 2050	THG KS95 2030	THG KS95 2050	NOx 2014	NOx KS95 2050	PM _{2,5} 2014
Dezentral	Gas, Öl	237.606	237.606	237.606	237.606	237.606	158	158	7
Wärmenetze	Gas	255.495	255.495	255.495	255.495	255.495	200	200	5

7.3.3.2 Ergebnisse

Gesamte Differenzkosten der Umweltbelastung

Die Umweltbilanzen der SKO im Bereich der Gebäudeheizung erscheinen in allen Bereichen positiv. Das gesamte Einsparpotential an Umweltkosten wird von der Elektrifizierung dezentraler Wärmeerzeuger dominiert. Im AMS entstehen hier Nutzen durch geringere Klima- und Luftbelastungen von 22,3 Mrd. €. Hiervon entfallen 20,6 Mrd. € auf die dezentrale Wärmeerzeugung, und hiervon 20,3 Mrd. € auf eingesparte Klimagasemissionen. Für das KS95 ergeben sich ähnliche Werte.

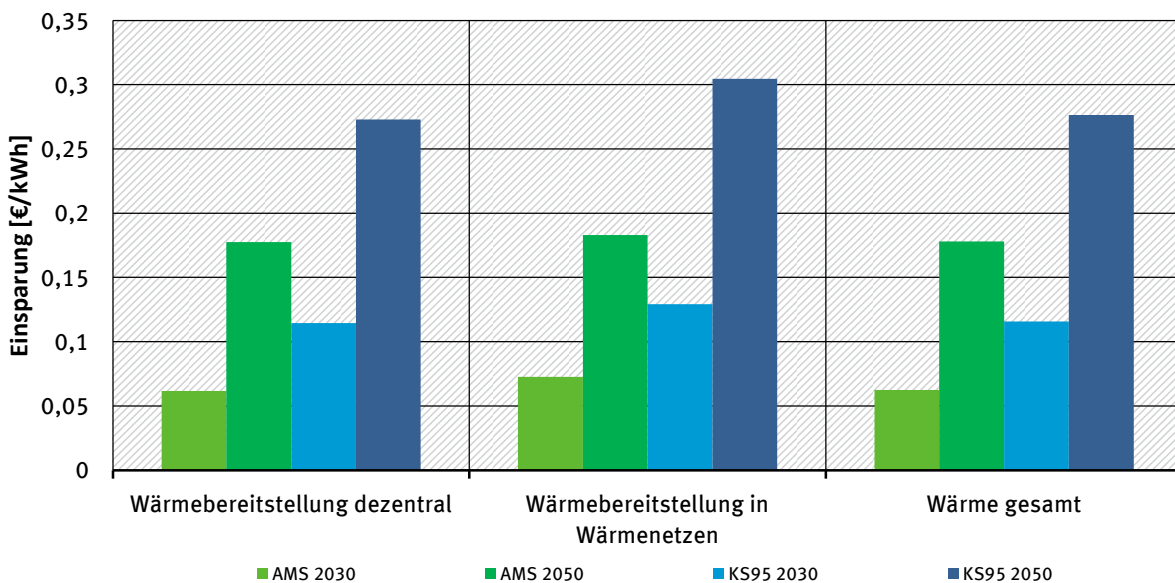
Tabelle 91: Gesamtbilanz zur Änderung der Umweltkosten Gebäudeheizung nach Wirkungsbereichen (Mio. €) (technisches Potential) (eingesparte Umweltkosten -, zusätzliche Umweltkosten +)

Technologie	Wirkbereich	AMS 2030	AMS 2050	KS95 2030	KS95 2050
Dezentral	Klimagase	-10.942,2	-20.305,8	-12.706,1	-17.544,5
	Luftschadstoffe	+86,9	-290,2	-451,6	-465,8
	Gesamt	-10.855,3	-20.596,0	-13.157,7	-18.010,3
Wärmenetze	Klimagase	-749,3	-1.683,0	-1.404,2	-2.389,1
	Luftschadstoffe	-13,1	-35,9	-68,9	-77,6
	Gesamt	-762,4	-1.718,9	-1.473,1	-2.466,7

Durchschnittliche Umweltkosten des Energieeinsatzes

Die Unterschiede in den Reduktionspotentialen von Umweltkosten der beiden Optionen zur strombasierten Wärmebereitstellung begründen sich ausschließlich durch deren mögliche Marktdurchdringung. Der Vergleich der durchschnittlich eingesparten Umweltkosten je eingesetzter Energiemenge ergibt keinen Unterschied der beiden Varianten.

Abbildung 79: Eingesparte Umweltkosten je Energieeinheit bei der Gebäudeheizung

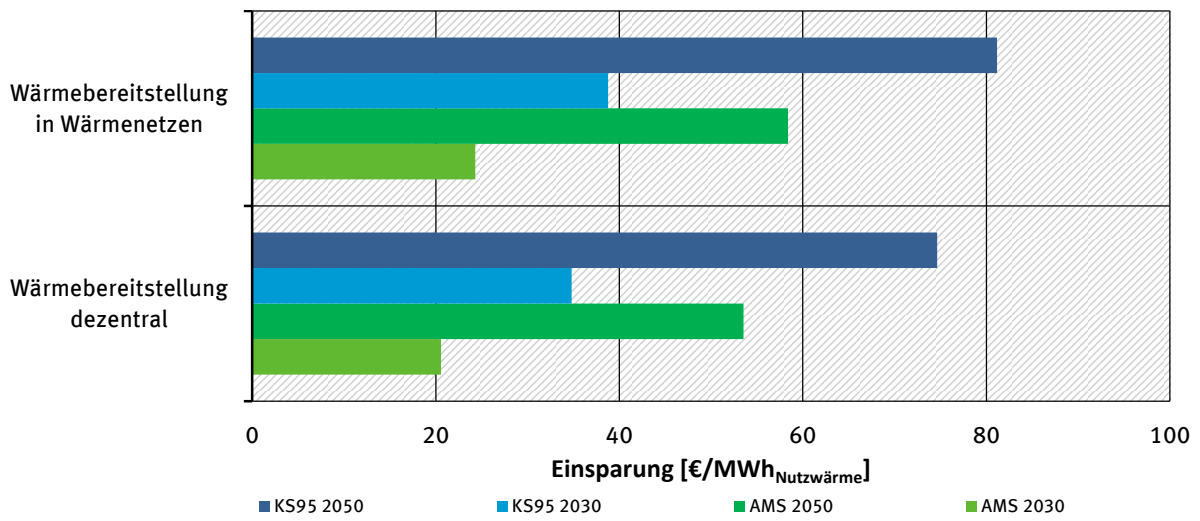


Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Durchschnittliche Umweltkosten der Outputs

Bezogen auf die geleistete Wärmemenge ergibt sich ein ähnliches Bild wie bei der Umwelteffizienz bezüglich der eingesetzten Strommenge. Beide Varianten schneiden hier sehr ähnlich ab.

Abbildung 80: Eingesparte Umweltkosten je Produktionsmenge bei der Gebäudeheizung



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

7.3.4 Sektor Industrie

7.3.4.1 Spezifische Eingangsparameter

Energieeinsatz

Industrielle Anwendungen sind sowohl elektrische als auch brennstoffbasierte. Dementsprechend sind bereits in der Referenztechnik Stromanteile zu berücksichtigen, welche durch die SKO teilweise ersetzt werden. Für die hier betrachteten Prozesse trifft dies auf die Produktion von Methanol, Ammoniak, Glas und Stahl zu. Im RT-Prozess spielt Strom in den Materialbranchen Glas und Stahl eine wesentliche Rolle. Für die chemischen Industrien (Methanol und Ammoniak) liegt der energetische Anteil des Prozessstroms hingegen unter 2 %. Die Wasserstoff-Raffinerie kommt im Gegensatz dazu im RT-Fall ohne elektrische Prozessenergie aus.

Tabelle 92: Änderung an konventioneller Energie- sowie Strommehrverbrauch durch SKO in der Industrie (TWh/a) (technisches Potential) (Einsparungen -, Strommehrverbrauch +)

Technologiebereich		Technologie	AMS 2030	AMS 2050	KS95 2030	KS95 2050
Methanol	RT	Erdgas	-15,0	-14,4	-14,6	-13,7
		Strom	-0,2	-0,2	-0,2	-0,17
	SKO	Strom Prozess	+23,1	+20,7	+22,6	+19,6
Ammoniak	RT	Erdgas	-24,2	-23,5	-23,6	-22,3
		Strom	-0,4	-0,3	-0,4	-0,3
	SKO	Strom Prozess	+28,7	+27,8	+28,0	+26,4
Glas	RT	Erdgas	-15,5	-14,1	-15,2	-13,4
		Strom	-5,1	-5,4	-5,0	-5,1
	SKO	Strom Prozess	+14,6	+11,7	+14,3	+11,2
Stahl	RT	Reduktionsmittel	-197,9	-183,9	-193,0	-174,7
		Strom	-6,4	-6,0	-6,2	-5,7
	SKO	Strom Prozess	+189,1	+166,1	+184,4	+157,8
H2-Raffinerie	RT	Erdöl	-4,7	-3,5	-3,4	-0,3
	SKO	Strom Prozess	+5,2	+3,4	+3,7	+0,3

Emissionsfaktoren

Die Klimagas- und Luftschadstoffemissionen der betrachteten industriellen Prozesse unterliegen einer großen Unsicherheit, welche bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden sollten. Für industrielle Prozesse im Referenzfall ließen sich für spezifische Anwendungsfälle aus der Literatur Klimagas- und Luftschadstoffemissionen zusammensetzen. Im Bereich der Luftschadstoffe erwies sich dabei die Bestimmung von Emissionsfaktoren insbesondere für die chemischen Prozesse (Methanol- und Ammoniakherstellung) als schwierig. Da angenommen werden kann, dass Partikelemissionen hier eine untergeordnete Rolle spielen, wurden sowohl PM_{2,5} als auch PM₁₀ für beide Herstellungsprozesse nicht berücksichtigt.

In den Materialbereichen Glas- und Stahlherstellung wird die benötigte elektrische Prozessenergie in eigenen Kraftwerken erzeugt. Entsprechend werden hier anstelle des allgemeinen Strommixes spezifische Emissionsfaktoren angegeben. Diese und die Emissionsfaktoren je TWh eingesetzter Energie sind in Tabelle 93 angegeben.

Tabelle 93: TtW-Emissionsfaktoren Industrie für fossile Brennstoffe und eigene Stromproduktion (t/TWh)

Technologiegruppe	Technologie	THG 2014	THG AMS 2030	THG AMS 2050	THG KS95 2030	THG KS95 2050	NOx 2014	NOx KS95 2050	PM2,5/PM10 2014
Methanol	Erdgas	64.209	27.426	25.920	28.121	27.286	23	10	
Ammoniak	Erdgas	152.112	138.317	129.644	152.112	141.850	40	37	
Glas	Erdgas	317.334	289.874	288.876	317.334	296.392	1.763	741	28
	Strom	70.874	82.087	95.840	70.874	83.933	196	157	11
Stahl	Steinkohle	362.923	336.029	350.148	362.923	344.647	141	129	181
	Strom	922	907	929	922	930	2	1	
H2-Raffinerie	Erdöl	202.000	202.000	202.000	202.000	202.000			

Anmerkung: Daten unterliegen einer großen Unsicherheit. Eigene Abschätzung basierend auf: Fleiter et al. 2013, Methanol Fuels 2016, European Commission 2007, European Commission 2013a, UBA 2014, UBA 2010, FVV 2013

Gesamte Differenzkosten der Umweltbelastung

Die Ergebnisse zur Bilanz der Umweltkosten in den hier betrachteten Industriesektoren geben ein divergentes Bild ab. Mittelfristig bis 2030 zeigen fast alle Prozesse sowohl unter den AMS- als auch unter den KS95-Bedingungen ein Wachstum der monetarisierten Umweltbelastung. Dies gilt im Besonderen für den Wirkungsbereich Luftschadstoffe. Hierfür sind die zunächst langsamer sinkenden Emissionsfaktoren der Stromproduktion, aber auch die aufgrund der begrenzten Datenlage niedrige Bewertung von PM_{2,5}- und PM₁₀-Emissionen verantwortlich. Deutlich positiv stellt sich bis 2030 lediglich die Elektrostahlproduktion unter dem Regime des KS95 dar. Die hier umgesetzte Energiemenge sorgt über alle betrachteten Prozesse für eine positive Umweltbilanz.

Langfristig bis 2050 stellt sich über fast alle Bereiche und Szenarien ein positiver Saldo der Umweltkosten ein. Im AMS liegt dieser bei 4,2 Mrd. €, demgegenüber steht eine positive Bilanz des Technologiebereichs Elektrostahl alleine von 6,6 Mrd. €, welcher wiederum durch die eingesparten Kosten von Klimagasemissionen von 6,3 Mrd. € dominiert wird. Unter den Bedingungen des KS95 fällt die Gesamtbilanz des Sektors Industrie 2050 mit 19,7 Mrd. € erwartungsgemäß deutlicher aus als im AMS. Außer dem Bereich Methanolherstellung tragen hierzu alle untersuchten Industriesektoren bei, wobei der Bereich Elektrostahl wieder deutlich dominiert.

Tabelle 94: Änderung der Umweltkosten Industrie nach Wirkungsbereichen (Mio. €) (technisches Potential) (eingesparte Umweltkosten -, zusätzliche Umweltkosten +)

Technologie	Wirkbereich	AMS 2030	AMS 2050	KS95 2030	KS95 2050
Methanolherstellung	Klimagase	+1.440,7	+1.508,6	+602,6	+168,0
	Luftschadstoffe	+214,1	+149,6	+129,4	+73,0
	Gesamt	+1.654,8	+1.658,1	+732,0	+241,1
Ammoniakherstellung	Klimagase	+1.282,5	+1.214,8	+244,8	-581,3
	Luftschadstoffe	+256,6	+196,3	+151,7	+93,7
	Gesamt	+1.539,1	+1.411,1	+396,5	-487,6
Glasproduktion	Klimagase	+11,7	-482,8	-335,1	-906,0
	Luftschadstoffe	-40,4	-285,1	-716,0	-883,6
	Gesamt	-28,7	-767,8	-1.051,1	-1.789,6
Elektrostahl	Klimagase	+1.100,8	-6.320,8	-5.583,4	-16.810,3
	Luftschadstoffe	-40,4	-285,1	-716,0	-883,6
	Gesamt	+1.060,4	-6.605,9	-6.299,4	-17.693,9
H2-Raffinerie	Klimagase	+176,2	+51,0	-6,4	-13,0
	Luftschadstoffe	+48,6	+25,2	+21,7	+1,0
	Gesamt	+224,8	+76,2	+15,4	+12,0
Industrie Gesamt	Gesamt	+4.450,4	-4.228,3	-6.206,6	-19.742,1

Durchschnittliche Umweltkosten des Energieeinsatzes

Die durchschnittlichen Einsparungen an Umweltkosten je eingesetzter Energieeinheit fallen zwischen den Industriesektoren ausgeglichener aus als die gesamten Umweltbilanzen. Jedoch zeigt sich auch hier der Bereich Elektrostahl als das lohnendste Einsatzfeld für Sektorkopplungsmaßnahmen.

Als einzige Technologielinie zeigt die Methanolherstellung unter diesem Szenario eine positive Bilanz. Insgesamt über alle Technologielinien zeigt der Sektor Industrie lediglich im KS95 positive Auswirkungen einer Sektorkopplung auf Klima und Luftqualität.

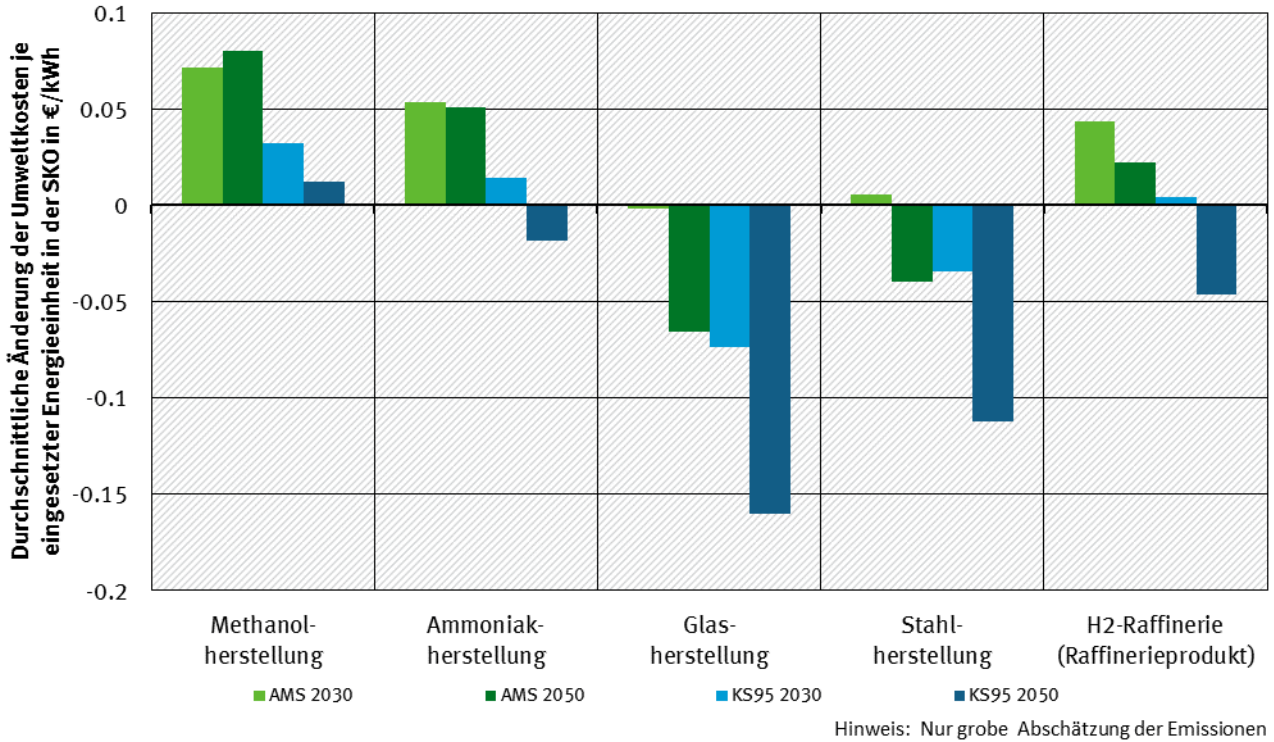
Durchschnittliche Umweltkosten der Outputs

Die Outputmengen des Sektors Industrie bezeichnen die Produktionsmengen der Technologielinien in Gewichtseinheiten (Methanol, Ammoniak, Glas, Stahl und Wasserstoff). Während sich die Vorzeichen der Indikatoren gegenüber dem Vergleich mit eingesetzten Energiemengen nicht ändern, variieren die Größenordnungen der Effekte naturgemäß stark zwischen den produzierten Gütern. Für Methanol ergeben sich langfristig Umweltlasten von 920 €/t im AMS und 140 €/t im KS95. Den deutlichsten Unterschied zwischen positiver und negativer Bilanz findet sich bei der Ammoniakherstellung mit 490 €/t Umweltlasten im AMS 2030 gegenüber 160 €/t Umweltnutzen im KS95 2050.

Insgesamt sind die Ergebnisse für den Sektor Industrie mit etwas Vorsicht zu betrachten. Die Emissionsfaktoren von Luftschadstoffen lassen sich aufgrund der Heterogenität der Prozesse weniger gut standardisieren. Die hier eingesetzten Werte basieren auf groben Schätzungen aus wenigen Literaturquellen. Andererseits werden die Umweltkosten ohnehin von Klimagasemissionen dominiert. Diese

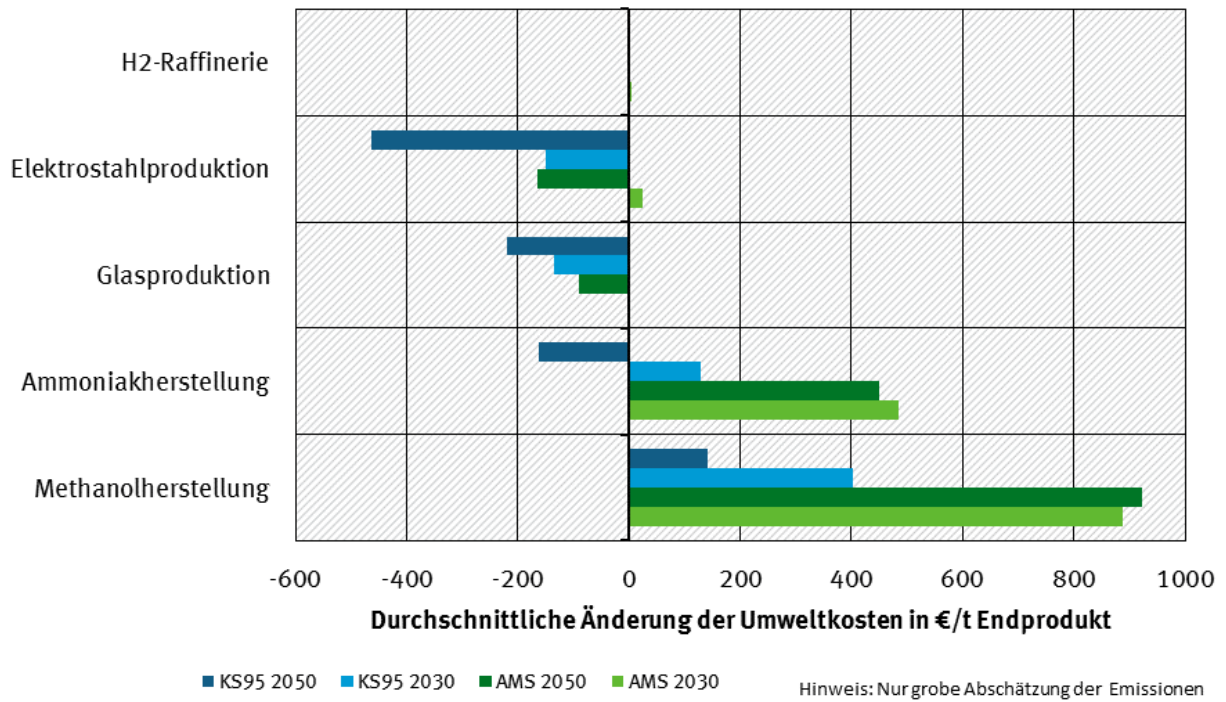
lassen sich über die Energieverbrauchsschätzungen recht zuverlässig abschätzen, womit die Unsicherheit der Luftverschmutzungskosten weniger stark ins Gewicht fällt.

Abbildung 81: Änderung der Umweltkosten je Energieeinheit in der Industrie (technisches Potential) (eingesparte Umweltkosten -, zusätzliche Umweltkosten +)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI und DVGW-EBI

Abbildung 82: Änderung der Umweltkosten je Produktionsmenge in der Industrie (technisches Potential) (eingesparte Umweltkosten -, zusätzliche Umweltkosten +)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI und DVGW-EBI

7.3.5 Sektor Gasnetz

7.3.5.1 Spezifische Eingangsparameter

Energieeinsatz

Die bedeutendsten Energieeinsparpotentiale bei der Elektrifizierung des Gasnetzes ergeben sich durch die Verdichtung im Ferntransport und bei Gasspeichern. Die eingesparte Energiemenge im Bereich der Vorwärmung beträgt 2030 nur etwa 12 % des gesamten Potentials (AMS). Ebenso auffällig ist die vergleichsweise geringe Strommenge (20 %) die benötigt wird, um die Gasmenge zu ersetzen. Dies liegt vor allem an den Wirkungsgraden der Techniken. Während bei der Vorwärmung der Gaskessel und die elektrische Heizung in etwa den gleichen Wirkungsgrad haben, ist bei der Verdichtung der Wirkungsgrad der Gasturbine mit 33 % etwa dreimal schlechter als der des Elektromotors ($\eta = 95 \%$).

Tabelle 95: Änderung der Energiebedarfe Gasnetz (TWh/a)

Technologiegruppe	Technologie	AMS 2030	AMS 2050	KS95 2030	KS95 2050
Verdichtung Ferntransport	Gas	-4,5	-3,5	-4,0	-2,6
	Strom	+1,6	+1,2	+1,4	+0,9
Verdichtung Speicher	Gas	-2,6	-2,1	-2,3	-1,5
	Strom	+0,9	+0,7	+0,8	+0,5
Vorwärmung Gastransport	Gas	-0,8	-0,5	-0,6	-0,1
	Strom	+0,8	+0,5	+0,6	+0,1
Vorwärmung Speicher	Gas	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1
	Strom	+0,2	+0,1	+0,1	+0,1

Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für den Einsatz von Erdgas zum Betrieb des Gasnetzes werden im Wesentlichen als konstant bis 2050 und über das AMS und KS95 angenommen. Partikelemissionen (PM_{2,5} und PM₁₀) spielen bei der Gasnutzung keine wesentliche Rolle und werden entsprechend nicht betrachtet. Über alle Szenarien und Jahre wurden die in Tabelle 96 dargestellten Emissionsfaktoren für den Betrieb des Gasnetzes mit Erdgas angenommen.

Tabelle 96: TtW-Emissionsfaktoren Gasnetz für fossile Brennstoffe (t/TWh)

Technologiegruppe	Technologie	Treibhausgase (THG)	Stickoxide (NOx)	Feinstaub (PM _{2,5/10})
Verdichtung Ferntransport und Speicher	Gas	201.301	199	0
Vorwärmung Ferntransport und Speicher	Gas	201.301	100	0

7.3.5.2 Ergebnisse

Gesamte Differenzkosten der Umweltbelastung

Die Einsparpotentiale an den sozialen Kosten von Klimaerwärmung und Luftverschmutzung bewegen sich zwischen 50 Mio. € im AMS bis 2030, und 255 Mio. € im KS95 bis 2050. Entsprechend des Potentials der Energieeinsparung werden diese Potentiale dominiert durch die Verdichtung beim Transport (61 %) und Speicherung (36 %). Die Vorwärmung für den Transport und die Speicherung (jeweils 2 %) sind für die Umweltbilanz der Elektrifizierung des Gasnetzes nur von untergeordneter Bedeutung.

Tabelle 97: Änderung der Umweltkosten Gasnetz nach Wirkungsbereichen (Mio. €) (eingesparte Umweltkosten -, zusätzliche Umweltkosten +)

Technologie	Wirkbereich	AMS 2030	AMS 2050	KS95 2030	KS95 2050
Verdichtung Ferntransport	Klimagase	-56,8	-128,1	-100,6	-153,1
	Luftschadstoffe	+3,7	+0,4	-1,6	-2,9
	Gesamt	-53,1	-127,7	-102,2	-156,0
Verdichtung Speicher	Klimagase	-33,2	-74,7	-58,5	-89,1
	Luftschadstoffe	+2,1	+0,2	-0,9	-1,7
	Gesamt	-31,0	-74,5	-59,5	-90,8
Vorwärmung Transport	Klimagase	+25,6	+7,5	-3,2	-4,7
	Luftschadstoffe	+1,3	+0,8	+0,7	+0,2
	Gesamt	+26,9	+8,3	-2,5	-4,5
Vorwärmung Speicher	Klimagase	+4,8	+2,0	-0,7	-4,4
	Luftschadstoffe	+1,3	+0,8	+0,7	+0,2
	Gesamt	+6,1	+2,7	-0,0	-4,2
Gasnetz gesamt		-51,2	-191,1	-164,2	-255,5

Durchschnittliche Umweltkosten des Energieeinsatzes

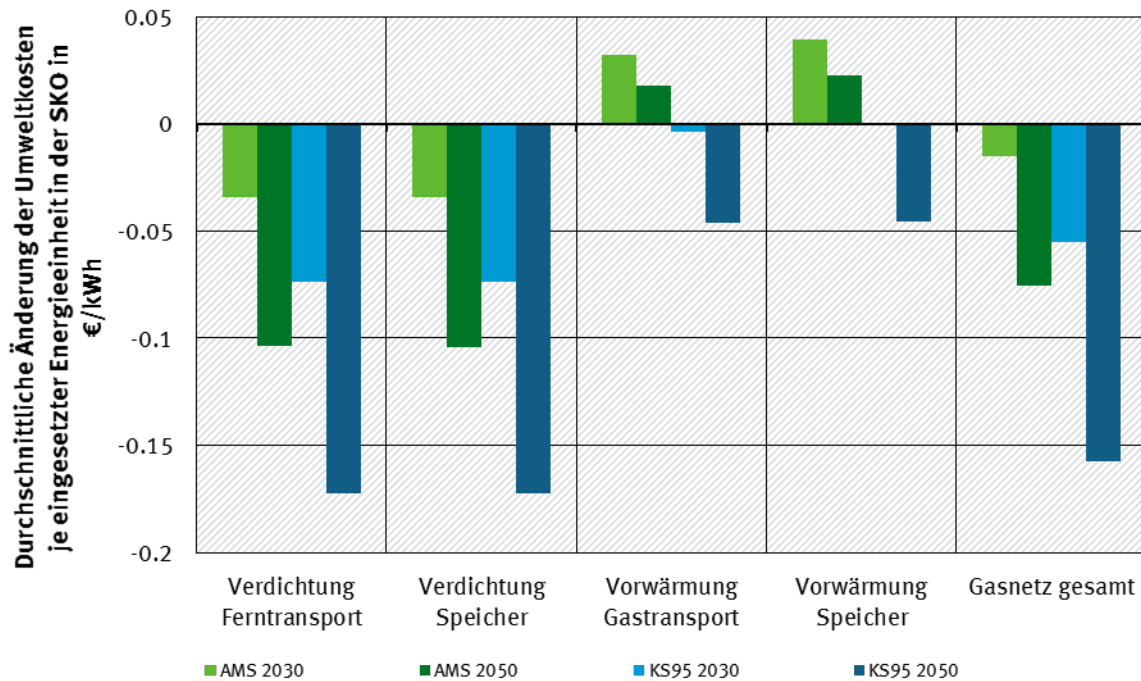
Bezogen auf die in der Sektorkopplung eingesetzte Energiemenge (strombasierte Anwendungen) weisen die großen Komponenten der Gasnetz-Elektrifizierung positive Umweltkennwerte auf. Die Umwelteffizienz der Verdichtung für Transport und Speicherung ist in jedem Szenario positiv, steigt jedoch bis 2050 unter den Bedingungen des KS95 deutlich an. Das heißt für die Verdichtung werden bei Anwendung des Elektromotors im Jahr 2050 (AMS) pro kWh eingesetzter Energie (Strom) etwa 0,10 € an Kosten eingespart, die sonst der Allgemeinheit durch Eintrag von Luftschadstoffen und THG-Emissionen in die Atmosphäre angefallen wären. Für die Prozessschritte Vorwärmung zeigen sich, außer im Fall KS95 in 2050 negative bis maximal neutrale Umweltkosten-Effizienzen. Folgerichtig entstehen hier bei der Anwendung der Sektorkopplungsoption (Elektroheizung) zusätzliche Umweltkosten, sodass aus dieser Bewertung heraus ein Verbleib der Gastechnik zur Vorwärmung anzuraten ist.

Durchschnittliche Umweltkosten der Outputs

Mit Ausnahme der Vorwärmung für die Speicherung folgt der Quotient aus Umweltkosteneinsparungen und transportierter Gasmenge den durchschnittlichen Umweltkosten je Energieeinheit. Bei der

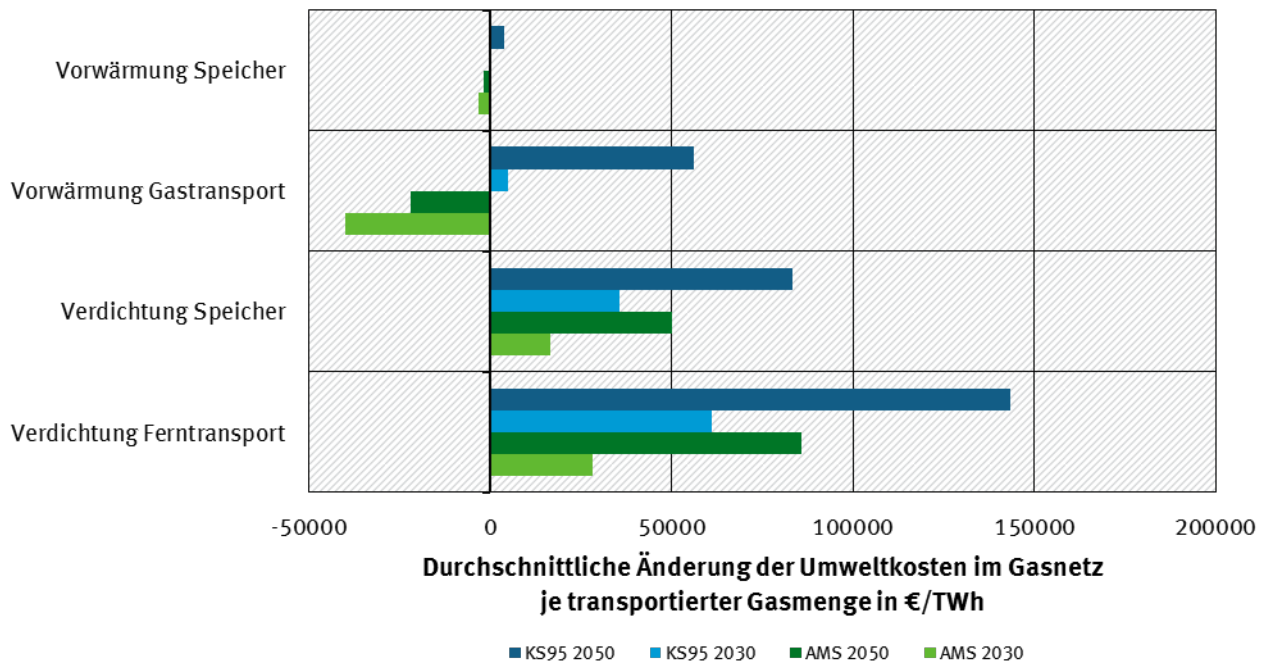
Vorwärmung im Gastransport wurde als Bezugsgröße nur der Mengenstrom betrachtet, der auch in die unteren Netzebenen entspannt wurde (abhängig vom deutschen Gasverbrauch). Die Vorwärmung für die Speicherung stellt sich in allen Szenarien als sehr gering im Vergleich zu den übrigen Prozessschritten dar.

Abbildung 83: Änderung der Umweltkosten je Energieeinheit im Gasnetz (eingesparte Umweltkosten +, zusätzliche Umweltkosten -)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI und DVGW-EBI

Abbildung 84: Änderung der Umweltkosten je Produktionsmenge im Gasnetz (eingesparte Umweltkosten +, zusätzliche Umweltkosten -)



Hinweis: Nur grobe Abschätzung der Emissionen in der SKO

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI und DVGW-EBI

7.3.6 Vergleich der Sektoren

7.3.6.1 Gesamtpotentiale

Unter den untersuchten Sektorkopplungsmaßnahmen bewegen sich die zehn Optionen mit dem großen Potential zur Senkung von Umweltkosten im Bereich von etwas unter einer Milliarde Euro und 21,8 Mrd. Euro im KS95 bis 2050. Die drei mit Abstand größten Potentiale ergeben sich im Bereich Verkehr mit Elektromobilität Pkw und Brennstoffzellen (PtG-H2), sowie im Bereich Gebäudeheizung durch dezentrale Anlagen. Mit gewissem Abstand belegt der Sektor Industrie mit der Elektrostahlherstellung Platz 4 des Rankings. Die nachfolgende Liste gibt die Plätze 1 bis 10 sowie deren Potential zur Einsparung von Umweltkosten 2050 unter den Bedingungen des KS95 an.

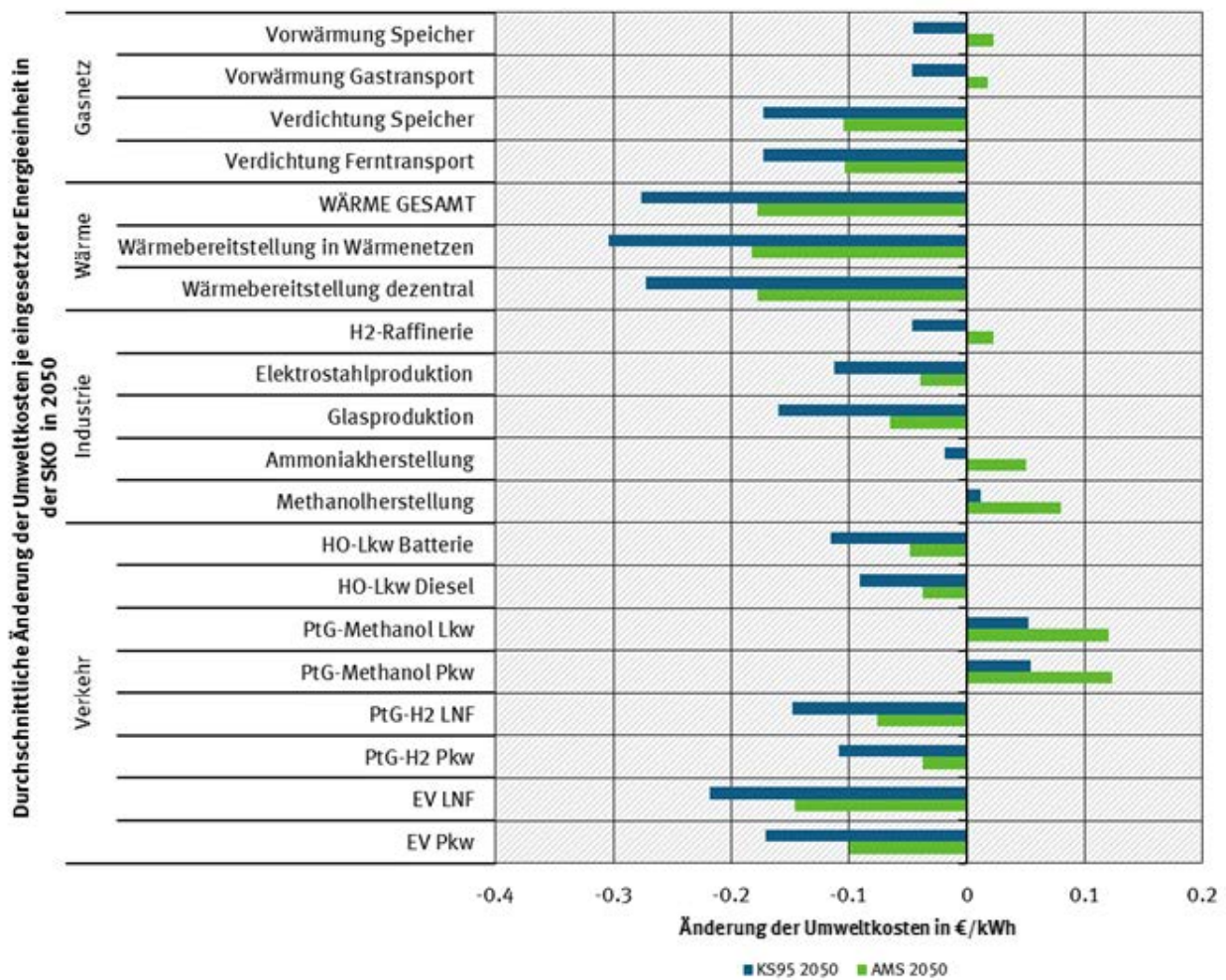
1. Elektromobilität Pkw: 21,81 Mrd. €
2. PtG-H2-Pkw: 20,55 Mrd. €
3. Wärmebereitstellung dezentral: 18,01 Mrd. €
4. Elektrostahl-Herstellung: 17,69 Mrd. €
5. HO-Lkw Batterie: 4,73 Mrd. €
6. HO-Lkw Diesel: 4,04 Mrd. €
7. Wärmebereitstellung in Wärmenetzen: 2,47 Mrd. €
8. Elektromobilität LNF: 1,66 Mrd. €
9. PtG-H2-LNF: 1,53 Mrd. €

10. Glasherstellung: 0,92 Mrd. €

7.3.6.2 Durchschnittliche Einsparpotentiale

Als Vergleich der Effizienz der Maßnahmen bietet sich der Indikator eingesparter Umweltkosten im Vergleich zum Energieeinsatz im SKO-Fall an. Hier zeigen die Maßnahmen der Wärmebereitstellung die besten Ergebnisse, gefolgt von der Elektrifizierung der Pkw- und Lkw-Flotten im Verkehr. Abbildung 85 gibt die Effizienzmaße aller SKO für das Jahr 2050 für die Fälle AMS und KS95 an.

Abbildung 85: Vergleich der vermiedenen bzw. der zusätzlichen Umweltkosten pro eingesetzter Strommenge in 2050 (eingesparte Umweltkosten -, zusätzliche Umweltkosten +)



Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI und DVGW-EBI

8 Transformationspfade

8.1 Einleitung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse aus den bisherigen Arbeiten als Basis genutzt und analysiert, welchen Beitrag die Sektorkopplungsoptionen (SKO) zur Erreichung der wichtigsten energie- und klimapolitischen Ziele in Deutschland beitragen können und wie die Wirtschaftlichkeit unter Einbezug der Umweltkosten sich darstellt.

Da die bisherigen Ausführungen auf Basis des technischen Potentials stattgefunden haben, muss dafür zuerst ein ambitioniertes, aber als realisierbar eingestuftes Szenario für den Markthochlauf der SKO entwickelt werden (im Folgenden auch als optimistisch realisierbares Szenario bezeichnet). Dann müssen die Werte zu den energie- und klimapolitischen Auswirkungen neu berechnet werden (sie liegen insbesondere im Jahr 2030 oftmals unter denen des technischen Potentials). Die energie- und klimapolitischen Auswirkungen werden immer für die Rahmenbedingung, wie Nachfrageentwicklung nach Produktionsmengen Stahl oder Strompreisen, des AMS berechnet. Als Sensitivität werden die Strompreise und THG-Emissionen des Stromsystems des KS95 ebenfalls mitberechnet. Ohne allerdings die anderen Größen wie die unterschiedliche Pkw-Bestandsentwicklung im AMS und KS95 zu ändern. Die Sensitivität KS95 dient nämlich dazu, alleine die Effekte anderer Strompreise und THG-Emissionen ausweisen zu können.

Diese Erkenntnisse fließen in die Ausarbeitung möglicher Transformationspfade für die SKO ein. Für die drei hier untersuchten Bereiche Verkehr, Wärme und Industrie werden die möglichen Transformationspfade, startend von der heutigen Situation, in der es oftmals nur eine ausgewählte und begrenzte Kopplung der Sektoren gibt, hin zu einer Welt mit einer starken Sektorkopplung entwickelt. Die Transformationspfade, das heißt, wann welche Sektorkopplungsoption in welchem Umfang kommen können sowie welche Anreizstrukturen für deren Einführung sinnvoll sind, werden entwickelt.

8.2 Energie- und Klimaschutzziele in Deutschland

Um den Beitrag der SKO zur Erreichung der aktuellen energie- und klimapolitischen Ziele darstellen zu können, werden die Ziele hier erst einmal zusammenfassend dargestellt. In der Tabelle 99 sind die Ziele der Energiewende in Deutschland und in Tabelle 99 die sektoralen Treibhausgasziele aus dem Klimaschutzplan 2016 (BMUB (2016)) aufgeführt.

Tabelle 98: Ziele der Energiewende und Indikatoren

	2015	2020	2030	2040	2050
Treibhausgasemissionen					
Treibhausgasemissionen (ggü. 1990) (1990: 1.251 Mio. t CO ₂ eq)	-27,2 % (911 Mio. t CO ₂ eq)	Mind. -40 %	Mind. -55 %	Mind. -70 %	-80 bis -95 %
Erneuerbare Energien					
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	14,9 %	18 %	30 %	45 %	60 %
Anteil am Bruttostromverbrauch	31,6 %	Mind. 35 %	Mind. 65 %		Mind. 80 %
Anteil am Wärmeverbrauch	13,2 %	14 %			
Anteil am Verkehrsbereich	13,2 %	10 % ¹⁾			
Effizienz und Verbrauch					
Primärenergieverbrauch (ggü. 2008) (2008: 3994 TWh ²⁾)	-7,6 %	-20 %			-50 %
Endenergieproduktivität (2008-2050)	1,3 % pro Jahr 2008-2015	2,1 % pro Jahr 2008- 2050			
Bruttostromverbrauch (ggü. 2008) (2008: 618 TWh)	-4,0 %	-10 %			-25 %
Primärenergiebedarf Gebäude (ggü. 2008) ⁴⁾	-15,9 %				-80 %
Wärmebedarf Gebäude (ggü. 2008)	-11,1 %	-20 %			
Endenergiebedarf Verkehr (ggü. 2005) (2005: 728 TWh)	1,3 %	-10 %			-40 %

Anmerkung: ¹⁾ EU-Ziel; ²⁾ AGEB 2017; ³⁾ nach Angaben der AG Energiebilanzen (AGEB), zitiert aus UBA 2017 mit 2.619 Petajoule (PJ); ⁴⁾ Statista 2017. Quelle: BMWi 2016a

Tabelle 99: Sektorale THG-Minderungsziele in Deutschland nach dem Klimaschutzplan

	Energiewirt- schaft	Gebäude	Verkehr	Industrie	Landwirt- schaft
1990 (in Mio. t CO ₂ -Äq.)	466	209	163	283	88
2014 (in Mio. t CO ₂ -Äq.)	358	119	160	181	72
2030 (in Mio. t CO ₂ -Äq.)	175-183	70-72	95-98	140-143	58-61
2030 (Minderung in % ggü. 1990)	62-61 %	67-66 %	42-40 %	51-49 %	34-31 %

Quelle: BMUB 2016

8.3 Transformationspfade Verkehr

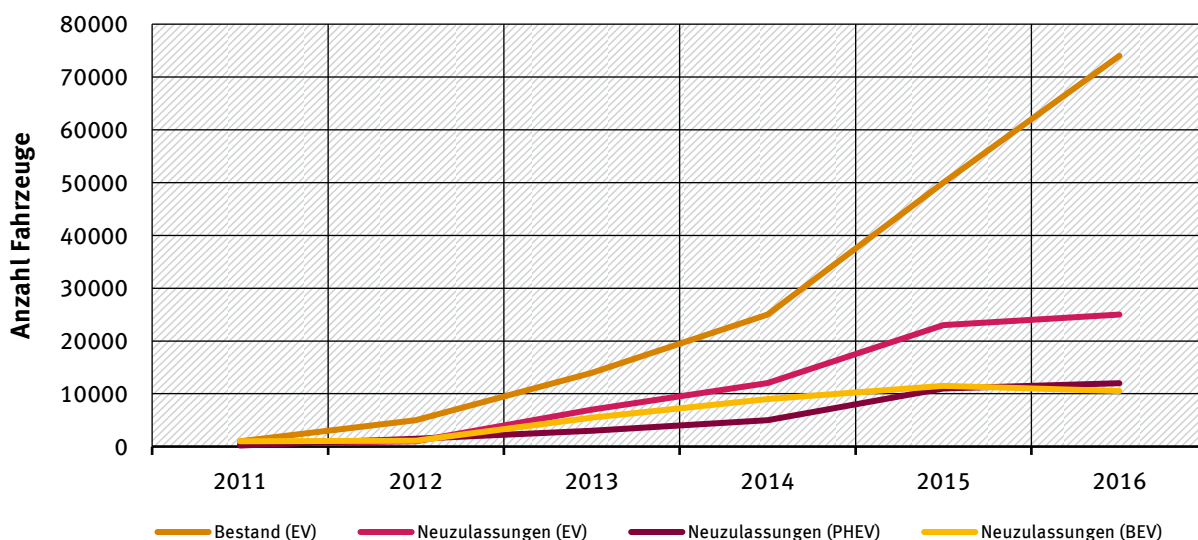
8.3.1 Personenkraftwagen und leichte Nutzfahrzeuge

8.3.1.1 Entwicklung in den letzten Jahren und aktueller Stand der Marktdiffusion

In der Abbildung 86 ist die Entwicklung der Neuzulassungszahlen und des Bestandes bei Elektrofahrzeugen (Pkw und LNF) dargestellt. Von 2011 bis 2015 gab es einen deutlichen Anstieg bei den Neuzulassungen, der sich im Jahre 2016 allerdings deutlich verlangsamt hat. Aktuell gewinnen die PHEV bei den Neuzulassungen immer mehr Marktanteile gegenüber BEV (und machen derzeit in Deutschland bereits mehr als 50 % aus, siehe Abbildung 86). Weltweit weist die Elektromobilität eine hohe Wachstumsdynamik auf und Ende 2016 wurde die 2-Mio.-Marke an EV im Fahrzeugbestand erreicht (siehe OECD/IEA 2017). Getrieben wird die aktuelle Entwicklung derzeit von China gefolgt von den USA.

Bei Brennstoffzellenfahrzeugen existierten über alle Fahrzeugklassen zu Beginn von 2016 erst 200 in Deutschland zugelassene Fahrzeuge (BMVI 2016), die allermeisten davon in Pilot- und Demoanwendungen. Auch gibt es 2017 erst zwei Brennstoffzellen-Pkw-Modelle in Deutschland kommerziell zu erwerben und nur wenige weitere Fahrzeugmodelle sind angekündigt. Beim Tankstellinfrastrukturaufbau für Wasserstoff gibt es ambitionierte Ziele (siehe NOW 2017). Anfang 2017 sind es aber erst 22 öffentliche Tankstellen (siehe Top Agra Online 2017), und der Hochlauf verläuft eher verhalten.

Abbildung 86: Entwicklung der jährlichen Neuzulassungen und des Bestandes von Elektrofahrzeugen (EV) bei Pkw und LNF



Quelle: Daten vom Kraftfahrzeugbundesamt

8.3.1.2 Entwicklung von Marktpenetrationsszenarien zur Erreichung von Klimaschutzziele

Dass Elektrofahrzeuge bis 2050 ein realistisches Potential haben, nahezu alle konventionell angetriebenen Pkw und LNF zu substituieren, wird in fast allen Studien einheitlich gesehen. Uneinheitlicher wird allerdings der Markthochlauf über die nächsten Jahre gesehen. Weiterhin wird die Aufteilung der EV zwischen BEV und PHEV unterschiedlich bewertet.

Berücksichtigt man den aktuellen Markthochlauf sowie realistische Wachstumsraten, die bei Automobil- und Energietechnologien in der Vergangenheit zu beobachten waren, so kann unter sehr optimistischen Annahmen eine Bestandsentwicklung unterstellt werden, wie sie in Tabelle 100 zu finden ist. Die gleichen Überlegungen führen zu dem Marktpenetrationsszenario für LNF (siehe Tabelle 101).

Wenn man bei Pkw nicht den Bestand, sondern die Neuzulassungsquote berechnet, dann liegt diese in dem realisierbaren Marktpenetrationsszenario bei ca. 50 % in 2030 und fast 100 % in 2050.

Tabelle 100: Realisierbares Marktpenetrationsszenario für Pkw (optimistisch realisierbares Szenario)

	Summe Bestandszahlen ¹⁾ in Tsd. Stück	EV-Bestand ²⁾ in Tsd. Stück	BEV-Bestand ³⁾ in Tsd. Stück	PHEV-Bestand ³⁾ in Tsd. Stück
2030	42.700	9.000	4.500	4.500
2050	43.400	40.000	30.000	10.000

Annahmen: ¹⁾ Ausgangspunkt Pkw-Bestandszahlen gemäß AMS aus Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015; ²⁾ eigene Annahmen auf Basis heutiger Marktpenetration und optimistischen aber realisierbaren Wachstumspotentialen; ³⁾ eigene Annahmen auf Basis heutiger Marktaufteilung zwischen BEV und PHEV und Auswertung verschiedener Studien. Der BEV-Anteil wird in 2050 höher gesetzt im Vergleich zu anderen Studien, um ein optimistisches Szenario für den möglichen Beitrag der EV zu energie- und klimapolitischen Zielen darzustellen und um auf die neuesten positiven Entwicklungen bei den Fahrzeugbatterien (siehe OECD/IEA, 2017) einzugehen

Tabelle 101: Realisierbares Marktpenetrationsszenario für LNF (optimistisch realisierbares Szenario)

	Summe Bestandszahlen ¹⁾ in Tsd. Stück	EV-Bestand ²⁾ in Tsd. Stück	BEV-Bestand ³⁾ in Tsd. Stück	PHEV-Bestand ³⁾ in Tsd. Stück
2030	2.300	500	400	100
2050	2.400	2.000	1.500	500

Annahmen: ¹⁾ Pkw-Bestandszahlen gemäß AMS aus Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015; ²⁾ eigene Annahmen auf Basis heutiger Marktpenetration und optimistischen aber realisierbaren Wachstumspotentialen; ³⁾ eigene Annahmen

Ein Marktpenetrationsszenario für Brennstoffzellen-Pkw und -LNF wird im Folgenden nicht entwickelt und ausgewertet. Wie die vorangestellten Analysen gezeigt haben, sprechen die Kostenvorteile (gerade auch unter Beachtung der externen Kosten) und die höhere Energieeffizienz der gesamten Kette im Pkw- und LNF-Markt für Elektrofahrzeuge. Weiterhin vorteilhaft für EV wirken sich der aktuelle Vorsprung bei der Markteinführung, die in den letzten Jahren sehr positive Entwicklung bei der Batterietechnologie bezüglich Kosten und Reichweite sowie die Vermeidung des Aufbaus einer teuren und zu Beginn stark unterausgelasteten Versorgungsinfrastruktur aus. Betont werden sollte allerdings, dass auch für EV eine Infrastruktur aufgebaut werden muss, die gerade im Bereich des Schnellladens auch einen nicht unerheblichen Kapitalbedarf hat.

Da Methanol-Pkw aus der wirtschaftlichen wie energie- und klimapolitischen Sicht noch schlechter gegenüber den EV abschneiden, wird ebenfalls kein Einführungszenario für Methanol-Pkw ausgearbeitet.

Eine umfangreiche Auswertung von aktuellen nationalen und internationalen Studien zum Thema Energie- und Verkehrssystem der Zukunft zeigt, dass bei ambitionierten THG-Zielen fasst alle Studien zu hohen Anteilen von EV-Pkw kommen. BZ-Pkw sowie auch Methanol-Pkw spielen in fast allen aktuellen Studien keine oder nur eine untergeordnete Rolle. Die ausgewerteten Studien sind Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015⁵³, Kasten et al. 2016⁵⁴, Adolf et al. 2014⁵⁵, Nitsch et al. 2012 und IEA 2017. LNF werden in den Studien meistens nicht gesondert betrachtet und ausgewertet.

8.3.2 Beitrag zu energie- und klimapolitischen Zielen

Im Folgenden wird der energie- und klimapolitische Beitrag der EV bei Pkw und LNF anhand des realisierbaren Marktpenetrationsszenarios berechnet.

In der Tabelle 102 ist der absolute Beitrag von EV an Treibhausgasminderung und Energieeinsparung dargestellt, in der Tabelle 103 und Tabelle 104 dann der Beitrag zu den energiepolitischen Zielen. Wenn der Beitrag zur absoluten THG-Reduzierung ohne die THG-Emissionen im Stromsektor gerechnet werden, dann tragen die EV sehr deutlich zur THG-Minderung in Deutschland bzw. zur sektoralen Zielerreichung in 2030 bei. Wenn die THG-Emissionen im Stromsektor mitbilanziert werden, fällt dieser Beitrag geringer aus, ist aber mit 3,7 % im AMS und 8,3 % im KS95 für eine einzelne Maßnahme in 2050 immer noch sehr bedeutend. Man kann zusätzlich die Möglichkeit der Lastverlagerung in Stunden mit hohen Anteilen Erneuerbarer mit einbeziehen. Dies ist auch aus wirtschaftlichen Abwägungen sinnvoll, weil dies die Stunden mit niedrigen Stromgestehungskosten sind. Dann können in 2050 noch knapp 10 Mio. t Einsparungen dazu kommen und man landet unter AMS-Annahmen bei ca. 50 Mio. t. Unter KS95-Annahmen sind die Einsparungen durch Lastverlagerung aufgrund des sehr hohen Erneuerbaren-Anteils deutlich geringer.

Der Vergleich zwischen AMS und KS95 bei den THG-Berechnungen zeigt, wie wichtig der schnelle Umstieg auf Erneuerbare bei der klimapolitischen Zielerreichung gerade auch für Sektorkopplungsoptionen ist. Dies wird auch daran deutlich, dass die SKO dem Ziel der Minderung des Bruttostromverbrauches ja entgegenlaufen, und dies durchaus in relevanter Größenordnung (siehe Tabelle 104).

Auffallend hoch ist noch der Beitrag zur sektoralen Minderung des Endenergiebedarfs im Verkehr gegenüber 2005. Hier liegt die Zielsetzung vor, diesen in 2050 um 40 % zu senken. Die EV alleine können diesen um knapp 25 % reduzieren. Dabei ist allerdings zu beachten, dass die THG-Emissionen der Stromerzeugung nicht mit betrachtet werden. Werden diese mitbilanziert, dann fällt die Einsparung deutlich geringer aus (siehe Tabelle 102).

⁵³ Im KS95 mit einem Anteil BEV + PHEV im Fahrzeugbestand Pkw 2050 von 76,0 % für Deutschland. Wasserstoff-Fahrzeuge tauchen nicht auf.

⁵⁴ Es wird ein Neuzulassungsanteil von Elektrofahrzeugen in 2050 von mindestens 50 % angenommen, im sogenannten E+-Szenario sogar fast 100 %, wobei durch den Szenarienvergleich (u. a. mit einem Wasserstoffszenario) festgestellt wird, dass das E+-Szenario das wirtschaftlichste für Pkw ist.

⁵⁵ Sowohl für Strom als auch für Wasserstoff verhältnismäßig geringe Anteile (Strom: ca. 10 %, Wasserstoff ca. 2 % im Alternativszenario für 2040).

Da EV im Schnitt zu 95 % nicht bewegt werden und oftmals ein Elektroanschluss in der Nähe ist, können sie gut zur Lastflexibilisierung eingesetzt werden. Dies ist in einer Reihe an Studien analysiert worden (siehe z. B. Dallinger 2013, Verzijlbergh 2013, BMVI 2014b, Boßmann 2015, Hennings et al. 2015). Es ist einschränkend zu betonen, dass die gesamte zur Verfügung stehende Speichermenge bei Elektrofahrzeugen durch die beschränkte Batteriekapazität sowie den Anspruch jederzeit Mobilität gewährleisten zu können eingeschränkt wird. Für die Überbrückung sogenannter Dunkelflauten (Zeitspannen von mehreren Tagen oder sogar Wochen mit nur sehr geringer Einspeisung von fluktuierenden Erneuerbaren) eignen sich Elektrofahrzeuge deshalb nicht. Aber für die Bereitstellung von kurzfristigen Flexibilitäten sind sie wiederum sehr gut geeignet. Spitzenkapazitäten bei Kraftwerken könnte eingespart und die Ausnutzung erneuerbarer Energieproduktion optimiert werden. Weiterhin können durch die Steuerung Überlastungen der Stromnetze verhindert werden und so Netzinvestitionen vermieden werden.

Tabelle 102: Änderungen beim Energieeinsatz und den Treibhausgasemissionen von EV (Pkw und LNF) (optimistisch realisierbares Szenario) (-bedeutet Einsparung)

	THG-Änderung TTW ¹⁾ AMS (=KS95) ohne Berücksichtigung THG-Emissionen Stromerzeugung Mio. t CO ₂ eq	THG-Änderung TTW mit Berücksichtigung THG-Stromerzeugung AMS (KS95) Mio. t CO ₂ eq	Änderung der Endenergie Verkehr AMS (=KS95) (TWh)	Änderung der Primärenergie AMS (KS95) (TWh)
Pkw				
2030	-16,6	-5,3 (-11,1)	-38	-35
2050	-73,0	-41,6 (-71,2)	-160	-175
LNF				
2030	-2,8	-1,1 (-1,7)	-6	-6
2050	-7,8	-5 (-7,6)	-19	-21
Pkw+LNF				
2030	-19,4	-6,4 (-12,8)	-44	-41 (-40)
2050	-80,8	-46,6 (-78,8)	-179	-196 (-141)

Erläuterungen: ¹⁾ TTW = Tank-to-Wheel

Tabelle 103: Beitrag von EV (Pkw und LNF) zu den THG- Zielen (optimistisch realisierbares Szenario)

	Beitrag zur absoluten THG-Minderung ggü. 1990 anteilig, ohne Berücksichtigung THG-Emissionen Stromerzeugung AMS (=KS95)	Beitrag zur absoluten THG-Minderung ggü. 1990 anteilig, mit Berücksichtigung THG-Stromerzeugung AMS (KS95)	Beitrag zur sektoralen THG-Minderung ²⁾ ggü. 1990 ¹⁾ anteilig, ohne Berücksichtigung THG-Emissionen Stromerzeugung AMS (=KS95)
2030	1,6 %	0,5 % (1,0 %)	12 %
2050	6,5 %	3,7 % (6,3)	- ²⁾

Annahmen: ¹⁾ Beitrag zur THG-Minderung im Sektor Verkehr; ²⁾ keine sektoralen Ziele für 2050

Tabelle 104: Beitrag von EV (Pkw und LNF) zur Einsparung von Energie (optimistisch realisierbares Szenario)

	Einsparung an Primärenergieverbrauch ggü. 2008 anteilig, abzüglich Stromerzeugung AMS (KS95)	Beitrag zur sektoralen Minderung Endenergiebedarf ggü. 2005 anteilig AMS (=KS95)	Beitrag zur Erhöhung des Bruttostromverbrauchs ggü. 2008 AMS (=KS95)
2030	1,03 % (1,00 %)	6,04 %	4,53 %
2050	4,91 % (3,53 %)	24,59 %	19,78 %

In der Tabelle 105 sind die jährlichen System- und Umweltkosten durch EV dargestellt. Beide – die Systemkosten wie die Umweltkosten – sind positiv und addieren sich in 2050 auf 47 Mrd. € im AMS und 53 Mrd. im KS95 auf. Während im AMS die Systemkosteneinsparung hoch und die Umweltkosteneinsparungen dazu geringer sind, verhält es sich im KS95 anders herum. Auch 2030 weisen sowohl System- wie Umweltkosten Einsparungen in den beiden Szenarien AMS und KS95 auf.

Tabelle 105: Änderung der jährliche System- und Umweltkosten durch EV (Pkw+LNF) (optimistisch realisierbares Szenario) (- bedeutet Einsparung)

	Systemkosten AMS (KS95) [Mio €/a]	Umweltkosten AMS (KS95) [Mio €/a]	Summe Kosten AMS (KS95) [Mio €/a]
2030	-1.823 (-1.130)	-1.221 (-2.593)	-3.044 (-3.723)
2050	-34.348 (-23.540)	-12.941 (-29.644)	-47.289 (-53.184)

Erläuterung: - bedeutet Einsparung, + Mehrkosten

8.3.3 Entwicklung eines möglichen Transformationspfades

Die Phase der Marktvorbereitung hat die Elektromobilität in Deutschland (sowie auch in vielen anderen Ländern) bereits hinter sich gelassen und sie befindet sich in der Phase des Markthochlaufs. Dieser ist noch nicht selbsttragend, sondern muss noch von politischen Maßnahmen flankiert werden. Wenn u. a. die Batteriepreise sich weiter nach unten entwickeln und der Spread zwischen Strompreisen und Benzin- bzw. Dieselpreisen künftig kleiner wird sowie die Kundenakzeptanz steigt und eine Ladeinfrastruktur aufgebaut ist, dann werden Elektrofahrzeuge in absehbarer Zukunft allerdings schon ohne Förderung auskommen können.

Die Batterie hat den höchsten Wertschöpfungsanteil an EV und bestimmt derzeit wesentlich die Nutzungsmöglichkeiten. F&E-Themen liegen deshalb schwerpunktmäßig auf der Weiterentwicklung der Batterie zur weiteren Kostensenkung und Reichweitenerhöhung⁵⁶. Für inkrementell bzw. evolutionär verbesserte großformatige Lithium-Ionen-Batterie-Systemen wie Hochenergie- oder Hochvolt-Entwicklungen sind weitere Verbesserungen in der Energiedichte (gravimetrisch und volumetrisch) sowie eine Kostenreduktion zu erwarten. Diese Entwicklungen werden als LIB der Generation 3 zusam-

⁵⁶ Siehe zum Entwicklungsstand und Forschungsbedarf von Batterien für die Elektromobilität Thielmann et al. (2012), KLIB (2015), Stenzel et al. (2015) und NPE (2016a).

mengefasst und werden neben den aktuell in Elektrofahrzeugen verbauten Systemen in den kommenden (ggf. sogar mindestens) 10 bis 20 Jahren sukzessive in den Markt kommen und gegenüber früheren Generationen breiter diffundieren (Thielmann et al. 2015). Danach sind weitere Entwicklung bei Hochvoltbatterien, neue Batterietypen (Lithium-Schwefel und Lithium-Feststoffbatterien) möglich, aber deren Erfolgsaussichten sind noch unsicher. Diese Systeme könnten die Energiedichten noch einmal deutlich erhöhen.

Neben den Batterien sind fahrzeugseitig noch weitere Entwicklungen bei den Elektromotoren und der Leistungselektronik anzustreben. Bei den Ladetechnologien geht es derzeit u. a. um die Weiterentwicklung von Schnellladesystemen. Für die zukünftige Ausgestaltung von Schnellladeinfrastruktur bestehen technische sowie im Besonderen ökonomische Herausforderungen. Mit dem Ziel, die Dauer eines Ladevorgangs zu reduzieren, werden sehr hohe Ladeleistungen von über 300 kW angestrebt (Schwarzer 2016). Diese sehr hohen Ladeleistungen müssten aber aktuell fahrzeugseitig beschränkt werden (vgl. auch Schwarzer 2016), da die Traktionsbatterie andernfalls Schaden nehmen würde (siehe zu weiteren Details Agostini et al. 2017). Weiterhin machen diese hohen Ladeleistungen die Anpassung aktueller Ladestandards notwendig (z. B. IEC 62196–3) und bedürfen potentiell gekühlter Ladekabel und Ladestecker (Schwarzer 2016).

Zwar können durch den Betrieb von Schnellladeinfrastruktur langfristig potentiell Gewinne erwirtschaftet werden (Jochem et al. 2016, Seradilla et al. 2017). Auch werden durch die „Förderrichtlinie Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge“ des BMVI der flächendeckende Aufbau von Schnellladeinfrastruktur in ausreichendem Maße adressiert (vgl. z. B. auch Reuter-Oppermann et al. 2017). Dennoch ist ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Ladeinfrastruktur unter aktuellen Marktbedingungen nicht möglich (Serdilla et al. 2017, Nigro et al. 2015).

Um die Flexibilitätsoptionen, die die EV bieten, auch nutzen zu können, muss an den entsprechenden IT-Kommunikationstechnologien sowie Lademöglichkeiten gearbeitet werden. Damit Lademanagement allerdings auch akzeptiert wird, muss dieser wirtschaftliche Vorteil auch beim Kunden ankommen⁵⁷ und die Kunden müssen auf die wirtschaftlichen Anreize reagieren. Hier liegt eine der Herausforderungen (siehe Dallinger 2013).

Bei einer Förderung des Markthochlaufs erscheint am sinnvollsten und mit den geringsten marktwirtschaftlichen Eingriffen die Setzung ambitionierter und anhand realer Verbrauchswerte überwachter CO₂-Flottengrenzwerte für Pkw und LNF verbunden zu sein. Diese kann technologieoffenen gestalten werden. Hierdurch würde man der Industrie Handlungsspielräume offenlassen, den effektivsten und effizientesten Weg bei der Treibhausgasminde rung im Verkehr zu erreichen. Nach derzeitiger Gesetzeslage seitens der EU basieren die Grenzwerte auf Tank-to-Wheel-Werten, was EV deutlich bevorzugt. Aber auch Well-to-Wheel Grenzwerte wären denkbar und würden ebenfalls die Marktpenetration von EV begünstigen.

Diese Maßnahmen führen zu einer deutlichen Verteuerung der konventionellen Fahrzeuge und begünstigen die Markteinführung von EV. EV sind wie (oben erwähnt und mit Quellen belegt) nach den meisten Studien die mit Abstand günstigste Option zur Erreichung von ambitionierten Minderungen von THG- und lokalen Emissionen bei Pkw und LNF, wenn man Verkehrsverlagerung und -vermeidung außen vor lässt).

⁵⁷ Hierfür müssen die Steuern und Abgaben auf den Ladestrom so gestaltet sein, dass sie das Preissignal nicht zu stark dämpfen (siehe BMVI 2014b). Die Agora Energiewende hat hierfür beispielsweise eine dynamische EEG-Umlage vorgeschlagen (Agora 2014b).

Ein Alternative zu ambitionierten CO₂-Flottengrenzwerten ist die Setzung einer Quote für EV-Fahrzeuge (bzw. emissionsfreie/-arme Fahrzeuge), wie sie derzeit beispielsweise in China eingeführt werden soll⁵⁸.

Eine weitere denkbare Maßnahme ist das Verbot von Verbrennungsfahrzeugen ab einem bestimmten Zeitpunkt, so wie derzeit beispielsweise im Wahlprogramm der Grünen für die Bundestagswahl 2017 verankert ist⁵⁹ (Bündnis 90/Die Grünen 2017) oder vom Bundesrat beschlossen wurde (Bundesrat 2016).

Die wesentlichen Hemmnisse für den Kauf von EV liegen aktuell im hohen Anschaffungspreis und der derzeit noch mangelnden Wirtschaftlichkeit sowie in der Reichweitenproblematik. Hier setzen viele EV-spezifische Fördermaßnahmen an. Dies sind direkte oder indirekte finanzielle Fördermaßnahmen, EV-spezifische regulatorische Maßnahmen wie Busspurnutzung oder der Ausbau der Ladeinfrastruktur. Der positive Einfluss von derartigen Fördermaßnahmen auf den EV-Absatz wird durch viele Studien empirisch belegt (siehe Mock et al. 2014, Plötz et al. 2016, Clinton et al. 2015, De Shazo et al. 2014, Lieven 2015, Sprei 2013 und Tal et al. 2013).

Allerdings ist der Effekt einzelner Maßnahmen isoliert kaum zu erheben, weil immer mehrere Dinge eine Rolle spielen und Rahmenbedingungen wie die Energieträgerpreise, beispielsweise die Rohölpreisentwicklung, auch dynamisch sind. Auch ist die Wirksamkeit unterschiedlicher Maßnahmen im Vergleich derzeit ebenfalls noch umstritten. Nach derzeitigem Kenntnisstand bietet sich ein abgestimmter Mix an verschiedenen Maßnahmen als sinnvollste Lösung an, die auch die länderspezifischen Unterschiede berücksichtigt (siehe Plötz et al. 2016).

Im Folgenden werden wichtige EV-spezifische Fördermaßnahmen gelistet:

1. **Direkte finanzielle Maßnahmen** des Fahrzeugabsatzes, direkte finanzielle Maßnahmen der Verkaufsförderung, wie Kaufprämien, Steuernachlässe für private und gewerbliche EV-Fahrzeuge etc.
2. **Indirekte Förderung:** Ausweis bevorzugter Parkplätze für EV oder die Nutzung von Sonderfahrspuren, Busspurnutzung, öffentliche Beschaffungsvorgänge für die Umstellung auf EV-Flotten, Zugangsbeschränkungen für konventionelle Fahrzeuge (z. B. in mit lokalen Emissionen stark belasteten Stadtgebieten), Nachtanlieferung, finanzielle Unterstützung des Ausbaus der privaten, halböffentlichen und öffentlichen Ladeinfrastruktur, rechtliche Rahmenbedingungen schaffen, die den Aufbau von privat und öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur ermöglichen, spezielle Förderung von Ladeinfrastruktur in Wohneigentümergeinschaften, Schaffung eines einheitlichen, interoperablen Ladesystems mit diskriminierungsfreiem Zugang, Schaffung eines intelligenten, bidirektionalen Ladesystems etc.
3. **F&E-Förderung**, insbesondere für Fahrzeugbatterien, aber auch für die Leistungselektronik und die Elektromotoren, Unterstützung unternehmerischer Entscheidung zur Ansiedlung einer großskaligen Batteriezellproduktion in Deutschland etc.
4. **Informatorische bzw. suasorische Maßnahmen:** Aufklärung über tägliches Mobilitätsverhalten und Passung von Elektrofahrzeugen, Aufklärung über Alternativen zum privaten Auto zur Be-

⁵⁸ Nach derzeitigem Stand sollen für 8 % aller in China verkauften Fahrzeuge sogenannte Kreditpunkte gesammelt werden müssen, dann 2019 10 % Prozent und ab 2020 12 %. Reine Batteriefahrzeuge sollen dabei mit dem Faktor vier angerechnet werden, PHEV je nach Reichweite (siehe Produktion 2017).

⁵⁹ Ab 2030 sollen nur noch abgasfreie Autos neu zugelassen werden.

wältigung nicht-alltäglicher Fahrten (Urlaubsfahrten), bspw. Mietwagen oder Mobilitätsgarantien, und deren Kosten, Bieten von Testmöglichkeiten und Erhöhung der Sichtbarkeit von Elektrofahrzeugen in den Kommunen: Fahrspaß kann Akzeptanz der Fahrzeuge fördern etc.

Der Kanon an Fördermöglichkeiten ist somit sehr groß.

Vielversprechende Transitionspfade für die Verbreitung von Elektrofahrzeugen setzen bei Akteuren mit einer hohen Multiplikatorenwirkung an (vgl. Nesbitt et al. 2001). Hier können gewerbliche Flotten eine wichtige Rolle spielen, da auf sie ca. 30 % der Neuzulassungen entfallen (KBA 2013). Zudem haben gewerblich gehaltene Fahrzeuge insgesamt eine kürzere Haltedauer als Privatfahrzeuge und diffundieren dadurch schneller in den Gebrauchtwagenmarkt. Obgleich gewerbliche Flotten (d. h. Fuhrparkfahrzeuge und Dienstwagen) wichtig für die Diffusion von Elektrofahrzeugen sind, kommt es letztlich auch auf die Akzeptanz von privaten Fahrzeughaltern an, da auf sie ca. 90 % des Fahrzeugbestands entfallen. Dies hängt damit zusammen, dass private Halter eine längere Haltedauer haben und die primären Endkunden im Gebrauchtwagenmarkt sind (Gnann et al. 2012).

Derzeit gibt es bereits eine Reihe an Fördermaßnahmen für Elektrofahrzeuge in Deutschland. Dabei lassen sich im Wesentlichen vier Förderansätze unterscheiden: Kaufprämien, steuerliche Vorteile, Ladeinfrastrukturförderung und Forschungsunterstützung.

Der Kauf von Elektrofahrzeugen wird aktuell mit 4.000 Euro pro Fahrzeug, der Kauf von Plug-in-Hybridfahrzeugen mit 3.000 Euro gefördert. Die Förderung ist dabei auf Fahrzeuge mit einem maximalen Listenpreis von 60.000 Euro beschränkt. Maximal steht ein Fördervolumen von 1,2 Milliarden Euro zur Verfügung, das jeweils hälftig vom Bund und der Automobilindustrie bereitgestellt wird (BMW i 2016c).

Elektrofahrzeuge, die ab 2012 bis einschließlich 2020 gekauft werden, sind für die ersten zehn Jahre von der Kraftfahrzeugsteuer befreit. Besteht für Fahrzeugbesitzer die Möglichkeit ihr Fahrzeug beim Arbeitgeber gratis oder vergünstigt zu laden, so muss dies seit 2017 nicht mehr als geldwerter Vorteil versteuert werden (Bundesregierung 2016).

Im Rahmen der Förderrichtlinie „Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland“ des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur werden im Zeitraum 2017 bis 2020 rund 300 Millionen Euro zum Aufbau von bundesweit rund 15.000 Ladesäulen zur Verfügung gestellt. Wesentliche Voraussetzungen sind, dass die Ladesäulen öffentlich zugänglich sind und mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben werden (BMVI 2017a, BMVI 2017b).

Des Weiteren werden Forschungs- und Entwicklungsvorhaben im Bereich Elektromobilität gefördert. Beispielsweise sei hier auf das Programm „Erneuerbar Mobil“ des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit hingewiesen. Das Programm fördert bis Ende 2020 mit 280 Millionen Euro Projekte, die dazu beitragen die Klimaziele im Verkehrssektor zu erreichen (BMUB 2017).

In einem Transformationspfad wird empfohlen, die bestehenden Fördermöglichkeiten weiter zu entwickeln. Im Bereich der informatorischen Instrumente könnte derzeit mehr getan werden.

Ergänzt oder abgelöst werden könnten die bestehenden Fördermaßnahmen durch die Setzung der oben erwähnten Grenzwerte. Hier ist zu prüfen, ob dies politisch durchsetzbar ist.

Wie oben bereits ausgeführt, erscheint je nach Entwicklung die Förderung der Elektromobilität nur noch begrenzt notwendig zu sein. Dann geht es eher um eine energie- und klimapolitische Steuerung in Richtung der Nutzung von mehr erneuerbarem Strom beim Laden sowie dem Bereitstellen von Lastflexibilitäten zur besseren Systemintegration von Erneuerbaren.

Ein weiterer wichtiger Punkt bei der Entwicklung eines geeigneten Transformationspfades ist die Frage, ob PHEV ebenfalls gefördert werden sollten. Bei der Diskussion von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor werden sie teilweise in das Verbot mit einbezogen.

PHEV werden heute immer wichtiger bezüglich der Zulassungszahlen. Bei den Zulassungen in Deutschland machen die PHEV bereits mehr als 50 % der Verkäufe unter den Elektrofahrzeugen aus (eigene Datenbasis Fraunhofer ISI). Während in 2010 der Anteil von PHEV an den weltweiten Verkaufszahlen bei Elektrofahrzeugen noch nahe null lag, stieg er bis 2016 auf knapp über 60 % an (IEA 2017).

Eine Integration von PHEV erscheint auch aus Klimaschutzgründen zweckmäßig zu sein. Wenn die Fahrzeugbatterie von PHEV ausreichend groß ausgelegt ist und reale Reichweiten von über 60 km ermöglicht, dann kann damit der weit überwiegende Anteil der Fahrten rein elektrisch zurückgelegt werden (siehe Wietschel et al. 2013 sowie Plötz et al. 2017). Neben der geringen Anzahl an Fahrten in Deutschland über 60 km ist der zweite zentrale Grund für hohe elektrische Fahranteile von PHEV, dass ein PHEV einen Teil aller Tagesfahrleistungen elektrifiziert durchführt, weil es auch bei Fahrten, bei denen die Batteriekapazität nicht ausreicht, zumindest einen Teil der Strecke elektrisch fahren kann. Bei einem größeren Angebot von Fahrzeugen ist auch davon auszugehen, dass die Möglichkeit besteht Fahrzeuge anzuschaffen, die möglichst gut zum eigenen Nutzungsprofil passen. Dafür könnten prinzipiell auch noch geringere Reichweiten ausreichend sein. Ein BEV kann, wenn eine Zwischenladung nicht möglich ist, diese Strecken erst gar nicht antreten. Die Reichweitenangst ist ein weiteres Hindernis für die Nutzung von BEV.

Abbildung 87: Möglicher Transformationspfad für Elektrofahrzeuge (EV)

EV		2017	2020	2030	2050
		Markthochlauf		Massenmarkt	Ausbau Massenmarkt
F&E	Fahrzeuge & Batterie	Batterien, Leistungselektronik, Elektromotoren Batterien Schnellladefähigkeit			
	Ladeinfrastruktur	Schnellladen > 150 kW Schnellladen > 300 kW Intelligentes bidirektionales Laden			
Markt	Fahrzeuge	0,08 Mio. EV-Bestand	0,7 Mio. EV-Bestand	9,5 Mio. EV-Bestand (22% Marktanteil)	40 Mio. EV-Bestand (96 % Marktanteil)
	Ladepunkte	7,4 Tsd. öffentliche, 292 Schnellladung	15 Tsd. öffentliche, 2 Tsd. Schnellladung	0,3 Mio. Öffentliche 30 Tsd. Schnellladung	
Technologie	Fahrzeuge	30/70-Aufteilung BEV/PHEV		50/50-Aufteilung BEV/PHEV PHEV elektrische Reichweite > 50 km	75/25-Aufteilung BEV/PHEV
	Batterien ³⁾	Lithium-Ionen-Zellen Optimierte Lithium-Ionen-Zellen			
Ladetechnologie		Schnellladen > 150 kW		Zellen Gen. 4 (Reichweitenverdopplung und Halbierung der Kosten gegenüber 2015 möglich)	Zellen Gen. 5 (Nochmals deutliche Reichweitensteigerung möglich)
		Schnellladen > 300 kW Bidirektionales Laden			
Politik	Marktanreize (Pkw, LNF), Infrastruktur	Weiterentwicklung der bestehenden Fördermaßnahmen (Finanzielle Förderung, Ladeinfrastruktur) Alternativ/Ergänzend: Setzung ambitionierter Flottengrenzwerte für CO ₂ Verstärkter Einsatz: Informatorische Maßnahmen Indirekte Förderung Ladestandards Schnellladen			
	Strom	Anreize zum Laden von überwiegend erneuerbaren Strom Anreize zur Bereitstellung von Flexibilitäten/ Förderung des intelligentes bidirektionalen Ladens			

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Weiterhin ist aus heutiger Sicht auch zu berücksichtigen, dass die Batterieherstellung energieintensiv ist (siehe Helms et al. 2016) und durch deutlich kleinere Fahrzeugbatterien in PHEV im Vergleich zu BEV somit Energie- und Treibhausgasemissionen eingespart werden können.

Deshalb erscheint eine Förderung von PHEV in den nächsten Jahren sinnvoll zu sein, solange die Batteriekapazität ausreichend groß ist und Fahrten von mehr als 50 bis 60 km ermöglicht (siehe hierzu auch Plötz et al. (2017)). Erst mit der Weiterentwicklung der Batterien der vierten Generation erscheint es aus heutiger Perspektive möglich, höhere Marktanteile von BEV zu erzielen und PHEV-Marktanteile zurück zu fahren.

8.3.4 Lastkraftwagen

8.3.4.1 Entwicklung in den letzten Jahren und aktueller Stand der Marktdiffusion

Beim schwerem Straßengüterverkehr, der hier im Mittelpunkt steht, gibt es bei den Hybrid-Oberleitungs-Lkw (HO-Lkw) noch keine Marktdurchdringung. In Deutschland existiert lediglich eine Teststrecke in Groß Dölln. Weiterhin sind zwei Pilotprojekte auf öffentlichen Bundesautobahnen (eine in Hessen und eine in Schleswig-Holstein) angekündigt. In Deutschland ist bezüglich der Erprobung das ENUBA-Projekt zu nennen (Siemens AG 2012a; Siemens AG 2016). Auch weltweit existieren nur wenige Pilotprojekte in Schweden und den USA (siehe Ackermann 2016, Hey 2016, Torfs 2016).

Auch bei Brennstoffzellen für den schweren Straßengüterverkehr (Lkw mit mehr als 18 t) gibt es bisher noch keine Pilot- oder Demonstrationsfahrzeuge in Deutschland. In anderen Ländern fahren bzw. sind erste Test-Lkw angekündigt. Beispielsweise in den USA von Toyota (siehe Automobil Industrie 2017) oder Schweiz bei der Firma COOP (siehe electrive.net 2017). Für Lkw kleinerer Gewichtsklassen gibt es weltweit erste Prototypenstadium mit Brennstoffzellen. Im Bussektor finden derzeit eine Reihe von Flottentests statt und erste Demonstratoren werden im Schienenverkehr getestet.

Bei Methanol-Lkw gibt es ebenfalls noch keinen Markthochlauf, und Ankündigungen hierzu fehlen derzeit. Man befindet sich hier in einer sehr frühen Phase der Marktvorbereitung. Methanol zur Beimischung zu konventionellen Kraftstoffen wird hingegen bereits verwendet (siehe MethanolFuels 2017).

8.3.4.2 Entwicklung von Marktpenetrationsszenarien zur Erreichung von Klimaschutzziele

Bei der Entwicklung eines ambitionierten, realisierbaren Szenarios müssen bei HO-Lkw zwei Aspekte in Betracht gezogen werden. Die Produktion der Fahrzeuge muss von den heutigen Einzelanfertigungen auf kleine Pilotflotten hin zu einer Massenfertigung weiterentwickelt werden. Weiterhin müssen die Oberleitungen entlang der Autobahn aufgebaut werden. Beim Aufbau von Oberleitungen an Autobahnen fehlt es noch an Erfahrungswerten über den notwendigen Zeitbedarf, von Genehmigungsverfahren bis hin zur Baurealisierung. Derzeit befindet man sich in der frühen Phase der Marktvorbereitung. Realistisch gesehen werden die nächsten Jahre von Pilotvorhaben geprägt sein. Nach 2020 kann man frühestens von dem Beginn eines Markthochlaufes ausgehen (vgl. auch Wietschel et al. 2017). In der Tabelle 100 findet sich das Markthochlaufeszenario für HO-Lkw.

Die Entwicklung von Fahrzeugkonzepten für BZ-Lkw und der Aufbau einer Versorgungs- und Tankstelleninfrastruktur mit Ausrichtung auf Lkw stellen derzeit wichtige Herausforderungen dar. Bei der Infrastruktur geht es von der Erzeugung des Wasserstoffs, der Konditionierung für Transport und Speicherung, dem Transport bis hin zur Tankstelle. Eine Versorgungsinfrastruktur für BZ-Pkw wird derzeit ja aufgebaut (siehe Abschnitt 8.3.1.1). Allerdings ist Wasserstoffabsatz einer Tankstelle für Lkw im Fernverkehr deutlich größer als der für Tankstellen für die Versorgung von Pkw (siehe BMVI

2017c)⁶⁰. Hieraus ergeben sich evtl. andere Erzeugungs- und Transportstrukturen (siehe BMVI 2017c).

Tabelle 106: Realisierbares Marktpenetrationsszenario für HO-Lkw (optimistisch realisierbares Szenario)

	Bestandszahlen ¹⁾ in Tsd. Stück
2030	70
2050	300

Annahmen: ¹⁾ Ausgangspunkt sind Lkw-Bestandszahlen gemäß AMS aus Öko-Institut, Fraunhofer ISI (2015); elektrische Fahranteile 2030 von 65 % und 2050 von 75 %; 2030 nur Diesel zur Hybridisierung, 2050 nur Batterie zur Hybridisierung. Vgl. auch Wietschel et al. 2017

Mit einer Marktvorbereitung mit Kleinserien für den Güterfernverkehr ist erst im Zeitraum von 2020 bis 2025 zu rechnen. Aus wirtschaftlichen Gründen wird der Wasserstoff zu Beginn wahrscheinlich eher aus Industrieanlagen kommen, wo er derzeit als Nebenprodukt anfällt. Dort wird er über die heute dominierende Erzeugungstechnologie der Dampfreformierung von fossilem Erdgas produziert. Später könnte dann der Elektrolysewasserstoff mit zunehmend höheren Anteilen von erneuerbarem Strom an Relevanz gewinnen, um die Ziele der Dekarbonisierung zu erreichen. (Siehe zu diesem Abschnitt BMVI 2017c.)

Das Markthochlaufszenario für BZ-Lkw wird u. a. in Anlehnung an BMVI (2017c) entwickelt.

Tabelle 107: Realisierbares Marktpenetrationsszenario für BZ-Lkw (optimistisch realisierbares Szenario)

	Bestandszahlen ¹⁾ in Tsd. Stück
2030	12
2050	300

Annahmen: ¹⁾ Ausgangspunkt sind Lkw-Bestandszahlen gemäß AMS aus Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015

Während die HO-Lkw und die BZ-Lkw aus der wirtschaftlichen sowie der energie- und klimapolitischen Bewertung gut abschneiden, sind die Methanol-Lkw auf der Basis der Berechnungen wenig attraktiv (siehe 8.2.1.3). Für diese wird deshalb kein Transformationspfad entwickelt.

In einer aktuellen Studie der IEA werden die HO-Lkw sowie die Brennstoffzellen-Lkw ebenfalls als die vielversprechendsten Optionen im schweren Straßengüterverkehr gesehen (siehe IEA 2017).

8.3.5 Beitrag zu energie- und klimapolitischen Zielen

Der energie- und klimapolitische Beitrag der HO-Lkw sowie der BZ-Lkw für das entwickelte Marktpenetrationsszenario wird in den folgenden Ausführungen quantifiziert.

⁶⁰ Eine BZ-Sattelzugmaschine weist den 60-fachen jährlichen Energiebedarf im Vergleich zu einem BZ-Pkw auf.

In der Tabelle 108 bzw. Tabelle 109 sind der absolute Beitrag an Treibhausgasminderung und Energieeinsparung durch die HO-Lkw bzw. BZ-Lkw dargestellt. Die HO-Lkw können unter den getroffenen Annahmen knapp 11 Mio. t. (im AMS) bis 16 Mio. t. (im KS95) an THG-Emissionen einsparen, wenn man die zusätzlichen THG-Emissionen durch die Stromerzeugung ebenfalls berücksichtigt. Dies ist eine relevante Größenordnung, die sich auch an dem Beitrag zu den deutschen energie- und klimapolitischen Zielen zeigt (siehe Tabelle 110 und Tabelle 112). Aufgrund der geringeren Wirkungsgrade entlang der Herstellungs- und Nutzungskette sind diese Effekte für die BZ-Lkw etwas geringer (siehe Tabelle 111 und Tabelle 113).

Ein wesentlicher Vorteil der BZ-Lkw-Lösung ist der Beitrag, der durch Lastverlagerung geliefert werden kann (siehe hierzu auch die Ausführungen in Stolzenburg et al. 2014, wo die Lastverlagerungspotentiale durch Elektrolyseure und Speichern dargestellt ist). Hier liegt bei den HO-Lkw ein deutlicher Nachteil, weil diese wohl eine nicht verlagerbare Last darstellen. Lkw, für die die Oberleitungslösung in Frage kommen, haben eine sehr hohe jährliche Fahrleistung (siehe Wietschel et al. 2017). Die ökonomischen Anreize, die sich aus einer Lastverlagerung ergeben, dürften kaum ausreichen, um die Kosten durch den Lkw-Fahrer sowie die Fahrzeugstillstandszeiten zu kompensieren. Ein Potential zur Lastverlagerung wird deshalb kaum gesehen. Evtl. könnte sich dies ändern, wenn autonomes Fahren bei Lkw eingeführt wird (siehe Wietschel et al. 2017). Hier besteht Forschungsbedarf.

Tabelle 108: Änderungen beim Energieeinsatz und den Treibhausgasemissionen von HO-Lkw (optimistisch realisierbares Szenario) (- bedeutet Einsparung)

	THG-Änderung TTW ¹⁾ ohne Berücksichtigung THG-Emissionen Stromerzeugung AMS (=KS95) Mio. t CO ₂ eq	THG-Änderung TTW mit Berücksichtigung THG-Emissionen Stromerzeugung AMS (KS95) Mio. t CO ₂ eq	Änderung der Endenergie Verkehr AMS (=KS95) (TWh)	Änderung der Primärenergie AMS (KS95) (TWh)
2030	-2,8	-0,2 (-1,5)	-4,7	-2,9 (-2,8)
2050	-16,6	-10,6 (-16)	-18,9	-17 (-12,2)

Erläuterungen: ¹⁾ TTW=Tank-to-Wheel

Tabelle 109: Änderungen beim Energieeinsatz und den Treibhausgasemissionen von BZ-Lkw (optimistisch realisierbares Szenario) (- bedeutet Einsparung)

	THG-Änderung TTW ¹⁾ ohne Berücksichtigung THG-Emissionen Stromerzeugung AMS (=KS95) Mio. t CO ₂ eq	THG-Änderung TTW mit Berücksichtigung THG-Emissionen Stromerzeugung minus THG-Stromerzeugung AMS (KS95) ²⁾ Mio. t CO ₂ eq	Änderung der Endenergie Verkehr AMS (=KS95) (TWh)	Änderung der Primärenergie AMS (KS95) (TWh)
2030	-0,8	+0,2 (+1,3)	-0,1	-2,7 (-2,6)
2050	-16,6	+1,7 (+14,8)	-10,8	-8,5 (-6,2)

Erläuterungen: ¹⁾ TTW=Tank-to-Wheel; ²⁾ Bezug für Elektrolyse über Strommix des jeweiligen Szenarios (AMS, KS95), wenn man annimmt, dass der Elektrolyseur preisgesteuert fährt, dann würden sich höhere THG-Minderungen ergeben.

Tabelle 110: Beitrag von HO-Lkw zu den THG- Zielen (optimistisch realisierbares Szenario)

	Beitrag zur absoluten THG-Minderung ggü. 1990 anteilig, ohne Berücksichtigung THG-Emissionen Stromerzeugung AMS (=KS95)	Beitrag zur absoluten THG-Minderung ggü. 1990 anteilig, mi Berücksichtigung THG-Emissionen Stromerzeugung AMS (KS95)	Beitrag zur sektoralen THG-Minderung ggü. 1990 ¹⁾ anteilig, ohne Berücksichtigung THG-Emissionen Stromerzeugung AMS (=KS95)
2030	0 %	0 % (0,1 %)	1,7 %
2050	1,3 %	0,8 % (1,3)	- ²⁾

Annahmen: ¹⁾ Beitrag zur THG-Minderung im Sektor Verkehr; ²⁾ keine sektoralen Ziele für 2050

Tabelle 111: Beitrag von BZ-Lkw zu den THG- Zielen (optimistisch realisierbares Szenario)

	Beitrag zur absoluten THG-Minderung ggü. 1990 anteilig, ohne Berücksichtigung THG-Emissionen Stromerzeugung AMS (=KS95)	Beitrag zur absoluten THG-Minderung ggü. 1990 anteilig, mi Berücksichtigung THG-Emissionen Stromerzeugung AMS (KS95)	Beitrag zur sektoralen THG-Minderung ggü. 1990 ¹⁾ anteilig, ohne Berücksichtigung THG-Emissionen Stromerzeugung AMS (=KS95)
2030	0 %	0 % (0,1 %)	0,5 %
2050	1,3 %	-0,14 % (1,18 %)	- ²⁾

Annahmen: ¹⁾ Beitrag zur THG-Minderung im Sektor Verkehr; ²⁾ keine sektoralen Ziele für 2050

Tabelle 112: Beitrag von HO-Lkw zur Einsparung von Energie und zur Lastverlagerung (optimistisch realisierbares Szenario)

	Einsparung an Primärenergieverbrauch ggü. 2008 anteilig, abzüglich Stromerzeugung AMS (KS95)	Beitrag zur sektoralen Minderung Endenergiebedarf ggü. 2005 anteilig AMS (=KS95)	Beitrag zur Erhöhung des Bruttostromverbrauchs ggü. 2008 AMS (=KS95)	Beitrag zur Lastverlagerung (qualitativ, --; -; 0; +; ++)
2030	0,07 % (0,07 %)	0,6 %	0,15 %	--
2050	0,42 % (0,6 %)	2,5 %	0,9 %	--

Tabelle 113: Beitrag von BZ-Lkw zur Einsparung von Energie und zur Lastverlagerung (optimistisch realisierbares Szenario)

	Einsparung an Primärenergieverbrauch ggü. 2008 anteilig, abzüglich Stromerzeugung AMS (KS95)	Beitrag zur sektoralen Minderung Endenergiebedarf ggü. 2005 anteilig AMS (=KS95)	Beitrag zur Erhöhung des Bruttostromverbrauchs ggü. 2008 AMS (=KS95)	Beitrag zur Lastverlagerung (qualitativ, --; -; 0; +; ++)
2030 ⁴⁾	0,07 % (0,07 %)	0 %	0,18 %	++
2050	0,21 % (0,3 %)	1,4 %	1,8 %	++

Ein Blick auf die Systemkosten sowie die Umweltkosten zeigt unter den Annahmen des AMS, dass beide Lösungen (HO-Lkw wie BZ-Lkw) 2050 zu Einsparungen führen. Der BZ-Lkw ist 2030 günstiger als der HO-Lkw, aber teuer als die RT (siehe Tabelle 114 und Tabelle 115). In 2030 machen sich beim HO-Lkw noch die hohen Infrastrukturkosten bemerkbar. Unter dem KS95 führen beide durch die hohen Strompreise hingegen zu höheren Systemkosten. Ein sehr interessanter Effekt zeigt sich dann in der Summenbildung der Systemkosten mit den Umweltkosten (Tabelle 114 und Tabelle 115). Hier ergibt sich, dass der HO-Lkw 2050 in beiden Szenarien zu deutlichen Einsparungen in Milliardenhöhe führt. Die Einsparungen beim BZ-Lkw sind deutlich geringer. Hier macht sich folgender gegenläufige Effekt bemerkbar: niedrige Strompreise sind zwar sehr gut für die Systemkosten, es ergeben sich dann aber sogar deutliche Mehrkosten bei den Umweltkosten unter dem AMS. Beim HO-Lkw hingegen sind im KS95 die Umweltkosten deutlich positiv und sie können die etwas höheren volkswirtschaftlichen Kosten deutlich kompensieren.

Das Bild für den BZ-Lkw ändert sich allerdings deutlich, wenn die Sensitivität AMS mit 3.000 Volllaststunden unterstellt wird. Die Systemkosten gehen noch einmal deutlich nach unten. Üblicherweise tragen in den Stunden mit niedrigen Strompreisen überwiegend erneuerbare Energien zur Stromerzeugung bei, weshalb auch dann die vermiedenen Umweltkosten durch den BZ-Lkw ansteigen würden.

Tabelle 114: Änderung der Systemkosten und Umweltkosten durch HO-Lkw (optimistisch realisierbares Szenario) (- bedeutet Einsparung)

	Systemkosten AMS (KS95) [Mio €]	Umweltkosten AMS (KS95) [Mio €]	Summe Kosten AMS (KS95) [Mio €]
2030	+232 (+263)	-4 (-29)	+228 (+234)
2050	-2.555 (+859)	-1.778 (-5070)	-4.333 (-4.211)

Tabelle 115: Änderung der jährliche Systemkosten und Umweltkosten durch BZ-Lkw AMS (KS95) (optimistisch realisierbares Szenario) (- bedeutet Einsparung)

	Systemkosten AMS (KS95) [Mio €/a]	Umweltkosten AMS (KS95) [Mio €/a]	Summe Kosten [Mio €/a] AMS (KS95) [Mio €]
2030	+131 (+217)	+42 (-6)	+173 (+211)
2050	-2.697 (+4.538)	+1.443 (-4.259)	-1.254 (-279)

8.3.6 Entwicklung möglicher Transformationspfade HO-Lkw und BZ-Lkw

8.3.6.1 Entwicklung eines Transformationspfades für HO-Lkw

Wie oben dargelegt befindet man sich bei den HO-Lkw noch in einer Marktvorbereitungsphase. Die Technologien fahrzeugseitig wie vonseiten der Stromzufuhr werden entwickelt. Alternative Technologieansätze, z. B. bei den HO-Lkw bezüglich der hybriden Lösung über Verbrennungsmotoren oder Batterien oder stromseitig verschiedene konduktive wie induktive Systeme, stehen zur Diskussion. Die Entwicklungsprojekte zu HO-Lkw in Deutschland werden öffentlich gefördert. Auch die ersten

öffentlichen Autobahnteststrecken in Deutschland werden öffentlich gefördert. Die Fahrzeuge werden für die Demonstrations- bzw. Pilotvorhaben umgerüstet, beispielsweise von der Firma Siemens. Nach Einschätzung von Siemens könnte in zwei bis drei Jahren mit einer Kleinserienproduktion gestartet werden (siehe Wietschel et al. 2017). Unter optimistischen Annahmen könnte demnach ab 2020 der Start eines Markthochlaufs in Deutschland stattfinden.

Wie Berechnungen beispielsweise in Wietschel et al. (2017) zeigen, lässt sich die Infrastruktur in einem gut ausgelasteten Zustand über Nutzungsgebühren finanzieren. In einem solchen Zustand werden durch die Umlage der HO-Infrastrukturkosten auf die gefahrenen Lkw-Kilometer die gesamten Kosten im unteren einstelligen Prozentbereich erhöht. Allerdings zeigt sich für die Phase des Markthochlaufs, dass eine direkte Umlage der gesamten Infrastrukturkosten auf die dann noch geringe Nutzerzahl für die Lkw-Betreiber wirtschaftlich kaum darstellbar ist. Dies liegt in der Unterauslastung der kapitalintensiven Oberleitungsinfrastruktur begründet, was zu möglicherweise prohibitiv hohen Nutzungsgebühren führen würde.

Somit stellt sich die Frage, wie eine HO-Infrastruktur vorfinanziert werden kann. Abhängig von der politischen Priorisierung, rechtlichen Grundlagen sowie der Frage, ob die Initiative vom Staat oder der Privatwirtschaft ausgeht, sind verschiedene Szenarien vorstellbar. Tritt der Staat selbst als Initiator auf, steht ihm grundsätzlich eine Finanzierung aus dem Haushalt (d. h. über Steuereinnahmen) oder über Nutzergebühren offen. Angesichts des im Bereich Verkehr ausgemachten jährlichen Investitionsdefizits und der im Grundgesetz verankerten Schuldenbremse erscheint eine Haushaltsfinanzierung aus Steuereinnahmen allerdings wenig realistisch. Wahrscheinlicher ist die Finanzierung über Nutzergebühren, wobei hier über ein sog. Public-Private-Partnership (PPP) privates Kapital zur Vorfinanzierung eingebunden werden kann. Siehe zu diesem Abschnitt Wietschel et al. (2017).

Neben Vorfinanzierung und Zeitbedarf für den Infrastrukturaufbau ist die Akzeptanz für HO-Lkw eine wesentliche Herausforderung. Analysen zur derzeitigen Verkehrspolitik der Europäischen Kommission legen dar, dass die Akzeptanz der verkehrspolitischen Akteure u. a. aufgrund einer Konkurrenz zur Schiene nur eingeschränkt gegeben ist. Auch fristet das Konzept in anderen großen und damit für den Lkw-Verkehr relevanten EU-Ländern teilweise nur ein Nischendasein.

Die Marktakzeptanz erscheint auch bei Lkw-Herstellern derzeit gering zu sein. Dies kann an dem Umstand liegen, dass durch die komplette Umstellung des Antriebssystems und Verlusten bei der Wertschöpfung – der Verbrennungsmotor macht derzeit ca. 50 % der Wertschöpfung eines Herstellers aus – die wirtschaftliche Attraktivität fehlt. Weiterhin stellt sich die Frage, ob die notwendigen Stückzahlen an HO-Lkw erreicht werden können, damit die Deckung der Entwicklungs-Ausgaben sowie eine notwendige Kostendegression in der Herstellung erreicht werden können. Dies ist wahrscheinlich nur bei einer europäischen oder gar weltweiten Nachfrage nach HO-Lkw gegeben. Daher spielt für den Erfolg oder Misserfolg des HO-Lkw auch die internationale Verkehrspolitik eine bedeutende Rolle. Siehe zu diesem Abschnitt Wietschel et al. (2017).

Bei den Logistikdienstleistern und Speditionen erscheint die Akzeptanz derzeit ebenfalls noch nicht ausgeprägt zu sein. Da hohe Fahrleistungsanteile an der Oberleitung die Wirtschaftlichkeit erhöhen, gestaltet sich der Einsatz von HO-Lkw abseits der Oberleitung weniger flexibel. Die Einsatzflexibilität ist jedoch bisher die besondere Stärke der Lkw-basierten Logistik. Viele Fragen bei der Vor-Ort-Akzeptanz sind derzeit noch weitgehend offen. Ob sich Anwohner an Autobahnen durch eine zusätzliche Oberleitungsinfrastruktur beeinträchtigt fühlen oder die Möglichkeit die lokalen Emissionen von Lärm, Feinstaub, NO_x zu verringern höher bewerten, ist noch zu untersuchen. Wie darüber hinaus Nutzer von Autobahnen Oberleitungen als Sichtbeeinträchtigung wahrnehmen oder wie Lkw-Fahrer das Fahren mit HO-Lkw bewerten, z. B. die schnellere Beschleunigung und Lärmreduktion im Innenraum, ist wissenschaftlich ebenfalls noch nicht ausreichend untersucht. Siehe zu diesem Abschnitt Wietschel et al. (2017).

Die Akzeptanzfragen insgesamt bedürfen einer tiefergehenden Analyse, denn sie stellen in der gesamten Gemengelage derzeit eine relevante Barriere für den Aufbau einer HO-Lkw-Lösung dar.

Ab 2020 könnte, wenn die entsprechenden Rahmenbedingungen gesetzt werden und die Erfahrungen aus den Pilotvorhaben positiv sind, der Markthochlauf frühestens starten. Ausgehend von Nischenanwendungen, wie den Transport von Häfen zu Umschlagsplätzen, kann der Ausbau der interessantesten Autobahnstrecken in Deutschland starten. Der Markthochlauf wird eine gewisse Zeit in Anspruch nehmen, da die Genehmigungszeiten und Bauzeiten der Oberleitungen, die Fahrzeugentwicklung, das zu Beginn beschränkte Fahrzeugangebot, die Austauschzeiten bei der Lkw-Beschaffung, die Umstellung der Logistikprozesse usw. Zeit benötigen werden. Generell zeigen die Erfahrungen mit Marktdiffusionsprozessen von neuen Basistechnologien, dass die durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten maximal 30 bis 40 % betragen.

Abbildung 88: Möglicher Transformationspfad für Hybrid-Oberleitungs-Lkw (HO-Lkw)

Oberleitungs-Lkw	2017	2020	2030	2050
	Marktvorbereitung		Markthochlauf	Massenmarkt
F&E	Technologieentwicklung Prototypen	Akzeptanz Systemanalyse, energiewirtschaftliche Einbindung Standardisierung	Autonomes Fahren	
Markt	Markt allgemein	Demonstrationsvorhaben Pilotvorhaben	Nische (z.B. Hafenanbindung)	Neue Logistikprozesse und Dienstleistungen
	Fahrzeuge		Mehrere Hundert	70.000 Lkw-Bestand
	Stromnetz BAB-Länge		2.500 km	6.000 km (45% der BAB)
Technologie	Fahrzeuge	Dieselhybrid	Dieselhybrid (60% elektr. Fahranteil)	Batteriehybrid
	Stromzufuhr	Verbesserung Energieeffizienz und Dynamik		
Politik	Oberleitungen			
		Projektförderung Genehmigungsverfahren OL-Aufbau Finanzierungsmodell OL-Aufbau	Beteiligung Finanzierung OL-Aufbau Beteiligung Finanzierung Lkw Setzung von CO ₂ -Flottengrenzwerten / Anpassung MAUT-Gebühren Unterstützung von CO ₂ -Flottengrenzwerten für neue Lkw auf EU-Ebene Politische Entscheidung für HO-Lkw	Europäische Harmonisierung

Anmerkung: in Anlehnung und Erweiterung von Wietschel et al. 2017

Vor diesem Hintergrund scheint ein Bestand an HO-Lkw bis 2030 unter optimistischen Annahmen von ca. 70.000 Fahrzeugen erreichbar zu sein. Neben der finanziellen Unterstützung zu Beginn der FuE, dann später beim OL-Aufbau, muss die Politik hierfür klare Ziele für die Senkung der Treibhausgasemissionen bei schweren Lkw setzen und regulative Instrumente einführen. Da die Wirtschaftlichkeit sich durch eine europäische Lösung erhöht, empfiehlt sich eine Harmonisierung der europäischen Politik bezüglich des HO-Lkw. Insgesamt ist ein Ausbau der Oberleitungen auf den wichtigsten europäischen Transitstrecken anzustreben, harmonisiert mit den Ausbauvorhaben für den Güterverkehr auf den Bahnstrecken.

In der Phase des Markthochlaufes sind Anpassungen an den Logistikprozessen vorzunehmen und evtl. neue Dienstleistungskonzepte zu erproben und umzusetzen.

Nach 2030 kann die Entwicklung zum Massenmarkt erfolgen. Um ambitionierte Klimaschutzziele erreichen zu können, sind neben einer Erhöhung des elektrischen Fahranteils der HO-Lkw durch den weiteren OL-Ausbau auch alternative Lösungen zum konventionellen verbrennungsmotorischen Antrieb des HO-Lkw zu entwickeln (größerer Fahrzeugbatterien oder Power-to-Liquid (PtL) oder Power-to-Gas (PtG)-Lösungen).

8.3.6.2 Entwicklung eines möglichen Transformationspfades für BZ-Lkw

Wie oben ausgeführt befindet man sich bei den BZ-Lkw noch im Prototypenstadium und testet diese eher in kleineren Fahrzeugen mit geringeren Tagesreichweiten. Mit einer Marktvorbereitung mit Kleinserien für den Güterfernverkehr ist erst im Zeitraum von 2020 bis 2025 zu rechnen (siehe BMVI 2017).

Kurzfristig könnten die Fahrzeugkonzepte zum Aufbau einer schweren Fernverkehrs-Sattelzugmaschine fertig gestellt werden. Hier gilt es H₂-BZ, H₂-Tanks und Lithiumbatterie in den begrenzten Bauraum der Sattelzugmaschine zu integrieren. In den Jahren 2018 bis 2019 sollen idealerweise einige H₂-BZ-Lkw-Demonstrationsfahrzeuge aufgebaut und getestet werden, um den Nachweis der erfolgreichen Fahrzeugintegration zu liefern und Aussagen über die Fahrzeugeffizienz und -dynamik zu gewinnen. Von 2020 bis 2025 könnte die Erprobung in Kleinserien und Kleinflotten erfolgen, bei der gleichzeitig die Anpassungen der Tankstellentechnologie auf die Anforderungen des Lkw durchgeführt werden. Siehe zu diesem Abschnitt sowie den folgenden Abschnitten BMVI (2017c).

Aus wirtschaftlichen Gründen wird der Wasserstoff zu Beginn wahrscheinlich eher aus Industrieanlagen kommen, wo er derzeit als Nebenprodukt anfällt, und über die heute dominierende Erzeugungstechnologie der Dampfreformierung von fossilem Erdgas produziert wird. Dementsprechend ergibt sich auch eine andere Klima- und Umweltbilanz als zu späteren Zeitpunkten und als sonst in der Studie diskutiert. Später könnte dann der Elektrolysewasserstoff mit zunehmend höheren Anteilen von erneuerbarem Strom an Relevanz gewinnen, um die Ziele der Dekarbonisierung zu erreichen

Die Entwicklung von Fahrzeugkonzepten für H₂-BZ-Lkw und der Aufbau einer Versorgungs- und Tankstelleninfrastruktur mit Ausrichtung auf Lkw stellen derzeit wichtige Herausforderungen dar.

Die Elektrolyse stellt dabei aufgrund der Kosten und des Wirkungsgrades eine Schlüsseltechnologie dar. Hier bestehen eine Reihe an F&E-Herausforderungen sowie Anforderungen, den regulatorischen Rahmen anzupassen. Weil dies für die PtL/PtG -Optionen generell gilt, werden diese einmal zentral in Kapitel 8.5.4 behandelt.

Allerdings sind noch weitere Maßnahmen notwendig, um den Wasserstoffpreis in Bereiche zu senken, in denen BZ-Lkw wirtschaftlich betrieben werden können. Dies betrifft insbesondere die Verstärkung der Energiesteuerreduzierung für Wasserstoff oder die Einführung einer alternativen Förderung. Um dafür zu sorgen, dass die Treibhausgasemissionsbilanz möglichst positiv wird, könnten auch später Anreize oder Regulierungsmaßnahmen für den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff gesetzt werden. Die Unterstützung eines Tankstellenaufbaus und die Regelung für einheitliche und schnelle Genehmigungsverfahren für Tankstellen sind weitere Themen. Auch ist eine vereinheitlichte europäische Politik notwendig, da der Versorgungs- und Tankstellenaufbau auch in anderen europäischen Anrainerstaaten mittelfristig stattfinden sollte

Regulierungen im Bereich der Fahrzeuge könnten einerseits durch eine moderate Verlängerung der Fahrzeugabmessungen für Fahrzeuge mit alternativen Antrieben (von der Industrie gefordert werden 900 mm) für die Sattelzugmaschine erfolgen, und andererseits durch die Einführung mit der Zeit

stringenter gesetzter CO₂- Flottenzielwerte oder ähnlicher Instrumente für neue schwere Lkw auf EU-Ebene.

In Bezug auf den Transport größerer Wasserstoffmengen über längere Distanzen (z. B. von einer zentralen Elektrolyse-Anlage an eine Tankstelle) sind geeignete Trägermaterialien für den Wasserstoff als Alternative zu reinem Wasserstoff (gasförmig oder flüssig) zu entwickeln. Eine Option, die in diesem Zusammenhang weiter untersucht werden sollte, ist die LOHC-Technologie (LOHC = Liquid Organic Hydrogen Carriers, flüssige natürliche Wasserstoffträger). Forschungsbedarf besteht weiterhin in der Katalysatorentwicklung, der Stabilität von LOHC in industriellen Anwendungen und der System- und Prozessdynamik.

Abbildung 89: Möglicher Transformationspfad für Brennstoffzellen-Lkw (BZ-Lkw)

Brennstoffzellen Lkw	2017	2020	2030	2050	
	Marktvorbereitung		Markthochlauf		
	Massenmarkt				
F&E	Erzeugung	Weiterentwicklung Elektrolyse		Großskalige Pilotanlagen	
	Konditionierung & Transport	LOHC		Geometrie + Fertigung Karbonfaser-Tanks	
	Tankstellen	Konzeptentwicklung Lkw-Tankstellenaufbau und Versorgung			
	BZ & Fahrzeug	H ₂ -Betriebsstunden: 14.000 h		H ₂ -Betriebsstunden: 25.000 h	
Markt	Fahrzeuge	Kleinflotten-Tests		4.500 Lkw-Bestand	
	Tankstellen	25-50 H ₂ -Tankstellen für 700 bar H ₂ für Lkw		12.000 Lkw-Bestand	
	Fahrzeuge / Komponenten	2017 LIB-Batteriekosten 160 €/kWh		2025 LIB-Batteriekosten < 100 €/kWh	
		2020 Kosten Karbonfaser-Tanks 10-15 €/kg		300.000 Lkw-Bestand	
Technologie	Erzeugung	Nebenproduktwasserstoff		Elektrolyse	
	Konditionierung & Transport	Kopplung von Bus (350 bar) und Lkw (700 bar) Tankstellen noch offen		Erdgasdampfpreformierung	
	Fahrzeuge	TtW Effizienz H ₂ -BZ-Lkw 2,6 kWh/km		2025 TtW Effizienz H ₂ -BZ-Lkw 2,1 kWh/km	
Politik	Marktanzreize	Elektrolyse: Entlastung Steuern & Abgaben		Marktanreize / Regulierung für erneuerbaren H ₂	
	Infrastruktur	Verlängerung NIP bis 2026		Anreize Systemdienlichkeit	
	Fahrzeuge	Anpassungen Weights & Dimensions 2015/719		Energiesteuerreduzierung / alternative Förderung	
		Unterstützung Tankstellenaufbau		Genehmigungsverfahren	
	Unterstützung von CO ₂ -Flottengrenzwerten / Anpassung MAUT-Gebühren		Europäische Koordination		
	Unterstützung von CO ₂ -Flottengrenzwerten für neue Lkw auf EU-Ebene				

Anmerkung: in Anlehnung und Erweiterung von BMVI 2017c

Da die benötigten Wasserstoffmengen an den Lkw-Tankstellen weit über denen von Pkw liegen (eine BZ-Sattelzugmaschine weist den 60-fachen Energiebedarf im Vergleich zu einem BZ-Pkw auf) kann man die bestehenden Konzepte des Aufbaus einer Wasserstofftankstelleninfrastruktur für Pkw nicht unmittelbar übernehmen; deshalb könnten Konzepte für die Versorgung und den Aufbau von Tankstellen mit der hohen Wasserstoffnachfrage entwickelt werden. Fragen stellen sich hier bezüglich der Herstellung und des Transportes des Wasserstoffes (z. B. zentral und Transport in flüssiger oder gasförmiger Form mit Lkw oder Pipelines oder dezentral über die Elektrolyse an Tankstellen). Hieraus leitet sich dann evtl. weiterer spezifischer Forschungsbedarf für Lkw-Tankstellen und deren Versorgung ab. Die Kosten der Brennstoffzelle sollen in den nächsten Jahren noch um 50 % reduziert und die Betriebsdauer auf 25 000 h erhöht werden.

Während Lkw-Fahrzeugkonzepte für die Speicherung von Wasserstoff in Hochdrucktanks bei 700 bar bereits entworfen wurden, müssen die Konzepte zur Speicherung von LOHC im Lkw mit anschließender Umwandlung und Nutzung in der BZ noch erforscht werden. Die Kosten für die aus Karbonfasern bestehenden 700 bar Hochdrucktanks müssen durch verbesserte Fertigungsprozesse der Tanks und innovative Herstellungsprozesse der Karbonfasern auf 10 bis 15 €/kg gesenkt werden.

Um die Fahrzeugkosten geringer zu halten wird davon ausgegangen, dass ein Teil der Fahrzeugleistung über Batterien gedeckt wird, damit die Brennstoffzelle nicht zu groß ausgelegt werden muss (siehe Gnann et al. (2017)). Dies erfordert auch weitere Kostensenkungen bei der Batterie.

8.4 Transformationspfade Wärme

8.4.1 Entwicklung in den letzten Jahren und aktueller Stand der Marktdiffusion

Der Anteil strombasierter Wärmeerzeugung fällt gegenwärtig noch relativ gering aus. Im Rahmen der Energiewende ist ein Ausbau erneuerbarer Wärmeerzeugung, der Einsatz effizienter Heiztechnologien, sowie die Steigerung der Effizienz im Gebäudebereich nötig. Die Nutzung von Strom und erneuerbarer Wärme oder Abwärme in Wärmepumpen ist hierbei ein vielversprechender Ansatz.

Dezentrale Wärmepumpen

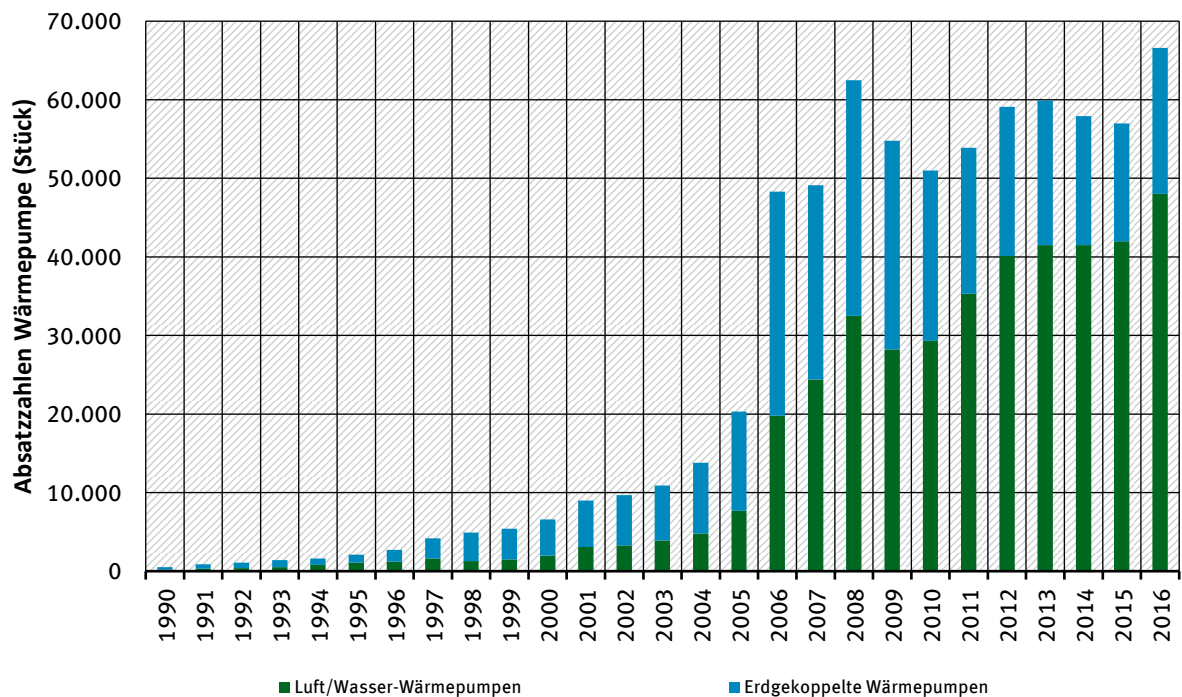
Die Absatzzahlen für Wärmepumpen sind in den letzten Jahren durch Fördermaßnahmen, Effizienzanforderungen (vgl. EnEV) und die Nutzungspflicht erneuerbarer Energien im Neubau (vgl. EEWärmeG 2011) bereits gestiegen (vgl. Abbildung 90). Der jährliche Absatz für Heizungswärmepumpen stieg von 51.000 Stück im Jahr 2010 auf 66.500 Stück im Jahr 2016 an. Damit beträgt der Marktanteil im Neubau etwa ein Drittel, im Bestand jedoch noch unter fünf Prozent (BWP 2017).

Der jährliche Absatz für Warmwasserwärmepumpen wuchs von 8.400 Stück im Jahr 2010 auf 12.500 Stück im Jahr 2016 an (BWP 2017).

In Wärmenetzen werden zum Großteil KWK-Anlagen und fossile Spitzenlastkessel zur Wärmeerzeugung eingesetzt. Vereinzelt werden bereits Großwärmepumpen in Wärmenetzen betrieben, etwa in Oslo und Bochum.

Für den Einsatz im Neubau weisen Wärmepumpen bereits eine hohe Marktakzeptanz auf, wohingegen die Marktreife von Wärmepumpen für den Einsatz in Bestandsgebäuden (sowie in der Industrie) aufgrund der höheren Temperaturanforderungen und benötigten Wärmebedarfsmengen noch relativ rückständig ist. Eine weitere Herausforderung für den Einsatz von Wärmepumpen im Bestand sind Platzanforderungen und die Frage der Integration in das bestehende Heizungssystem, wenn keine Fußbodenheizung vorliegt sondern mittels Radiatoren geheizt wird.

Abbildung 90: Absatzzahlen für Heizungswärmepumpen in Deutschland



Quelle: BWP 2017

Wärmepumpen in Wärmenetzen

In Wärmenetzen werden Wärmepumpen heute primär als zusätzliche Wärmequelle genutzt. Eine ausschließliche Deckung des Wärmebedarfs in Wärmenetzen durch Großwärmepumpen ist aufgrund der Anforderungen an die Vorlauftemperatur und der saisonal schwankenden Wärmenachfrage, heute nicht möglich. Durch technischen Fortschritt und Änderungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen kann sich dies in Zukunft ändern, aber eine ausschließliche Deckung der Wärmenachfrage im Wärmenetz über Wärmepumpen wird dennoch eine Ausnahme darstellen.

8.4.2 Entwicklung von Marktpenetrationsszenarien zur Erreichung von Klimaschutzziele

Im Bereich der Wärmebereitstellung spielt die Energieeffizienz eine wichtige Rolle. In ambitionierten Klimaschutzzszenarien ist eine starke Wärmedämmung in den Gebäuden für die Zielerreichung nötig. In dem hier dargestellten Marktpenetrationsszenarien (Tabelle 116 und Tabelle 117) ist eine starke Wärmedämmung unterstellt. Bei geringerer Wärmedämmung kann der durch Wärmepumpen gedeckte Wärmebedarf höher ausfallen, die Klimaschutzziele sind dann allerdings insgesamt schwieriger zu erreichen. Neben der Reduzierung der Wärmenachfrage und dem Einsatz von Wärmepumpen ist die Nutzung erneuerbarer Energien zur Deckung des Wärmebedarfs eine wichtige Säule zur Erreichung der Klimaschutzziele.

Dezentrale Wärmepumpen

Im Bereich der dezentralen Anlagen spielen Wärmepumpen wie oben ausgeführt schon heute eine wichtige Rolle zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser. Sie sind insbesondere im Neubau eine der führenden Technologien, während sie in Bestandsgebäuden Wärmepumpen aufgrund der geringeren Dämmstandards eine geringere Bedeutung haben. Dennoch ist zu erwarten, dass der

Marktanteil der Wärmepumpen mit steigenden energetischen Anforderungen an die Gebäudesanierung weiter ansteigt. Das Marktpenetrationsszenario für dezentrale Wärmepumpen orientiert sich stark an den Ergebnissen des KS95, in dem die Abhängigkeiten zwischen Gebäudesanierung, erneuerbaren-Technologien und verschiedenen Heizungstechnologien berücksichtigt wurden.

Tabelle 116: Realisierbares Marktpenetrationsszenario für dezentrale Wärmepumpen in Haushalten und GHD (optimistisch realisierbares Szenario)

	Summe Nutzenergie (Wärme) [TWh _{th}] ¹⁾	Summe Endenergiebezug (Strom) [TWh _{el}] ¹⁾
2030	50,9	17,1
2050	145,9	49,1

Annahmen: ¹⁾ Entwicklung der Nutzung von Wärmepumpen in Anlehnung an das KS95

Wärmepumpen in Wärmenetzen

Große Wärmepumpen in Wärmenetzen sind neben der Nutzung erneuerbarer Energien eine Möglichkeit, die Wärmebereitstellung in Wärmenetzen zu dekarbonisieren und somit einen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten. Der Einsatz von Wärmepumpen in Wärmenetzen ist derzeit auf Pilotvorhaben beschränkt. Eine Ausschöpfung des technischen Potentials im Rahmen eines realistischen Markthochlaufs bis 2030 ist nicht zu erwarten. Unter Berücksichtigung der externen Kosten ist ein deutlicher Zuwachs bis 2030 wünschenswert. Werden geeignete Rahmenbedingungen für die Nutzung von Wärmepumpen in Wärmenetzen geschaffen, so ist ein deutlicher Zuwachs bis 2030 realistisch. Bis zum Jahr 2050 wird im hier dargestellten Marktpenetrationsszenario davon ausgegangen, dass etwa 75 % des technischen Potentials ausgeschöpft werden.

Tabelle 117: Realisierbares Marktpenetrationsszenario für Großwärmepumpen (optimistisch realisierbares Szenario)

	Summe Nutzenergie (Wärme) [TWh _{th}] ¹⁾	Summe Endenergiebezug (Strom) [TWh _{el}] ¹⁾
2030	8,3	2,6
2050	20,0	6,1

Annahmen: ¹⁾ eigene Annahmen auf Basis technischer Potentiale und optimistischen aber realisierbaren Zubau unter geeigneten Randbedingungen

8.4.3 Power-to-Heat als Flexibilitätsoption

Neben den Wärmepumpen als SKO kann Wärme auch über die direkte Nutzung von Strom bereitgestellt werden. Da dies deutlich weniger effizient ist, sollte Power-to-Heat nur als Flexibilitätsoption genutzt werden. Daher werden diese hier kurz gesondert betrachtet.

Heizung dezentral

Zum Bestand von Heizstäben in bivalenten Heizsystemen liegen keine statistischen Erhebungen vor. Aufgrund hoher Strompreise im Haushalts- und GHD-Sektor ist der Einsatz von Heizstäben zur Raumwärmebereitstellung derzeit jedoch wirtschaftlich unattraktiv⁶¹. Auch existieren keine Anreizstrukturen für den systemdienlichen flexiblen Einsatz von Heizstäben.

Wärmenetze

In Deutschland sind derzeit Elektrokessel mit einer Leistung von ca. 225 MW installiert (Agora Energiewende 2014a, Stand 2014). Elektrokessel werden hauptsächlich zum Einsatz am Regelenergiemarkt und zum Erzeugungsmanagement eingesetzt.

Die direkte Nutzung von Strom zur Wärmeerzeugung ist weniger effizient als der Einsatz von Wärmepumpen. Grundsätzlich lassen sich die Aussagen der Transformationspfade der Wärmepumpen auch auf diese Power-to-Heat-Technologien übertragen, allerdings ist hier besonders sicherzustellen, dass nur emissionsarmer Strom zur Wärmeerzeugung eingesetzt wird und die Systemdienlichkeit für den Strommarkt sichergestellt wird.

8.4.4 Beitrag zu energie- und klimapolitischen Zielen

Die Nutzung von Wärmepumpen trägt zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele bei.

Der Beitrag zur absoluten THG-Minderung (Tabelle 118) beträgt im Jahr 2050 für dezentrale Wärmepumpen 16 Mio t unter Berücksichtigung des Strommixes im AMS. Wird hingegen der saubere Strommix des KS95 herangezogen erhöht sich die THG-Minderung deutlich auf 29 Mio t. Auch im Beitrag der Wärmepumpen zur Erreichung der THG-Ziele (Tabelle 119) zeigt sich der starke Einfluss der Emissionen der Stromerzeugung. Die absoluten THG-Einsparungen durch Wärmepumpen in Wärmenetzen sind geringer, da die ersetzten Wärmemengen begrenzt sind. Während der Beitrag der Wärmepumpen (dezentral und in Wärmenetzen) zur absoluten THG-Minderung ggü. 1990 auf Basis der Stromerzeugung im AMS im Jahr 2050 nur 1,6% beträgt, können auf Basis der Stromerzeugung im KS95 2,9% der THG-Einsparungen durch Wärmepumpen erreicht werden. Zur Erreichung der THG-Ziele im Gebäudesektor bis 2030 können Wärmepumpen knapp sieben bis 16 Prozent beitragen. Wärmepumpen leisten weiterhin einen wichtigen Beitrag zur Einsparung von Endenergie und Primärenergie. Insgesamt können Wärmepumpen im Jahr 2050 sechs bis sieben Prozent zur Minderung des absoluten und 12 bis 14 Prozent zur Minderung des sektoralen Primärenergieverbrauchs beitragen (Tabelle 120).

Der Beitrag zur Lastverlagerung unterscheidet sich zwischen dezentralen und zentralen Wärmepumpen. Dezentrale Wärmepumpen müssen die gesamte Wärmeversorgung des Gebäudes sicherstellen, und ihr Betrieb ist direkt an die Wärmenachfrage gekoppelt. Wärmepumpen in multivalenten Wärmenetzen können hingegen sehr flexibel auf die Situationen am Strommarkt reagieren. Bei der Nutzung von Wärmespeichern mit intelligenter Steuerung können jedoch auch bei dezentralen Wärmepumpen negative Auswirkungen auf das Stromsystem vermieden werden.

⁶¹ Der Einsatz in nur wenig genutzten Räumen kann aufgrund der niedrigen Investitionen wirtschaftlich sein. Im Bereich der Warmwasserbereitstellung ist der Einsatz von elektrischen Durchlauferhitzer und Boilern verbreitet. Im Rahmen dieser Untersuchung wird allerdings die zusätzliche Sektorkopplung betrachtet.

Tabelle 118: Änderungen beim Energieeinsatz und den Treibhausgasemissionendurch Wärmepumpen AMS (KS95) (optimistisch realisierbares Szenario) (- bedeutet Einsparung)

	THG-Änderung ohne Berücksichtigung THG-Emissionen Stromerzeugung AMS (=KS95) Mio. t CO ₂ eq	THG-Änderung mit Berücksichtigung THG-Emissionen AMS (KS95) Mio. t CO ₂ eq	Änderung der Endenergie AMS (KS95) (TWh)	Änderung der Primärenergie AMS (KS95) (TWh)
Dezentrale Wärmepumpen¹⁾				
2030	-10,6	-2,8 (-6,8)	-35,3	-31,6 (-34,9)
2050	-30,0	-16,0 (-29,1)	-99,5	-100,9 (-114,0)
Wärmepumpen in Wärmenetzen²⁾				
2030	-1,8	-0,6 (-1,2)	-6,1	-5,6 (-6,1)
2050	-4,2	-2,5 (-4,1)	-14,8	-15,2 (-16,8)

Annahmen: ¹⁾ THG- Minderung im Vergleich zur RT des Gasbrennwertkessels basierend auf Durchschnittsemissionen; ²⁾ THG-Minderung im Vergleich zur RT des Gasheizkessels

Tabelle 119: Beitrag von Wärmepumpen zu den THG-Zielen

	Beitrag zur absoluten THG-Minderung ggü. 1990 anteilig, ohne Berücksichtigung THG-Emissionen Stromerzeugung AMS (=KS95)	Beitrag zur absoluten THG-Minderung ggü. 1990 anteilig, mit Berücksichtigung THG-Emissionen Stromerzeugung AMS (KS95)	Beitrag zur sektoralen THG-Minderung ggü. 2014 ¹⁾ anteilig, ohne Berücksichtigung THG-Emissionen Stromerzeugung AMS (=KS95) ³⁾	Beitrag zur sektoralen THG-Minderung ggü. 2014 ¹⁾ anteilig, abzüglich THG-Stromerzeugung AMS (KS95) ³⁾
Dezentrale Wärmepumpen¹⁾				
2030	1,6 %	0,4 % (1,0 %)	16,5 %	5,6 % (13,6 %)
2050	2,6 %	1,4 % (2,5 %)	- ²⁾	
Wärmepumpen in Wärmenetzen²⁾				
2030	0,3 %	0,1% (0,2 %)	3,7%	1,2 % (2,4 %)
2050	0,4 %	0,2% (0,4 %)	- ²⁾	

Annahmen: ¹⁾ Beitrag zur THG-Minderung im Sektor Gebäude; ²⁾ keine sektoralen Ziele für 2050; ³⁾ berücksichtigt nur den Zubau von Wärmepumpen nach 2014

Tabelle 120: Beitrag von Wärmepumpen zur Einsparung von Energie und zur Lastverlagerung

	Einsparung an Primärenergieverbrauch ggü. 2008 ⁵⁾ anteilig, abzüglich Stromerzeugung AMS (KS95)	Beitrag zur sektoralen Minderung Primärenergieverbrauch ggü. 2008 ³⁾ anteilig, abzüglich Stromerzeugung AMS (KS95)	Beitrag zur Erhöhung des Bruttostromverbrauchs ggü. 2008 AMS (=KS95)	Beitrag zur Lastverlagerung (qualitativ, --; -; 0; +; ++)
Dezentrale Wärmepumpen¹⁾				
2030 ⁴⁾	2,6 % (2,9 %)	6,1 % (6,8 %)	2,8 %	- bis + ⁶⁾
2050	5,1 % (5,7 %)	10,6 % (12,0 %)	7,9 %	- bis + ⁶⁾
Wärmepumpen in Wärmenetzen²⁾				
2030	0,5 % (0,5 %)	1,1 % (1,2 %)	0,4 %	++ ⁷⁾
2050	0,8 % (0,8 %)	1,6 % (1,8 %)	1,0%	+ bis ++ ⁷⁾

Annahmen: ¹⁾ Vergleich zur RT des Gasbrennwertkessels; ²⁾ Vergleich zur RT des Gasheizkessels; ³⁾ Primärenergieverbrauch in Gebäuden 2008: 4.293 PJ (Prognos, ifeu, IWU 2015; ⁴⁾ Minderungsziele für 2030 interpoliert: Primärenergiebedarf absolut: -30 % ggü. 2008, Primärenergiebedarf Gebäude: -43 % ggü. 2008; ⁵⁾ Primärenergieverbrauch 2008 absolut: 14.380 PJ (AGEB 2017); ⁶⁾ Annahmen: zusätzliche Stromnachfrage, die grundsätzlich bedarfsgerecht gedeckt werden muss, systemdienliche Lastverschiebungen möglich; ⁷⁾ durch eine multivalente Auslegung ist ein flexibler, systemdienlicher Einsatz der Wärmepumpen möglich. Bei sehr hohen Anteilen kann die Flexibilität eingeschränkt sein

Die Analyse der System- und Umweltkosten zeigt, dass der Beitrag der Wärmepumpen zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele mit Kosteneinsparungen einhergehen kann (Tabelle 121).

Tabelle 121: Änderung der Systemkosten und Umweltkosten durch Wärmepumpen (optimistisch realisierbares Szenario) (- bedeutet Einsparungen)

	Systemkosten AMS (KS95) ²⁾ [Mio €]	Umweltkosten AMS (KS95) ²⁾ [Mio €]	Summe Kosten [Mio €]
Dezentrale Wärmepumpen¹⁾			
2030	+805 (+1.172)	-747 (-1.633)	+58 (-461)
2050	-1.058 (+2.446)	-6.135 (-9.512)	-7.193 (-7.065)
Wärmepumpen in Wärmenetzen³⁾			
2030	-11 (+45)	-147 (-293)	-158 (-248)
2050	-494 (-35)	-921 (-1.416)	-1.415 (-1.451)

Annahmen: ¹⁾ Mehrkosten im Vergleich zur Referenztechnologie des Gasbrennwertkessels; ²⁾ basierend auf spezifischen Werten; ³⁾ Mehrkosten im Vergleich zur Referenztechnologie des Gasheizkessels

Die Umweltkosten der Wärmepumpe liegen sowohl bei der dezentralen Anwendung als auch in Wärmenetzen im Jahr 2030 und 2050 unter den Umweltkosten der RT. Im Jahr 2030 überschreiten die systemanalytischen Kosten der Wärmepumpe die Kosten der gasbasierten RT. Mit höheren CO₂-Preisen und Kostensenkungen der Wärmepumpen bis zum Jahr 2050 ergeben sich unter Annahme der Strompreise im AMS jedoch auch ohne Berücksichtigung der Umweltkosten bereits Einsparungen (siehe auch Abschnitt 7.2.2 und 7.3.3). Die hohen Strompreise im KS95 führen auch im Jahr 2050

noch zu Mehrkosten der dezentralen Wärmepumpe gegenüber der Referenztechnologie, diese liegen allerdings deutlich unter den eingesparten Umweltkosten.

Wärmepumpen leisten somit einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele, während gleichzeitig eine Kosteneinsparung möglich ist. Der Beitrag zur Flexibilisierung des Energiesystems hängt insbesondere bei den dezentralen Wärmepumpen von der intelligenten Steuerung der Anlagen ab.

8.4.5 Entwicklung eines möglichen Transformationspfades

Die dezentrale Nutzung der Wärmepumpe in Gebäuden ist im Bereich des Neubaus bereits im Massenmarkt angekommen. Im Bereich der Bestandsgebäude befindet sich die Wärmepumpe allerdings noch in der Phase des Markthochlaufs. Besonders bei den Bestandsgebäuden ist der Markthochlauf auf günstige politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen angewiesen und ist wesentlich von der Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu konkurrierenden Heizungssystemen abhängig. Insbesondere hohe Strompreise und gleichzeitig niedrige Heizölpreise sind für den Markthochlauf hinderlich. Im Neubau sind die EnEV-Vorgaben eine wichtige Stütze für hohe Marktanteile von Wärmepumpen.

Die Nutzung von erneuerbaren Energien im Bereich der Wärmebereitstellung sowie generell eine möglichst umweltfreundliche Bereitstellung von Wärme wird in Deutschland in unterschiedlichen Programmen gefördert. Im Folgenden wird auf die aktuelle Förderung von dezentralen Wärmepumpen eingegangen.

Wärmepumpen zur Bereitstellung von Raumwärme und zur Bereitstellung von Wärme in Wärmenetzen sowie von Prozesswärme werden im Rahmen des Marktanreizprogrammes 2015 durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) gefördert. Die Förderung ist dabei an verschiedene Voraussetzungen geknüpft (BAFA 2017a). Insbesondere werden Anlagen bis maximal 100 kW Nennleistung gefördert. Alle förderfähigen Anlagen sind beim BAFA gelistet. Dabei ist, technologieabhängig, eine Förderung zwischen 40 €/kW und 100 €/kW als Basisförderung möglich. Zusätzlich sind Mindestförderbeträge zwischen 1.500 € und 4.500 € je Anlage festgelegt. Weitere Förderungen sind für sehr effiziente oder netzdienliche Wärmepumpen sowie in Kombination mit Biomasseanlagen, Solarkollektoranlagen und Wärmenetzen vorgesehen (BAFA 2017b). Gegebenenfalls ist auch eine Kumulierung mit einer Förderung durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) im Rahmen der Programme „Energieeffizient Bauen“ und „Energieeffizient Sanieren“ möglich (BAFA 2017c).

Weiterhin sei darauf hingewiesen, dass auch der Neu- und Ausbau von Wärme- und Kältenetzen, sowie die Einrichtung von Wärme- und Kältespeichern finanziell gefördert wird, sofern bestimmte Rahmenbedingungen eingehalten werden (BMJV 2016).

Im Bereich der Forschung und Entwicklung ist kurzfristig die Analyse der Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der Wärmepumpen und anderer SKO auf das Energiesystem von Bedeutung. Kurz- und mittelfristig ist auch die Hebung des Lastmanagementpotentials der Wärmepumpen notwendig, um negative Auswirkungen auf die Netze und das Stromsystem entgegenzuwirken. Dazu ist die weitere Einführung von intelligenten Steuerungen nötig. Besondere Bedeutung hat dabei die gleichzeitige Optimierung des Umlagen- und Abgabensystems, damit Preissignale des Strommarktes beim Wärmepumpenbetreiber ankommen. Technologische Entwicklungen können mit Effizienzsteigerungen, weiteren Standardisierungen und Systemlösungen zu Kostensenkungen führen. Auch die Erschließung weiterer Wärmequellen und Konzepte für Niedrigstenergiehäuser sind wichtige technologische Weiterentwicklungen.

Die Weiterentwicklung von Politik und Regulierung ist besonders für die Nutzung von Wärmepumpen im Gebäudebestand von Bedeutung. Mögliche Ansatzpunkte sind hierbei ein Abbau der staatlichen Förderung für fossile Heizungen und eine klimagerechte Besteuerung der Energieträger. Beides

führt zu Kostenvorteilen der Wärmepumpen gegenüber fossilen Konkurrenztechnologien. Auch die Investitionsförderungen, die heute schon unter NAPE (Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz des BMWi), APEE (Anreizprogramm Energieeffizienz des BAFA), und MAP (Marktanreizprogramm des BMWi) existieren, könnten zu einem kontinuierlichen Förderrahmen ausgebaut werden. Für die Nutzung von Wärmepumpen im Neubau bieten sich eine Fortschreibung von EEWärmeG/EnEV mit kontinuierlicher Verschärfung der Anforderungen an.

Abbildung 91: Möglicher Transformationspfad für dezentrale Wärmepumpen

Wärmepumpe dezentral		2017	2020	2030	2050
		Markthochlauf	Massenmarkt	Ausbau Massenmarkt	
F&E	Allgemein	Systemanalysen Effizienzsteigerungen Kostensenkung		Energiewirtschaftliche Einbindung Weitere Standardisierung	
	Smarte Steuerung	Einführung smarte Steuerung Smart Grid-Ready		Nutzung smarte Steuerung	
Markt	Allgemein	Markthochlauf bei Sanierung Massenmarkt bei Gebäudeneubau		Massenmarkt bei Sanierung	
	Anteile	Neubau: 30 % Sanierung: 3,4 %		deutlich steigende Marktanteile, besonders bei Sanierung	
Technologie	Allgemein	Erdwärme, Luft		Abwasser Weitere Wärmequellen Hybridlösungen Lösungen für Niedrigstenergiegebäude (Luft-Luft-Wärmepumpe)	
	Förderung	Abbau staatlicher Förderung für fossile Heizungen		Sicherstellung eines kontinuierlichen Förderrahmens Sanierung: Fortschreibung der Förderung (NAPE, APEE, MAP) Neubau: Fortschreibung EEWärmeG / EnEV mit kontinuierlicher Verschärfung der Anforderungen	
Politik	Umlagen	Umbau des Umlagesystems, damit Flexibilitätsbedarf für Wärmepumpenbetreiber sichtbar wird			
	Begleitende Maßnahmen	Klimagerechte Besteuerung der Energieträger		Forcierung des Lastmanagements	

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Großwärmepumpen in Wärmenetzen sind im Gegensatz zu dezentralen Wärmepumpen im Neubau noch nicht im Massenmarkt angekommen. Während beispielsweise in Dänemark bereits Erfahrungen mit Großwärmepumpen in Wärmenetzen gesammelt werden, spielen diese in Deutschland noch keine Rolle. In Deutschland sind Großwärmepumpen noch in der Marktvorbereitung. Großwärmepumpen spielen lediglich in Pilot- und Demonstrationsvorhaben in einzelnen Wärmenetzen eine Rolle. Mittelfristig können sich Großwärmepumpen stärker durchsetzen und eine Nische bei der Wärmeerzeugung in Wärmenetzen besetzen. Voraussetzung dafür ist die Anpassung der Infrastruktur der Wärmenetze, die weitere technologische Entwicklung und insbesondere langfristig eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit gegenüber Konkurrenztechnologien. Wie auch bei dezentralen Wärmepumpen ist der flexible Einsatz der Großwärmepumpen eine wichtige Voraussetzung für den klimafreundlichen Betrieb. Langfristig können Großwärmepumpen nahezu flächendeckend in geeigneten Wärmenetzen eingesetzt werden.

Im Rahmen von Politik und Regulierung sind kurzfristig insbesondere die Förderung von einzelnen Projekten wichtig, wobei die Kommunikation der Erfahrungen in der Branche sehr wichtig sind. Weiterhin ist mittelfristig eine weitere Evaluierung Kosten- und Anreizstrukturen sowie eventuell eine Anpassung der Anreizstrukturen notwendig. Begleitend zu einem weiteren Markthochlauf ist die kontinuierliche Evaluierung der Anreizstrukturen bedeutend um Über- und Unterförderung zu vermeiden und kontinuierliche Entwicklungsanreize zu setzen.

Abbildung 92: Möglicher Transformationspfad für Großwärmepumpen in Wärmenetzen

Wärmepumpe / Wärmenetze		2017	2020	2030	2050
		Marktvorbereitung	Markthochlauf	Hohe Durchdringung	
F&E	Allgemein	Systemanalysen Energiewirtschaftliche Einbindung Erfahrung in der Einbindung in Wärmenetze	Systemdienliche Steuerung Effizienzsteigerung und Standardisierung (nur begrenzt möglich)	Leichte Standardisierung	Kostensenkung
	Bestand	Demonstrationsvorhaben Pilotvorhaben	Nische		
Technologie	Wärmepumpe	Erdwärme, Luft	Abwasser Weitere Wärmequellen		
	Wärmenetz	Reduzierung der Vorlauftemperatur, Differenzierung der Netztemperaturen, Nachverdichtung			
Politik	Förderung	Förderung und Evaluierung von einzelnen Projekten			
	Umlagen		Evtl. Überarbeitung der Abgabenstruktur		
	Begleitende Maßnahmen		Evaluierung Anreizstrukturen, Wirtschaftlichkeit von Großwärmepumpen	Evaluierung und Anpassung der Anreizstrukturen	

Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

8.5 Entwicklung möglicher Transformationspfade Industrie

8.5.1 Entwicklung in den letzten Jahren und aktueller Stand der Marktdiffusion

In der Industrie (Kapitel 5.4) dominieren bisher die fossilen Techniken den Markt. Die beschriebenen SKO kommen bisher fast gar nicht bzw. nur sehr eingeschränkt zum Einsatz. Auch wenn es teilweise noch technische Herausforderungen gibt, so bestimmen meistens wirtschaftliche Überlegungen den Einsatz hin zu den fossilen Optionen. Daher nahm der Marktanteil von SKO in der Industrie zuletzt auch nicht zu, sondern stagnierte eher.

Wird hingegen die Elektrolyse als eine der Schlüsseltechniken bei den SKO betrachtet, so sieht man zwar auch hier häufig nur erste Anfänge, kann aber ein zunehmendes Interesse aus der Industrie für

die „neue“ Technik zur regenerativen Wasserstoffherstellung feststellen. Die Anzahl an Pilot- und Demonstrationsprojekten (mehr als 20) zur regenerativen Wasserstoffherstellung nehmen stetig zu. Auch kommen Elektrolyseure mittlerweile mit einer Leistung bis zu 6 MW zum Einsatz (dena 2017). Ein wirtschaftlicher Betrieb im Vergleich zur Dampfreformation ist jedoch meist noch nicht möglich. Es ist aber zu erwarten, dass die Anzahl an neuen Projekten künftig weiter leicht ansteigen wird.

8.5.1.1 Ammoniakherstellung

Bei der Ammoniakherstellung wird in Deutschland bisher nicht auf die SKO zurückgegriffen, bei der die Dampfreformation (RT) zur Wasserstoffherstellung durch Elektrolyseure ersetzt wird. Es ist unter aktuellen Rahmenbedingungen auch nicht zu erwarten, dass von den etablierten fossilen Verfahren abgewichen wird. International gab es vereinzelt Projekte, die auf Elektrolyseure bei der Wasserstoffherstellung zurückgegriffen haben (Schulte Beerbühl 2014). Im Vergleich zur fossilen Wasserstoffherstellung sind aber auch die internationalen Projekte meist nicht wirtschaftlich, sodass der Anteil der SKO momentan nicht zunimmt.

8.5.1.2 Methanolherstellung

Die Methanolherstellung greift bei der SKO analog zur Ammoniakherstellung bei der Wasserstoffbereitstellung auch auf Elektrolyseure zurück, anstatt den Wasserstoff über fossile Energieträger zu produzieren (RT). Zusätzlich muss bei der SKO der Methanolherstellung aber CO₂ bereitgestellt werden. Solange wie möglich wird auf vorhandene CO₂-Quellen zurückgegriffen, bevor diese langfristig ggf. um DAC-Anlagen ergänzt werden. Bei der Methanolherstellung kommt abgesehen von einigen Pilotprojekten bisher grundsätzlich die fossile Produktionsroute zum Einsatz. Auch im internationalen Umfeld beschränkt sich die SKO auf Demonstrationsanlagen. Ein Betrieb ist meist nur durch Fördergelder wirtschaftlich möglich (EUWID Neue Energien 2015). Die Anzahl an Kleinstprojekten nahmen in der letzten Zeit jedoch etwas zu (dena 2017). Ein großindustrieller Einsatz ist zurzeit aber nicht absehbar.

8.5.1.3 Raffinerie

Bei der Herstellung von Mineralölprodukten wird mittlerweile aufgrund des zunehmenden Schwefelgehalts im Rohöl eine eigene Wasserstoffproduktion benötigt, weil die interne Wasserstofferzeugung z. B. in Naphtha-Reformern nicht ausreichend ist. Dabei ist die Dampfreformation von Erdgas die gängigste und kostengünstigste Methode zur Wasserstoffgewinnung (Kuczera 2003). Alternativ können Erdgas oder Raffinerierückstände durch eine partielle Oxidation Wasserstoff liefern. Die Gewinnung von Wasserstoff durch Elektrolyse ist bisher unüblich, allerdings wird nun am Raffineriestandort Lingen erstmals der Einsatz dieser Technologie geprüft (Wilfried Roggendorf 2016).

8.5.1.4 Stahlherstellung

Die SKO bei der Stahlherstellung geht davon aus, dass als Reduktionsmittel regenerativ erzeugter Wasserstoff in einer DRI-Anlage zum Einsatz kommt, um sogenannten Eisenschwamm herzustellen, der im Elektrolichtbogenofen zu Stahl weiterverarbeitet wird. In Deutschland gibt es dabei seit Jahren eine relativ wenig genutzte mit Erdgas betriebene DRI-Anlage, die eine geringe jährliche Produktionsmenge von 0,6 Mio t (Wirtschaftsvereinigung Stahl 2016) zur Verfügung stellt. Andere Anlagen sind in Deutschland nicht verfügbar, da ein wirtschaftlicher Betrieb zurzeit nicht darstellbar ist. Auf internationaler Ebene kommen DRI-Anlagen häufiger zum Einsatz, wobei der Markt von der konventionel-

len Hochofenroute (RT) dominiert wird. Hier ist die weitere Marktdiffusion sehr stark von der Entwicklung des Kohlepreises im Vergleich zum Erdgaspreis abhängig. Die klassische Hochofenroute mit dem Einsatz von Koks dominiert jedoch den Markt. Alle DRI-Anlagen haben zudem gemein, dass sie aktuell aus Kostengründen nicht mit regenerativem Wasserstoff sondern mit Erdgas betrieben werden.

8.5.1.5 Glasherstellung

Bei der Glasherstellung findet zu einem gewissen Anteil vorwiegend bei einer Anlagenkapazität von bis zu 75 t/d bereits heute die SKO in Form von elektrischen Schmelzöfen anstatt dem Betrieb fossiler Schmelzöfen (RT) Verwendung (Scalet et al. 2013). Aufgrund von wirtschaftlichen Überlegungen und der technischen Machbarkeit handelt es sich aber eher um Schmelzöfen für kleine Produktionsmengen oder die Herstellung von Spezialglas. Aufgrund der Preisentwicklung der Energieträger wurden zudem in letzter Zeit elektrische Schmelzöfen teilweise um Gasfeuerungen ergänzt, um eine wirtschaftlichere Produktion zu ermöglichen. Wenn es technisch nicht unbedingt erforderlich ist, werden daher zumeist fossil betriebene Schmelzöfen eingesetzt. Die Wahl der Technik hängt momentan in erster Linie von den Energieträgerpreisen ab. Aus diesem Grund nimmt der Marktanteil elektrischer Schmelzöfen aktuell nicht zu, sondern bewegt sich auf dem Niveau der letzten Jahre.

8.5.2 Entwicklung von Marktpenetrationsszenarien zur Erreichung von Klimaschutzziele

Unter den aktuell vorherrschenden Rahmenbedingungen verbunden mit den Analysen zur Wirtschaftlichkeit in den Abschnitten 7.2.3 und 7.3.3 ist mit keinen größeren Penetrationsraten der SKO zu rechnen. Eine stärkere Elektrifizierung scheint momentan ohne staatliche Eingriffe oder einer drastischen Änderung der Rahmenbedingungen nicht sehr realistisch zu sein. Ein großes Hemmnis bei den Verfahrensumstellungen stellen üblicherweise zudem die langen Anlagenlebenszeiten dar. Aus wirtschaftlichen Abwägungen kommt ein vorzeitiges Stilllegen der Anlagen kaum in Betracht. Für Anlagen, für die heute bzw. in naher Zukunft eine Ersatzinvestition ansteht, sollte überlegt werden, ob ein Hinauszögern der Ersatzinvestition möglich ist, um dann möglicherweise in einigen Jahren auf die SKO umsteigen zu können. Soweit möglich und sinnvoll sollten aber bereits jetzt Einzelkomponenten kontinuierlich umgerüstet werden, sodass eine schrittweise Umstellung vorangetrieben werden kann. Dies bedeutet, dass beispielsweise Teilwasserstoffmengen über Elektrolyseure bereitgestellt werden, direktreduziertes Eisen mit Erdgas hergestellt wird oder auch elektrische Heizer fossile Komponenten bei der Glasherstellung ersetzen. Im Folgenden werden für die verschiedenen betrachteten SKO in der Industrie Marktpenetrationsszenarien beschrieben, welche versuchen, die klimapolitische Zielsetzung weitestgehend zu erfüllen. Erforderlich hierfür sind entsprechende Anpassungen im Umfeld. Tabelle 122 fasst die Marktpenetrationsszenarien für die Industrie zusammen.

8.5.2.1 Ammoniakherstellung

Bei der Ammoniakherstellung könnte schrittweise der Anteil an regenerativ hergestelltem Wasserstoff erhöht werden. Hierzu kann in der Anfangsphase ein bivalenter Betrieb zwischen Elektrolyseur und Dampfreformer zum Einsatz kommen, solange der Betrieb des Dampfreformers noch wirtschaftlich ist. Anschließend ist eine komplette Umrüstung aus Klimaschutzgründen erforderlich. Der bivalente Betrieb in der Anfangsphase trägt dabei zugleich bei, dass Elektrolyseure technisch weiterentwickelt und wirtschaftlicher produziert werden können, als auch erste Erfahrungen mit der Technik gewonnen werden. Durch den bivalenten Betrieb ist es zudem möglich, auf unterschiedliche Preise bei den Energieträgern Strom und Erdgas reagieren zu können und dadurch die Kosten in der Anfangsphase etwas zu reduzieren. Auch besteht die zusätzliche Möglichkeit mit dem Elektrolyseur am

Regelenergiemarkt teilzunehmen und die Flexibilität der Anlage zu vermarkten. Langfristig könnten zudem für kleinere Abnehmer von Ammoniak bei hohen Transportkosten von Großanlagen der Betrieb einer Kleinanlage vor Ort zum Vergleich der Bezugskosten herangezogen werden (Schulte Beerbühl 2014).

8.5.2.2 Methanolherstellung

Für die Methanolherstellung könnte ein analoges Vorgehen wie bei der Ammoniakherstellung vorangetrieben werden. Zunächst sollte daher auch hier ein bivalenter Betrieb mit Elektrolyseuren in der Anfangsphase angestrebt werden. Eine Erhöhung des Anteils der regenerativen Wasserstoffbereitstellung könnte genauso wie bei der Ammoniakherstellung solange erfolgen, wie der bivalente Betrieb wirtschaftlich sinnvoll ist. Auch die Vermarktung der Flexibilität ist hier zur Kostenreduzierung möglich. Langfristig könnte die Anlage dann ohne den Dampfreformer betrieben werden. Wenn Anlagen neu gebaut oder komplett umgerüstet werden, sollte zudem die Standortwahl mitberücksichtigt werden. Um hohe Transportkosten und auch damit verursachte THG-Emissionen einzusparen, sollten Anlagen jeglicher Art möglichst nahe am Ort der Abnehmer und der Grundstofflieferanten geplant werden. Für die Methanolherstellung spielt der CO₂-Bedarf somit eine besondere Rolle, sodass Standorte anhand möglicher zukünftiger CO₂-Quellen bewertet werden sollten. Am sinnvollsten ist es daher, einen Standort in der Nähe der Methanolabnehmer und von Industrieanlagen zu errichten, die prozessbedingt auch zukünftig CO₂ emittieren. Langfristig kann es zusätzlich erforderlich sein, geringe Mengen an CO₂ aber auch durch die direkte Abscheidung aus der Luft zu gewinnen, um den CO₂-Bedarf zur Methanolproduktion mit regenerativem Wasserstoff zu decken. Für die Betrachtung in diesem Penetrationsszenario, wird jedoch davon ausgegangen, dass eine CO₂-Bereitstellung aus bestehenden Prozessen ausreichend verfügbar ist.

8.5.2.3 Raffinerie

Zunächst werden die deutschen Raffinerien versuchen, die interne Wasserstoffgewinnung z. B. in den Reformern zu optimieren. Der zusätzlich benötigte Wasserstoff wird dann in additiven separaten Anlagen gewonnen, sodass ein kombinierter Betrieb eines Erdgas-Dampferformers und einer Elektrolyse kostenintensiv im Invest aber denkbar ist. Somit könnten bis 2030 erste Erfahrungen mit der Sektorkopplungstechnik gesammelt werden, die bisher in diesem Produktionsumfeld fehlen. Anschließend erfolgt eine sukzessive Ersetzung der abgeschriebenen Altanlagen durch Elektrolyse bis 2050. Für die Marktpenetration werden ähnliche Zahlen wie in den Industriezweigen Ammoniak und Methanol angenommen.

8.5.2.4 Stahlherstellung

Bei der Stahlherstellung spielen die langen Anlagenlebensdauern eine bedeutende Rolle. Hier könnte mittelfristig darauf geachtet werden, dass keine neuen Hochöfen mehr gebaut werden. Ein erster Schritt der Umstellung ist es, zunehmend auf die DRI-basierte Stahlproduktion umzustellen. In der Anfangsphase könnte der Betrieb noch vorwiegend mit fossilem Erdgas erfolgen, dann aber nach und nach um regenerativen Wasserstoff ergänzt werden, sofern dies technisch sinnvoll ist. Schlussendlich könnte die DRI-Anlagen nahezu ausschließlich mit regenerativem Wasserstoff betrieben, alle Hochöfen abgeschaltet und der Stahl in Elektrolichtbogenöfen produziert werden.

8.5.2.5 Glasherstellung

Die Glasherstellung könnte dort, wo es technisch machbar ist, nach und nach komplett auf elektrische Schmelzöfen umgestellt werden. Eine bivalente Ausführung mit einer zusätzlichen Gasbefehung kann kurzfristig eine gute Ergänzung sein. Auch eine Ergänzung fossiler Anlagen um Komponenten, die für eine Elektrifizierung und höhere Effizienz beitragen, könnte zeitnah eingesetzt werden. Langfristig könnten ausreichend Fortschritte in der Entwicklung umgesetzt werden, sodass elektrische Schmelzöfen für Großanlagen zur Verfügung stehen und eingesetzt werden. Für Glassorten mit niedriger elektrischer Leitfähigkeit könnte langfristig auch fortgeschrittenere Verfahren zum Einsatz kommen bzw. könnte die fossilen Schmelzöfen für einige wenige Spezialglassorten, die auch dann noch nicht elektrisch geschmolzen werden können, mit regenerativem Brennstoff betrieben werden.

Tabelle 122: Unterstellte Marktpenetrationsszenario für die Industrie (optimistisch realisierbares Szenario)

	Ammoniak	Methanol	Raffinerie	Stahl	Glas
2030	Anteil Elektrolyse 20 % ¹⁾	Anteil Elektrolyse 20 % ¹⁾	Anteil Elektrolyse 20% ¹⁾	Anteil DRI-Produktion 30 %, davon Anteil Elektrolyse 20 % ²⁾	Anteil elektrischer Schmelzöfen 25 %
2040	Anteil Elektrolyse 50 % ¹⁾	Anteil Elektrolyse 50 % ¹⁾	Anteil Elektrolyse 50% ¹⁾	Anteil DRI-Produktion 60 %, davon Anteil Elektrolyse 50 % ²⁾	Anteil elektrischer Schmelzöfen 55 %
2050	Alle Industrieprozesse sind auf die SKO umgestellt				

Anmerkungen: 1) bei der Wasserstoffbereitstellung; 2) bei der Bereitstellung des Reduktionsmittels

8.5.3 Beitrag zu energie- und klimapolitischen Zielen

Der Beitrag der einzelnen betrachteten Industrieprozesse zu den energie- und klimapolitischen Zielen basierend auf den im letzten Abschnitt 8.5.2 entwickeltem Szenario wird im Folgenden ausgewiesen.

Tabelle 123 stellt die Energie- und THG-Einsparungspotentiale in der Industrie dar. Dabei wird deutlich, welchen Einfluss die Stromerzeugung hat. Unter dem heutigen bzw. einem von fossilen Kraftwerken dominierten Kraftwerkspark kommt es durch Sektorkopplungsoptionen zu einem Anstieg bei den THG-Emissionen. Erst wenn die Stromerzeugung nahezu ausschließlich aus regenerativen Energien erfolgt, können Einsparungen in den Anwendungsbereichen erzielt werden. Bei fast allen Prozessen können zudem Energieeinsparungen⁶² erzielt werden. Bei Ammoniak und Methanol kommt es jedoch durch die zusätzliche stoffliche Bereitstellung von Wasserstoff zu einem Mehrverbrauch. Auch bei der Wasserstoffproduktion in Raffinerien bleibt der Wirkungsgrad der Dampfreformation besser als der der Elektrolyse, sodass es zu einem leichten Mehrverbrauch an Energie kommt. Mit regenerativem Strom würden hierdurch aber zusätzlich fossile Energieträger eingespart werden.

⁶² ohne Berücksichtigung der Vorkette zur Strombereitstellung

Tabelle 123: Änderungen beim Energieeinsatz und den Treibhausgasemissionen in der Industrie (optimistisch realisierbares Szenario) (- bedeutet Einsparung)

	THG-Änderung ohne Berücksichtigung der THG-Emissionen Stromerzeugung AMS (=KS95) in Mio. t CO ₂ ,eq	THG-Änderung mit Berücksichtigung der THG-Emissionen Stromerzeugung AMS (KS95) in Mio. t CO ₂ ,eq	Änderung der Endenergie AMS (=KS95) in TWh	Änderung der Primärenergie AMS (KS95) in TWh
Ammoniakherstellung				
2030	-0,7 (-0,7)	+1,9 (+0,6)	+0,8 (+0,8)	+3,3 (+2,2)
2050	-3,1 (-3,0)	+4,6 (-2,6)	+4,0 (+3,8)	+9,1 (+1,7)
Methanolherstellung				
2030	-0,2 (-0,2)	+1,9 (+0,8)	+1,6 (+1,5)	+3,7 (+2,7)
2050	-0,7 (-0,6)	+5,1 (-0,3)	+6,1 (+5,8)	+10,3 (+4,6)
Raffinerie				
2030	+0,28 (+0,03)	+0,52 (+0,08)	+0,18 (+0,13)	+0,64 (+0,31)
2050	+0,26 (-0,05)	+0,53 (-0,05)	+0,24 (+0,02)	+0,86 (0,00)
Glaserherstellung				
2030	-1,4 (-1,4)	-0,9 (-1,1)	-2,6 (-2,6)	-2,4 (-2,6)
2050	-5,8 (-5,5)	-4,0 (-5,4)	-7,7 (-7,4)	-7,4 (-8,7)
Stahlherstellung				
2030	-7,7 (-7,5)	+0,2 (-3,7)	-12,7 (-13,1)	-6,6 (-8,8)
2050	-62,0 (-58,9)	-16,6 (-56,4)	-23,8 (-22,6)	+1,7 (-38,8)

Auf die klimapolitischen Ziele übertragen, ergibt sich die Zusammenfassung in Tabelle 124. Analog zum Potential bei der THG-Minderung und den Energieeinsparungen ist der Kraftwerkspark sehr entscheidend. Bei einem regenerativen Kraftwerkspark haben die meisten Prozesse ein Potential mit bis zu 0,5 % zum THG-Minderungsziel gegenüber 1990 beizutragen. Das Beitragspotential zur Einsparung auf der Industriesektorebene entspricht dabei weitestgehend dem Emissionsanteil der Industrieprozesse innerhalb des Sektors. Die Betrachtung der möglichen Primärenergieeinsparung in Tabelle 125 zeigt, dass durch die Umstellung auf SKO kaum Primärenergie eingespart werden kann. Bei einem Kraftwerkspark für die Stromproduktion mit einem höherem Anteil fossiler Erzeugung ist sogar von einem Mehrverbrauch auszugehen. Auch sorgen SKO dafür, dass es zu einem Anstieg beim Bruttostromverbrauch um wenige Prozentpunkte pro Industrieprozess durch die Substitution der fossilen Energieträger kommen kann.

Tabelle 124: Beitrag der Industrie zu den THG-Zielen (optimistisch realisierbares Szenario)

	Beitrag zur absoluten THG-Minderung ggü. 1990 anteilig, ohne Berücksichtigung THG-Emissionen Stromerzeugung AMS (=KS95)	Beitrag zur absoluten THG-Minderung ggü. 1990 anteilig, abzüglich THG-Stromerzeugung AMS (KS95)	Beitrag zur sektoralen THG-Minderung ggü. 2014 anteilig, ohne Berücksichtigung THG-Emissionen Stromerzeugung AMS (=KS95)
Ammoniakherstellung			
2030	-0,3 % (-0,1 %)	0,1 % (0,1 %)	-4,8 % (-1,4 %)
2050	-0,7 % (0,4 %)	0,5 % (0,4 %)	- ¹⁾
Methanolherstellung			
2030	-0,3 % (-0,1 %)	0,0 % (0,0 %)	-4,9 % (-2,1 %)
2050	-0,8 % (0,0 %)	0,1 % (0,1 %)	- ¹⁾
Raffinerie			
2030	-0,1 % (0,0 %)	0,0 % (0,0 %)	-1,3 % (-0,2 %)
2050	-0,1% (0,0 %)	0,0 % (0,0 %)	- ¹⁾
Glaserstellung			
2030	0,1 % (0,2 %)	0,2 % (0,2 %)	2,2 % (2,9 %)
2050	-0,7 % (0,4 %)	0,5 % (0,4 %)	- ¹⁾
Stahlherstellung			
2030	0,0 % (0,6 %)	1,2 % (1,1 %)	-0,6 % (9,4 %)
2050	-0,7 % (0,4 %)	0,5 % (0,4 %)	- ¹⁾

Anmerkung: Negative Werte stehen für einen Mehrverbrauch; ¹⁾ keine sektoralen Ziele für 2050

Der Beitrag der Industrie zur Lastverlagerung hängt maßgeblich davon ab, wie die Anlagen hinsichtlich des Elektrolyseurs ausgelegt werden (Speichergröße für Wasserstoff) und inwieweit ein Eingriff in den Produktionsprozess möglich ist. Bei Produktion in Chargen ist eine Lastverschiebung gut möglich mittels einer angepassten Produktionsplanung. Bei einer kontinuierlichen Produktion hängen die Anpassungsmöglichkeiten weitestgehend vom wirtschaftlichen Anreiz ab. Generell dürfte das Lastverlagerungspotential damit dem heutigen Industrieanlagenpotential entsprechen, ergänzt um die ggf. zusätzlich verfügbaren Speichernutzungsmöglichkeiten.

Tabelle 125: Beitrag der Industrie zur Einsparung von Energie (optimistisch realisierbares Szenario)

	Einsparung an Primärenergieverbrauch ggü. 2008 anteilig, abzüglich Stromerzeugung AMS (KS95)	Beitrag zur Erhöhung des Bruttostromverbrauchs ggü. 2014 AMS (=KS95)
Ammoniakherstellung		
2030	-0,1 % (-0,1 %)	0,9 % (1,1 %)
2050	-0,2 % (0,0 %)	4,5 % (3,3 %)
Methanolherstellung		
2030	-0,1 % (-0,1 %)	0,7 % (0,9 %)
2050	-0,3 % (-0,1 %)	3,4 % (2,5 %)
Raffinerie		
2030	0,0 % (0,0 %)	0,2 % (0,1 %)
2050	0,0 % (0,0 %)	0,6 % (0,0 %)
Glaserstellung		
2030	0,1 % (0,1 %)	0,2 % (0,2 %)
2050	-0,2 % (0,0 %)	4,5 % (3,3 %)
Stahlherstellung		
2030	0,2 % (0,2 %)	2,8 % (10,6 %)
2050	-0,2 % (0,0 %)	4,5 % (3,3 %)

Anmerkung: Negative Werte stehen für einen Mehrverbrauch

In Tabelle 126 wird auf die Systemmehrkosten und die Umweltkosten eingegangen. Anzumerken hierbei ist, dass die Kostenannahmen für einzelne Anlagen sehr unterschiedlich ausfallen können und die angegebenen Werte daher nur als grobe Orientierung dienen können. Es ist aber generell anzunehmen, dass sowohl unter den Rahmenbedingungen des AMS als auch des KS95 teilweise deutliche Systemmehrkosten bei der SKO im Vergleich zur RT anfallen werden. Grund hierfür sind die höheren Kosten für den Energieträger Strom gegenüber den fossilen Energieträgern. Bei den Umweltkosten ist es etwas differenzierter. Hier zeigt sich, dass mit einer zunehmenden Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energien im KS95 Umweltkosten im Gegensatz zum AMS eingespart werden können. Prozesse mit vielen Emissionen bieten dabei tendenziell höhere Einsparpotentiale.

Tabelle 126: Änderung der Systemmehrkosten und Umweltmehrkosten durch die Industrie entsprechend AMS (KS95) (optimistisch realisierbares Szenario) (- bedeutet Einsparung)

	Systemkosten in Mio. €/a	Umweltkosten in Mio. €/a	Summe der Kosten in Mio. €/a
Ammoniakherstellung			
2030	+406 (+493)	+308 (+79)	+713 (+572)
2050	+2.691 (+4.542)	+1.411 (-488)	+4.102 (+4.055)
Methanolherstellung			
2030	+293 (+363)	+331 (+146)	+624 (+510)
2050	+1.839 (+3.141)	+1.658 (+241)	+3.497 (+3.382)
Raffinerie			
2030	+104 (+96)	+47 (+6)	+151 (+102)
2050	+440 (+61)	+103 (-9)	+543 (+52)
Glaserstellung			
2030	+53 (+2)	-5 (-100)	+48 (-98)
2050	+112 (-163)	-482 (-928)	-370 (-1.091)
Stahlherstellung			
2030	+4.210 (+4.098)	+64 (-378)	+4.274 (+3.720)
2050	+16.715 (+20.133)	-6.606 (-17.694)	+10.109 (+2.439)

8.5.4 Entwicklung eines Transformationspfades

Die SKO in der Industrie befinden sich weitestgehend in der Phase der Marktvorbereitung. Für viele der SKO stehen aber größtenteils heute bereits ausgereifte Techniken zur Verfügung, die jedoch meist heute und in der Zukunft unter den bestehenden Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Ohne politische Maßnahmen ist deshalb momentan an einen Markthochlauf kaum zu denken. Die aktuellen klimapolitischen Rahmenbedingungen sind dabei für die Transformation in der Industrie nicht ausreichend, um die klimapolitischen Zielsetzungen zu erreichen. Insbesondere auch die langen Anlagenlebensdauern vieler Industrieprozesse erfordert es, dass frühzeitig verlässliche Rahmenbedingungen geschaffen werden, um wirtschaftlich die SKO bereits mittelfristig betreiben zu können. Andernfalls sorgen aktuell gebaute Anlagen, die zukünftigen Altanlagen darstellen, dass die Zielsetzung keinesfalls erreicht werden kann. Besonderes Augenmerk muss daher auf die technische Weiterentwicklung und die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit bei den SKO gelegt werden.

Eine der Schlüsseltechnologien für eine erfolgreiche Transformation in der Industrie ist die regenerative Wasserstoffbereitstellung. Als etabliertes und am vielversprechendste Verfahren gilt die Elektrolyseurtechnik. Auch wenn diese bereits kommerziell verfügbar ist, sollte auf ihre Weiterentwicklung ein entsprechender Fokus gelegt werden. Insbesondere muss versucht werden den Wirkungsgrad zu verbessern, die Lebensdauer der Anlage zu erhöhen und die spezifischen Anlageninvestitionen zu senken. Neben der Forschung an besseren Katalysatoren und einer besseren Membran kann auch die Entwicklung kostengünstigerer Produktionsverfahren sinnvoll sein.

Im Gegensatz zu den anderen betrachteten Industrieprozessen besteht bei der Glasherstellung momentan noch nicht für alle Glasarten eine Technik zur Verfügung (regenerative Brennstoffe ausgenommen), die auf fossile Brennstoffe verzichten kann. Hier sollten weitere Forschungen angestellt werden, um es einerseits zu ermöglichen, bestehende fossile Großanlagen zu ersetzen als auch mit der niedrigen elektrischen Leitfähigkeit einiger Glassorten besser umgehen zu können. Zudem sind weitere Anstrengungen bei Entwicklung der Reduzierung bzw. Nutzung von Abwärmeverlusten sinnvoll.

Für die Stahlherstellung stehen mit DRI-Anlagen und Elektrolichtöfen zwar bereits die Techniken der betrachteten SKO im industriellen Maßstab zur Verfügung, kommen jedoch noch nicht zum Einsatz. Darüber hinaus können mit Hilfe dieser SKO die THG-Emissionen nicht vollständig reduziert werden. Beispielsweise werden durch den Elektrodenabbrand der Elektrolichtbogenöfen Prozessemissionen verursacht. Eine weitere Erforschung von emissionsreduzierenden Maßnahmen bzw. neuen verbesserten Konzepten ist auch hier sinnvoll. Des Weiteren sollte analog zur Glasherstellung an weiteren Verbesserungen der Abwärmenutzung und -reduzierung geforscht werden.

Generell gilt, dass in allen Bereichen weiter an der Erhöhung der Material- und Energieeffizienz zu arbeiten ist. Dies kann auf Komponentenebene erfolgen oder aber auch durch konzeptionelle Verbesserungen, wie beispielsweise einer stärkeren Integration einer Anlage zur besseren Wärmenutzung oder aber auch modulareren Komponenten, um eine schrittweise Transformation zu ermöglichen. Die Effizienzverbesserung kann auch dadurch erreicht werden, dass die Rohstoffkreisläufe angepasst, die Recyclingrate erhöht, Werkstoffe substituiert oder Produktdesigns verändert werden. Da viele Entwicklungen sowohl einen Nutzen für die SKO als auch die RT haben, sollten Verbesserungsanstrengungen zumindest kurzfristig auch noch in beiden Bereichen angestrebt werden.

Auf der Prozessebene könnte zudem geschaut werden, dass bisher teure Prozesse durch innovative Verfahren verbessert werden oder wie sich Kleinserien für bestimmte SKO-Komponenten am besten zukünftig in großer Stückzahl produzieren lassen, um so einen wirtschaftlicheren Betrieb zu ermöglichen. Grundsätzlich könnte bei allen angestrebten Neuentwicklungen technologieoffen geforscht werden. Dies bedeutet, dass der Fokus nicht ausschließlich auf die beschriebene SKO gelegt wird, sondern auch Alternativen eine Chance eingeräumt werden sollte. So könnte bei der Rohstahlherstellung, auch weiterhin an Verfahren zur elektrolytischen Eisenerzeugung geforscht werden. Bei der Ammoniakherstellung könnte alternativ zur Elektrolyse mit anschließender Synthese auch an der Umsetzung einer direkten elektrochemischen Synthese (SSAS) gearbeitet werden.

Abgesehen von der technischen Entwicklung hinsichtlich Effizienz, technischer Machbarkeit und Wirtschaftlichkeitsverbesserungen ist es zur Erreichung der Klimaschutzziele unabdingbar, dass die Strombereitstellung zunehmend durch einen höheren Anteil an erneuerbarem Strom erfolgt. Ansonsten bringt der Einsatz der RT meist die effizientesten und klimafreundlichsten Prozesse, wie beispielsweise die Gegenüberstellung der RT mit der SKO bei der Methanol- oder Ammoniakherstellung in diesem Bericht zeigt.

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien steigt der Anteil fluktuierender Erzeugung. Einige Prozesse der SKO bieten bei entsprechender Auslegung das Potential, einen Beitrag zur Integration der fluktuierenden Erneuerbaren zu leisten. Elektrolyseure können beispielsweise sehr flexibel zur regenerativen Wasserstofferzeugung betrieben werden und somit auf das variierende Stromangebot reagieren. In diesem Fall ist aber meist für nachgelagerte Prozesse ein Speicher nötig, wenn keine Einspeisung in ein Wasserstoffnetz erfolgt. Es könnten daher entsprechende Systemdienstleistungen finanziell angereizt werden, um zusätzliche Flexibilitäten verfügbar zu machen.

Die betrachteten SKO sind auf Strom als Energieträger angewiesen. Für eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit wäre es denkbar, dass der Strompreis zumindest für die Nutzung bei einigen für die Transformation relevanter Komponenten reduziert wird. Als eine der wichtigsten Komponenten wäre

hierbei die Elektrolyse zu nennen, bei der der gesetzlich veranlasste Preisbestandteil bei der Stromnutzung momentan bis zu 70 % betragen kann. Eine Reduzierung der Steuern, Entgelte, Umlagen und Abgaben könnte viel zur Wirtschaftlichkeit im Vergleich zur Dampfreformation beitragen (siehe BMVI 2017c).

Neben der Reduzierung der staatlichen Preisbestandteile des Strompreises kann auf der anderen Seite der Einsatz fossiler Energieträger zusätzlich stärker besteuert werden. Die hierdurch erzeugten Einnahmen könnten dann wieder in die Forschung und Entwicklung bzw. die Förderung der SKO eingebracht werden. Bei einer ausreichenden Verteuerung der fossilen Energieträger wäre dann auch ein Anreiz gesetzt, auf die Technik der SKO bzw. eine klimafreundliche Technik zu wechseln. In verallgemeinerter Form ist dies im European Union Emissions Trading System (EU ETS) bereits umgesetzt. Auch wenn hier bisher auf europäischer Ebene die Ziele erreicht werden konnten, kann kurzfristig eine stärkere Verteuerung der Zertifikate sinnvoll sein, um die wichtige vorbereitenden Umstellungen auf andere Industrieprozesse besser voranzutreiben. Zur Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit wäre es zudem sehr sinnvoll und erforderlich, THG-Emissionen weltweit nach den gleichen Regeln zu besteuern. Eine vereinheitlichte europäische bzw. weltweite Politik würde grundsätzlich bedeutend zur Energiewende und der Wirtschaftsstandorterhaltung Deutschlands beitragen.

Generell ist es auch denkbar, Förderungen auf einzelne Techniken zu begrenzen. Dies könnte aber nur dann gemacht werden, wenn eine spezielle Technik unabdingbar ist und andernfalls nicht finanziert werden kann. Dabei sollte aber darauf geachtet werden, dass die Förderung einer speziellen Technik nur einem Einzelunternehmen zu Gute kommt. Förderungsvorteile sollten für eine ganze Branche einen positiven Einfluss haben.

Bei neuen Anlagen, zu denen bisher nur wenige bzw. kaum Erfahrungen vorhanden sind, kann eine Unterstützung bei der Finanzierung oder Risikoabsicherung einen Beitrag leisten, um das nötige Vertrauen der Industrie in die Technik aufzubauen. Um Einzelförderungen zu verhindern, aber auch teure große Pilot- und Demonstrationsanlagen zu ermöglichen, sollte über den gemeinschaftlichen Betrieb mehrerer Unternehmen bei solchen Anlagen nachgedacht werden. Für die weitere schnelle Marktdiffusion sollte es dann auch einfache und einheitliche Genehmigungsverfahren geben, um Umsetzungskosten niedrig zu halten.

Unter bestimmten Voraussetzungen kann es sinnvoll sein, dass ggf. lokale Infrastrukturen für Wasserstoff aufgebaut bzw. erweitert werden sollten, um den Transformationsprozess zu unterstützen. Regenerativer Wasserstoff könnte dann teilweise im direkten Umfeld von Erneuerbare-Energie-Anlagen erzeugt werden und zur Industrie weitergeleitet werden. In diesem Zusammenhang sollte auch das Thema Standortverlagerung bzw. -auswahl betrachtet werden. Anreize zukünftige Großverbraucher in die Nähe der regenerativen Erzeugung anzusiedeln bzw. die Produktkette zu berücksichtigen, könnte den Transformationsprozess unterstützen.

Neben den bereits vorgestellten möglichen Maßnahmen können auch weitere regulatorische Eingriffe für eine schnellere Transformation sorgen. Dies kann beispielsweise sein, dass zu bestimmten Zeitpunkten gewisse Wasserstoffanteile grundsätzlich regenerativ erzeugt werden müssen oder bestimmte Produktionsmengen mittels der SKO zu produzieren sind. Auch sind beschränkte Betriebszulässigkeiten denkbar, um Lock-in-Effekte durch die langen Anlagenlebensdauern neu geplanter Anlagen zu verhindern.

Zusätzlich zu den genannten Maßnahmen für die Transformation in der Industrie sollten auch die Abnehmer der Produkte angesprochen und darauf hingewiesen werden, nur wirklich benötigte Produkte und ggf. klimafreundlichere Alternativprodukte gleicher Qualität abzunehmen, um so teilweise Produktionsmengen zu reduzieren.

Zusammengefasst müssen viele Maßnahmen ergriffen werden, um die Techniken der SKO technisch weiter zu entwickeln und insbesondere die Wirtschaftlichkeit zu verbessern. Die Forschung und Entwicklungstätigkeiten können die internationale Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands erhöhen. Um den Produktionsstandort aller vorhandenen Industrien aber auch zu erhalten, ist es unabdingbar, dass eine gemeinsame vereinheitlichte weltweite Klimapolitik umgesetzt wird. Der Wechsel auf die SKO in der Industrie ist maßgeblich vom Energieträgerpreis abhängig. Hier sind entsprechende Anreize zu setzen.

Abbildung 93: Möglicher Transformationspfad für die Industrie

Industrie		2017	2020	2030	2050
Allgemein		Marktvorbereitung		Markthochlauf	Massenmarkt
F&E	Allgemein	Effizienz, Produktionsverfahren, Modularität, Integration			DAC
	Elektrolyse	Membran, Katalysator, Produktionsverfahren			
	Glas	Produktionsverfahren (Großanlagen, elektrische Leitfähigkeit)			
Markt	Ammoniak				Einsatz von reg. H ₂
	Methanol				Einsatz von reg. H ₂
	Raffinerie				Einsatz von reg. H ₂
	Stahl	Einsatz von DRI		Einsatz von reg. H ₂	
	Glas	vereinzelt elektr. Schmelzöfen	Vermehrter Einsatz von elektr. Schmelzöfen		
Technologie	Elektrolyseur	AEL	PEM	SOEC	
	Stahl	DRI mit Erdgas		DRI mit regenerativem Wasserstoff	
	Glas	Großanlagen			Verbesserte Anlagen für Glasarten mit niedriger elektrischer Leitfähigkeit
Politik	Entwicklung von Fördermaßnahmen (Strompreisreduzierung, Unterstützung Pilot- und Demonstrationsanlagen, Beschaffungsanreize)				
	Anreize zur Bereitstellung von Flexibilität				
	Ambitioniertere Ziele beim EU ETS				
	Vereinheitlichen der Klimaschutzpolitik / Aufbau eines weltweiten Emission Trading Systems				
	Betriebszulässigkeitsbegrenzungen für Neuanlagen				
Langfristig verlässliche Rahmenbedingungen schaffen					

Anmerkungen: ¹⁾ Marktvorbereitung bezogen auf technisch nicht verfügbare Anlagen (Großanlagen, spezielle Glasarten); Quelle: Eigene Darstellung, Fraunhofer ISI und DVGW-EBI

8.6 Transformationspfad Gasnetz

8.6.1 Entwicklung in den letzten Jahren und aktueller Stand der Marktdiffusion

8.6.1.1 Verdichtung im Speicher- und Transportbetrieb

Bisher ist wenig Literatur darüber zu finden, durch welche Technologie Verdichter im Speicher- und Transportbetrieb angetrieben werden. Durch die Auslegungsbedingungen der Verdichter ergibt sich jedoch eine generelle Tendenz, Elektromotoren im Speicherbetrieb und Gasturbinen im Transportbetrieb einzusetzen. Der hohe Gasvolumenstrom beim Gastransport und die relativ geringen Druckdifferenzen, die zur Überwindung der Reibung realisiert werden, legen die Nutzung einer Strömungsmaschine wie z. B. ein Turboverdichter nahe. Die Drehzahlen dieses Verdichters passen meist ohne ein

zusätzliches Getriebe zu den Drehzahlen einer Gasturbine, weshalb diese Anlagenkombination bevorzugt gewählt wird. Im Speicherbetrieb hingegen werden eher Kolbenverdichter zum Realisieren größerer Druckverhältnisse gewählt, die wiederum mit einem E-Motor am besten korrespondieren. Dennoch ist unter Nutzung eines Zwischengetriebes der Turboverdichter mit einem E-Motor koppelbar.

Die Umfrage bei 9 Speicherbetreibern ergab, dass in diesen Unternehmen bereits 77 % der Antriebsmaschinen elektrisch laufen. Im Transportbetrieb waren von den 125 Verdichterantrieben lediglich 10 % Elektromotoren. Deshalb wird im Folgenden der Transformationspfad mit Hauptaugenmerk auf dem Transportbetrieb entworfen.

Zudem wird eine vollständige Ersetzung von Gasturbinen durch Elektromotoren betrachtet, während der Fall des bivalent angetriebenen Verdichters nicht Element der Transformation ist. Hauptgrund hierfür sind die zu erwartenden hohen Faktorkosten durch Investitionen von doppelter Infrastruktur bei einem relativ kleinen schöpfbaren Potential.

8.6.1.2 Vorwärmung im Speicher- und Transportbetrieb

Traditionell werden Vorwärmungen im Speicherbetrieb und im Gastransport über Gasheizkessel realisiert, die Warmwasser bereitstellen. Die elektrische Vorwärmung ist bisher nur in Einzelfällen realisiert (von 393 angegebenen Gasvorwärmanlagen in der Umfrage werden nur 26 mit Strom betrieben). Dies hat vornehmlich drei Gründe:

1. Gas ist immer verfügbar, wenn die Vorwärmung im Einsatz ist, da ein Teil der transportierten Gasmenge abgezweigt wird. Ein ausreichender Stromanschluss für die Vorwärmung muss hingegen beim Bau der Anlage berücksichtigt werden und verursacht zusätzliche Kosten.
2. Die thermischen Wirkungsgrade beider Technologien sind miteinander vergleichbar (ca. 90%), sodass der Primärenergieeinsatz in etwa gleich ist.
3. Bislang war das Gas häufig günstiger als Strom.

Im Gasnetz befinden sich ca. 5122 Gasdruckregelanlagen und Gasdruckregel- und Messanlagen, die einen maximalen Betriebsdruck größer 16 bar haben (Anfrage Dietzsch, DVGW, 2016) und somit potentiell über eine Gasvorwärmung verfügen.

8.6.2 Entwicklung von Marktpenetrationsszenarien zur Erreichung von Klimaschutzziele

8.6.2.1 Verdichtung im Speicher- und Transportbetrieb

Bei der zukünftigen Marktdurchdringung kann ein ambitioniertes Austauschprogramm angesetzt werden. Die Technologie des Elektromotors ist nahezu ausgereift, sodass bei entsprechenden Marktanreizen der Einsatz (evtl. auch unter Verwendung eines Zwischengetriebes) sofort möglich ist. Ein ambitioniertes Vorgehen ist vor allem deshalb wünschenswert, weil die Anlagen in der Regel Abschreibenzeiten von mindestens 25 Jahren haben und somit eine zögerliche Marktpenetration zu sehr langen Verbleiben von Gasturbinen im gesamtdeutschen Antriebspark führen würde. Ein vorzeitiger Tausch der Technologie wäre unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Gesichtspunkte wenig sinnvoll.

Für den Markthochlauf wurde angesetzt, dass 2030 bereits 80% der transportierten Gasmenge in Deutschland elektrisch verdichtet werden. Bis zum Jahre 2050 ist dann der komplette Umstieg auf elektrische Antriebe vollzogen. Dieses Szenario ist kompatibel mit den altersbedingten Austauschraten der Verdichter untersucht wurden.

Tabelle 127: Realisierbares Marktpenetrationsszenario für die Verdichtung im Gasnetz (optimistisch realisierbares Szenario)

	Anteil transportierte Gasmenge 2015	Anteil transportierte Gasmenge 2030	Anteil transportierte Gasmenge 2050
Verdichtung Ferntransport Gasturbine	1,0	0,2	0,0
Verdichtung Ferntransport E-Motor	0,0	0,8	1,0
Verdichtung Speicher Gasturbine	0,75	0,2	0,0
Verdichtung Speicher E-Motor	0,25	0,8	1,0

8.6.2.2 Vorwärmung im Speicher- und Transportbetrieb

Auch für die elektrische Vorwärmung ist die Technologie in ausreichender Qualität bereits heute vorhanden. Die maximale Austauschrate wird auch hier über die Altersstruktur bisheriger Anlagen gestellt. Im gewählten Marktpenetrationsszenario (siehe Tabelle 128) wird ein etwas langsamerer Markthochlauf postuliert als bei der Verdichtung, da die Vorteile der neuen Technologie für die Energieunternehmen nicht so klar erkennbar sind.

Die Ersetzung von Gasvorwärmungen macht Sinn, wenn es um den netzdienlichen Einsatz von EE-Strom geht, was geringere Energiekosten und eine verbesserte CO₂-Bilanz für die Unternehmen zur Folge hätte. Dafür wäre jedoch eine bivalente Ausführung der Vorwärmung nötig. Diese ist aufgrund des häufig mehrschienigen Aufbaus der Gasdruckregelanlagen grundsätzlich möglich, allerdings zu einem höheren Invest.

Tabelle 128: Realisierbares Marktpenetrationsszenario für Vorwärmung im Gasnetz (optimistisch realisierbares Szenario)

	Anteil transportierte Gasmenge 2015	Anteil transportierte Gasmenge 2030	Anteil transportierte Gasmenge 2050
Vorwärmung Gastransport Gasheizkessel	1,0	0,4	0,0
Vorwärmung Gastransport E-Heizung	0,0	0,6	1,0
Vorwärmung Speicher Gasheizkessel	1,0	0,4	0,0
Vorwärmung Speicher E-Heizung	0,0	0,6	1,0

8.6.3 Beitrag zu energie- und klimapolitischen Zielen

Durch Einsatz der elektrischen Betriebsmittel im Gasnetz lassen sich Treibhausgasemissionen reduzieren. Bei Betrachtung der THG-Minderungen mit Vorkette zur Stromerzeugung ist lediglich im Jahr 2030 im AMS Szenario der Wert negativ, d.h. hier werden 0,75 Mio. t CO_{2,eq} durch Einsatz der SKO zusätzlich emittiert. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass die positive Bilanz durch den Einsatz der elektrischen Betriebsmittel im Bereich der Verdichtung bei Transport und Speicherung erzielt wird, während die Vorwärmung leichte zusätzliche Emissionen bei Einsatz der SKO mit sich bringt. Rechnet man die THG-Emissionen der Stromerzeugung aus der Bilanz so ist die Einsparung an Treibhausgasen noch größer, im KS95-Szenario 2030 vergrößert sich die THG-Minderung um ca. 30% zu 0,73 Mio. t CO_{2,eq}. Im besten Fall (KS95-Szenario, 2050, 100% SKO) beträgt die THG-Minderung durch Einsatz der SKO 1,03 Mio. t CO_{2,eq}. Die hier erfolgten Berechnungen gehen von einem weiterhin fossilen Gas bis ins Jahr 2050 aus. Wird eine zunehmende Dekarbonisierung des Gases, z. B. durch Einspeisung von Gas aus PtG-Anlagen oder Biogas-Anlagen berücksichtigt, so wären die hier errechneten THG-Minderungen als Maximalwerte zu verstehen.

Neben der positiven THG-Minderung können durch Einsatz der SKO auch Energieeinsparungen im Gasnetz erzielt werden. Doch auch hier lohnt sich ein differenzierter Blick auf die Technologien: Während bei der Verdichtung im Gastransport und bei der Speicherung Energieeinsparungen um die 3,5 TWh erzielt werden, benötigt die Vorwärmung leichte Mehreinsätze von Endenergie und Primärenergie. Dies liegt hauptsächlich an den angenommenen Wirkungsgraden, die für die Gasanwendung (Gaskessel) leicht über der elektrischen SKO (E-Heizung) liegen.

Tabelle 129: Änderungen beim Energieeinsatz und den Treibhausgasemissionen im Gasnetz (optimistisch realisierbares Szenario) (- bedeutet Einsparung)

	THG-Änderung AMS (KS95)	THG-Änderung minus THG-Stromerzeugung AMS (KS95)	Änderung der En- denergie AMS (KS95)	Änderung der Primärenergie AMS (KS95)
	in Mio. t CO _{2,eq}	in Mio. t CO _{2,eq}	in TWh	in TWh
Verdichtung				
2030	+0,11 (-0,60)	-0,36 (-0,73)	-3,69 (-3,31)	-3,23 (-3,24)
2050	-0,54 (-0,89)	-0,69 (-0,89)	-3,65 (-2,69)	-3,68 (-3,09)
Vorwärmung				
2030	+0,64 (+0,09)	+0,32 (0,00)	+0,01 (+0,1)	+0,59 (+0,27)
2050	+0,21 (-0,14)	+0,10 (-0,14)	+0,02 (+0,1)	+0,28 (-0,06)
Gasnetz gesamt				
2030	+0,75 (-0,52)	-0,04 (-0,73)	-3,68 (-3,29)	-2,64 (-2,97)
2050	-0,33 (-1,03)	-0,59 (-1,03)	-3,64 (-2,68)	-3,40 (-3,15)

Der Beitrag des Gasnetzes zu den absoluten THG-Zielen in Deutschland (siehe Tabelle 130 und Tabelle 131) ist als sehr gering einzuschätzen. Selbst zu den gesetzten Klimazielen der Energiewirtschaft kann das Gasnetz weit weniger als 1 % beitragen (siehe Tabelle 130). Tatsächlich wird ein positiver Beitrag zu den THG-Minderungen im Sektor Energiewirtschaft nur für das KS95-Szenario erreicht. Für das AMS-Szenario kommt es sogar zu einem negativen Beitrag, also einer Mehremission an Treibhausgasen bis 2030.

Tabelle 130: Beitrag des Gasnetzes zu den Klimazielen (THG-Minderung) (optimistisch realisierbares Szenario)

	Beitrag zur absoluten THG-Minderung ggü. 1990 anteilig, ohne Berücksichtigung THG-Emissionen Stromerzeugung AMS (KS95)	Beitrag zur absoluten THG-Minderung ggü. 1990 anteilig, abzüglich THG-Stromerzeugung AMS (KS95)	Beitrag zur sektoralen THG-Minderung ggü. 2014 anteilig, ohne Berücksichtigung THG-Emissionen Stromerzeugung AMS (KS95)
Verdichtung			
2030	-0,1% (0,1%)	0,0% (0,1%)	-0,1% (0,3%)
2050	0,0% (0,1%)	0,1% (0,1%)	- ¹⁾
Vorwärmung			
2030	-0,1% (0, %)	0,0% (0,0%)	-0,4% (0,0%)
2050	0,0% (0, %)	0,0% (0,0%)	- ¹⁾
Gasnetz gesamt			
2030	-0,1% (0,1%)	0,0% (0,1%)	-0,4% (0,3%)
2050	0,0% (0,1%)	0,1% (0,1%)	- ¹⁾

Anmerkung: ¹⁾ keine sektoralen Ziele für 2050

Auch bei der Einsparung von Primärenergie (abzüglich Stromerzeugung) gegenüber dem Absolutwert von 2008 leistet das Gasnetz einen geringen Beitrag um die 0,1 %. Der Bruttostromverbrauch hingegen steigt bei Einsatz der SKO und trägt zur Erhöhung des Bruttostromverbrauchs gegenüber 2014 bei. Im AMS-Szenario liegt der Beitrag sowohl für 2030 als auch für 2050 bei 0,6%, wobei Verdichtung und Vorwärmung jeweils etwa zur Hälfte beitragen. Im KS95-Szenario sind die Beiträge etwas niedriger mit 0,5 % (2030) und 0,4 % (2050).

Eine Lastverlagerung ist bei der Gasverdichtung im Transport kaum möglich, da vertraglich zugesagte Kapazitäten bedient werden müssen. Auch beim Vorwärmen des Gases gibt es kaum Flexibilität.

Die Einführung von Elektromotoren bei der Verdichtung im Gastransport führt im KS95-Szenario zu leichten Mehrkosten, da der Strompreis dann deutlich über dem Gaspreis liegt. Im AMS-Szenario hingegen ergeben sich sogar Einsparungen von ca. 47 Mio. €/a.

Die absoluten Umweltkosteneinsparungen steigen für das Gesamtnetz von 16 Mio. € im Jahr 2030 auf 126 Mio. € im Jahr 2050 (AMS-Szenario). Die Einsparung an Methan kompensiert also die Kosten für den Mehreinsatz an elektrischer Energie. Lediglich im Bereich der Vorwärmung können im AMS-Szenario durch Einsatz der SKO Umweltmehrkosten im relativ geringen Maße auftreten.

Tabelle 131: Beitrag des Gasnetzes zur Einsparung von Energie und zur Lastverlagerung (optimistisch realisierbares Szenario)

	Einsparung an Primärenergieverbrauch ggü. 2008 anteilig, abzüglich Stromerzeugung AMS (KS95)	Beitrag zur Erhöhung des Bruttostromverbrauchs ggü. 2014 AMS (KS95)	Beitrag zur Lastverlagerung (qualitativ, --;0;+;++)
Verdichtung			-
2030	0,1% (0,1%)	0,3% (0,3%)	
2050	0,1% (0,1%)	0,3% (0,2%)	
Vorwärmung			-
2030	0,0% (0,0%)	0,2% (0,2%)	
2050	0,0% (0,0%)	0,3% (0,1%)	
Gasnetz gesamt			-
2030	0,1% (0,1%)	0,6% (0,5%)	
2050	0,1% (0,1%)	0,6% (0,4%)	

Tabelle 132: Änderung der System- und Umweltkosten im Gasnetz bei Einsatz der SKO (optimistisch realisierbares Szenario) (- bedeutet Einsparung)

	absolute Systemkosten in Mio. €/a AMS (KS95)	absolute Umweltmehrkosten in Mio. €/a AMS (KS95)
Verdichtung¹⁾		
2030	+31 (-2)	+38 (+122)
2050	+47 (-79)	+143 (+214)
Vorwärmung		
2030		-22 (+5)
2050		-16 (+8)
Gasnetz gesamt		
2030		+16 (+127)
2050		+126 (+222)

¹⁾ absolute Mehrkosten nur für den Gastransport

8.6.4 Entwicklung Transformationspfad und Roadmap

Die Transformation des Gasnetzes findet unter den Vorzeichen einer relativ ausgereiften Technologie und einem relativ schnell wachsenden Marktanteil an elektrischen Betriebsmitteln statt.

E-Motoren als Verdichterantrieb stehen bereits heute zur Verfügung. Ihr Vorteil sind die etwas günstigeren Investitions- und Wartungskosten, vor allem aber der saubere Betrieb ohne lokale Abgasemissionen und die schnellen An- und Abfahrzeiten mit geringem Verschleiß. Lediglich die Anbindung an die Stromversorgung steigert den Invest stark.

Die Kopplung der Motoren mit Kolbenverdichtern ist aufgrund der ähnlichen Drehzahlen leichter, die Kopplung mit Strömungsverdichtern kann aber über ein Zwischengetriebe realisiert werden. Eventuell ergibt sich hier noch Entwicklungspotential.

Darauf aufbauend könnten die Fahrweisen von bivalenten Antriebssystemen verbessert werden, z. B. die Möglichkeit im Teillastbetrieb beider Systeme den Antrieb zu wechseln, sodass der Verdichter nicht zum Stehen kommt („on-fly“). Auch wenn im vorliegenden Bericht der komplette Umstieg auf strombasierte Betriebsmittel forciert wird, kann an einzelnen Standorten der Betrieb eines bivalenten Verdichters (übergangsweise) sinnvoll sein.

Die elektrische Vorwärmung befindet sich momentan noch in der Marktvorbereitungsphase. Da bisher nur in Einzelfällen elektrisch vorgewärmt wird, müssten zunächst in Feldversuchen Fahrweise und Wartungszyklen erprobt werden. Dabei wird sich auch zeigen, welche Technologie wie weit skalierbar ist. Die Strömungserhitzer haben hier evtl. Vorteile vor den Vorwärmern in Blockbauweise.

Momentan gibt es ca. 230 Verdichter im Transportnetz, die sich auf ca. 70 Stationen verteilen und 50 Untertageerdgasspeicher, die durch einen oder mehrere Verdichter befüllt werden. In den nächsten Jahrzehnten ist mit einem Rückgang des Gasabsatzes in Deutschland zu rechnen, trotzdem werden die meisten Anlagen noch über längere Zeit fortbestehen. Auch für eine geringere Gasmenge muss eine ausreichende Infrastruktur vorhanden sein und die Transportleitungen sind essenziell nicht nur für die nachgelagerten regionalen Verteilnetze und Großkunden in Deutschland, sondern auch für die Nachbarländer, die ihr Gas über die deutschen Ferngasleistungen beziehen.

Da der Elektromotor als Technologie bereits heute zur Verfügung steht, ist bei entsprechender Anreizsetzung ein rascher Markthochlauf möglich. Ebenso verhält es sich mit den elektrischen Vorwärmern. Da der Vorteil der elektrischen Vorwärmung vornehmlich die THG-Minderung ist, ist ein etwas langsamerer Markthochlauf sinnvoll, da zu späteren Zeitpunkten die THG-Emissionen des Stromes im Mittel niedriger sind.

Den Übergang von gasbasierten zu strombasierten Betriebsmitteln im Gasnetz kann die Politik durch Förderung kombiniert mit Restriktionen in verschiedenen Bereichen vorantreiben.

Gasturbinen werden weniger lukrativ, wenn die Emissionswerte für CO₂ und Luftschadstoffe (Feinstaub und NO_x) weiter verschärft werden. Reinigungsanlagen müssten dann zusätzlich angeschafft werden oder der Umstieg auf den emissionsarmen Elektromotor beim nächsten Erneuerungszyklus vorgenommen werden. Die CO₂-Emissionen fallen stärker ins Gewicht, wenn sie angemessen besteuert werden. Die European Union Emission Trading System (EU ETS) ist ein Weg dorthin; allerdings müssten die CO₂-Zertifikatspreise signifikant steigen, um wirklich einen Anreiz zum Technologiewechsel zu geben.

Neben diesen Instrumenten könnte man E-Motoren und Heizungen direkt oder indirekt fördern, z. B. durch Beteiligung an den meist sehr hohen Kosten zur Stromanbindung. Durch die Netzentgelte haben Energieunternehmen heute schon die Möglichkeit, ihre Infrastrukturkosten auf den Verbraucher umzulegen. Aufwendigere und kostenintensivere Lösungen, wie beispielsweise eine bivalente Auslegung eines Verdichters dürfen momentan aber nicht gewälzt werden.

In der Kostenanalyse wurde deutlich, dass die Energiekosten der wesentliche Gesichtspunkt bei der Auswahl der Technologie sind. Die Betriebsmittel im Gasnetz sind oft 20 Jahre und mehr im Einsatz, sodass eine möglichst kostengünstige Energieform verlässlich und über lange Zeit zur Verfügung stehen muss. Nichts hindert die Investition in neue strombasierte Technologien so, wie die ungewisse Aussicht bezüglich der zukünftig genutzten Energiequellen und der daraus resultierenden Bepreisung. Hier kann der Gesetzgeber durch verlässliche Politik auch über Legislaturperioden hinaus Vertrauen schaffen. Zudem könnten Maßnahmen erdacht werden, um den Brutto-Strompreis für Energieunternehmen zu senken, z. B. durch Befreiung der Unternehmen von der EEG-Umlage.

Abbildung 94: Roadmap Gasnetz für die Elektrifizierung von Betriebsmitteln

Gasnetz		2017	2020	2030	2050
		Markthochlauf	Massenmarkt	Ausbau Massenmarkt	
F&E	Verdichtung	Verbesserung der Zwischengetriebe zwischen Elektromotor und Transportverdichter			
	Vorwärmung	Erprobung und technische Verfeinerung der Fahrweise von bivalenten Verdichtern mit GT und EM auf einer Welle			
Markt	Verdichtung	ca. 70 Transportnetz-Stationen mit ca. 230 Verdichtern + ca. 50 Speicher mit ein bis mehreren Verdichtern		80 % transportiertes Gas mit E-Motor	100 % transportiertes Gas mit E-Motor
	Vorwärmung	5120 GDR/GDRA mit Drücken über 16 bar + ca. 50 Speicher (meist mit Vorwärmung)		60 % transportiertes Gas mit E-Heizung	100 % transportiertes Gas mit E-Heizung
Technologie	Antriebs-technologie Verdichter	Elektromotor gekoppelt mit Kolbenverdichter	Elektromotor gekoppelt mit Strömungsverdichtern		
	Heizsystem Vorwärmer	Strömungserhitzer und Vorwärmer in Blockbauweise		evtl. größere Anlagen	
Politik	Marktanreize	Ambitionierte Grenzwerte für CO ₂ und Feinstaub/NO _x		Grenzwertverschärfung <i>Alternativ: Verbot/Einschränkungen von gasbasierten Systemen</i>	
	Infrastruktur	Bepreisung CO ₂ entsprechend Klima- und Umweltwirkung			
	Strom	Direkte oder Indirekte Förderung von E-Motoren bzw. deren Infrastruktur (Trafo, Schaltfeld, Leitungen)			
		Umlegung der Investitionen (bivalenter) Strukturen auf das Netzentgelt erlauben			
		vergünstigter Strom z.B. Befreiung der Netzbetreiber von der EEG-Umlage oder Anreize zum Umrüsten			

Quelle: Eigene Darstellung, DVGW-EBI

9 Quellenverzeichnis

- Adolf, J. Balzer, C.; Haase, F.; Lenz, B.; Lischke, A.; Knitschky, G. (2016): Shell Nutzfahrzeug-Studie. Diesel oder alternative Antriebe – Womit fahren Lkw und Bus morgen?. Fakten, Trends und Perspektiven bis 2040. Hamburg: Shell Deutschland Oil GmbH.
- Adolf, J.; Balzer, C.; Joedicke, A.; Schabla U.; Wilbrand, K.; Rommerskirchen, S.; Anders, N.; Auf der Maur, A.; Ehrentraut, O.; Krämer, L.; Straßburg, S. (2014): Shell PKW-Szenario bis 2040. Fakten, Trends und Perspektiven für Auto-Mobilität. Kurzfassung. Hamburg: Shell Deutschland Oil GmbH.
- AGEB (2012): Energiebilanz der Bundesrepublik 2008. (Bearbeitungsstand Oktober 2012). Online verfügbar unter http://www.agen-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=druck_eb2008_04102012.xls, zuletzt geprüft am 13.06.2017.
- AGEB (2017): Auswertungstabellen zur Energiebilanz – 1990 – 2016. Berlin: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB).
- AGFW (2013): Transformationsstrategien Fernwärme. Frankfurt am Main: Arbeitsgemeinschaft Fernwärme.
- Agora Energiewende (2014a): Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potentialen und energiewirtschaftlichen Effekten. Berlin: Agora Energiewende.
- Agora Energiewende (2014b): Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage. Im Auftrag der Agora Energiewende. Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage. Berlin: Agora Energiewende.
- Agostini, M.; Brutti, S.; Navarra, M. A.; Panero, S.; Reale, P.; Matic, A.; Scrosati, B. (2017): A high-power and fast charging Li-ion battery with outstanding cycle-life. Scientific Reports, 7(1), 1104.
- Ackerman, P. (2016): eHighway – Electrified heavy-duty road transport. Vortragsfolien auf der Veranstaltung von P. Ackermann (Siemens): Truck CO₂ – time to turn up the voltage? Potential and challenges for electric road freight, February 16th, 2016, European Parliament.
- Albrecht, U.; Schmidt, P.; Weindorf, W.; Wurster, R.; Zittel, W. (2013): Kraftstoffstudie. Zukünftige Kraftstoffe für Verbrennungsmotoren und Gasturbinen. Abschlussbericht. Hg. v. Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V. (FVV). Frankfurt am Main: Ludwig Bölkow Systemtechnik GmbH (LBST). Online verfügbar unter http://www.fvv-net.de/cms/upload/Download/FVV-Kraftstoffstudie_LBST_2013-10-30.pdf, zuletzt geprüft am 06.12.2016.
- Ameling, D. (2007): Stahltag 2007. CO₂-Kopfsteuer als alternatives Instrument zum Emissionshandel vorgeschlagen. Hg. v. Stahlinstitut VDEh, Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.ask-eu.de/News/2332/Stahltag-2007-CO2-Kopfsteuer-als-alternatives-Instrument-zum-Emissionshandel-vorgeschlagen.htm>, zuletzt geprüft am 26.11.2016.
- American Physical Society (Hg.) (2011): Direct Air Capture of CO₂ with Chemicals. A Technology Assessment for the APS Panel on Public Affairs.
- Appl, M. (2011): Ammonia, 2. Production Processes. Hg. v. Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry. Dannstadt-Schauernheim (Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry).
- Arbeitsblatt G 499 (2007): Erdgas-Vorwärmung in Gasanlagen. Bonn: DFGW.
- Arens, R. A. (2012): Glasherstellung. Hohe Energiepreise zwingen zu mehr Energieeffizienz. Hg. v. VDI Verlag GmbH. Online verfügbar unter <http://www.ingenieur.de/Themen/Energieeffizienz/Glasherstellung-Hohe-Energiepreise-zwingen-zu-Energieeffizienz>, zuletzt geprüft am 07.10.2016.
- Arrow, K. et al. (2012): How should benefits and costs be discounted in an intergenerational context. Discussion paper – Expert panel, Resources for The Future, Washington.
- Automobil Industrie (2017): Toyota testet Brennstoffzellen-Lkw. Online verfügbar unter <http://www.automobil-industrie.vogel.de/toyota-testet-brennstoffzellen-lkw-a-602467/>, zuletzt geprüft am 18.08.2017.
- BAFA (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle) (Hg.) (2014): EnergieINFO. Rohölimporte 12/2013. Online verfügbar unter http://www.bafa.de/bafa/de/energie/mineraloel_rohoel/energieinfo_rohoel/2013/dezember.pdf, zuletzt geprüft am 18.11.2015.

- Beck, H.-P.; Schmidt, M. (2011): Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke. Abschlussbericht. Goslar: Energie-Forschungszentrum Niedersachsen.
- BEE (2013): Analyse der Kosten erneuerbarer Gase. Bochum: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Online verfügbar unter http://www.lbst.de/download/2014/20131217_BEE-PST_LBST_Studie_EEGase.pdf, zuletzt geprüft am 01.09.2017.
- Bergk, F.; Biemann, K.; Heidt, C.; Knörr, W.; Lambrecht, U.; Schmidt, T.; Ickert, L.; Schmied, M.; Schmidt, P.; Weindorf, W. (2016): Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- Biedermann, P.; Grube, T.; Höhle, B. (Hg.) (2006): Methanol as an Energy Carrier. Schriften des Forschungszentrums Jülich: Reihe Energietechnik, 55, Forschungszentrum Jülich GmbH.
- Birnbaum, U.; Bongartz, R.; Klever, Ph. (2015): Mikro-Kraftwärmekopplungsanlagen. In: Energietechnologien der Zukunft, Wiesbaden: Springer.
- Black, R.; Kasten P.; Hacker, F.; Mottschall, M. (2013): Treibhausgasneutraler Verkehr 2050: Ein Szenario zur zunehmenden Elektrifizierung und dem Einsatz stromerzeugter Kraftstoffe im Verkehr, Abschlussbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes zum Forschungsvorhaben „Verkehr 2050 – Entwicklung von Parametern und Skizzierung eines vereinfachten Energie und Emissionsszenarios“. Berlin: Öko-Institut e.V..
- BmBF-Forschungsvorhaben; EnBW, h-tec, Iolitec, Outotec, DVGW-EBI, Fraunhofer ISE, EBI CEB (2014): SEE – Speicherung elektrischer Energie aus regenerativen Quellen im Erdgasnetz.
- BMJV (2016): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz KWKG). Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/BINR249810015.html, zuletzt geprüft am 13.07.2017.
- BMU (2013): Schätzung der Umweltkosten in den Bereichen Energie und Verkehr -Empfehlungen des Umweltbundesamtes. Dessau-Roßlau: BMU
- BMU (2015): Definition der Elektromobilität nach der Bundesregierung. Online verfügbar unter <http://www.erneuerbar-mobil.de/glossar/elektromobilitaet-definition-der-bundesregierung>, zuletzt geprüft am 01.09.2017.
- BMUB (2014): Richtlinie zur Förderung von KWK-Anlagen bis 20 kWel (Mini-KWK-Richtlinie). Berlin: Bundesanzeiger vom 15.12.2014
- BMUB (2016): Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.
- BMUB (2017): Förderprogramm Erneuerbar Mobil des BMUB. Online verfügbar unter <http://www.bmub.bund.de/themen/luft-laerm-verkehr/verkehr/elektromobilitaet/bmub-foerderprogramm/foerderschwerpunkte-des-bmub/>, zuletzt geprüft am 06.07.2017.
- BMW (2017). Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Berlin: BMW
- BMVI (2014b): Analyse von Herausforderungen und Synergiepotentialen beim Zusammenspiel von Verkehrs- und Stromsektor. Studie im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVI in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Berlin: DLR). München: LBST; Heidelberg: ifeu; Leipzig: DBFZ; Berlin: DLR
- BMVi (2015): Bundesverkehrswegeplan 2030. Bundesminister für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). Berlin: BMVi.
- BMVI (2016): Nationaler Strategierahmen über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe als Teil der Umsetzung der Richtlinie 2014/94/EU. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur Referat G20 – Energie und Klimaschutz. Berlin: BMVI
- BMVI (2017a): Bekanntmachung Förderrichtlinie Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland. Berlin: Bundesanzeiger vom 15.02.2017.

BMVI (2017b): Startschuss für das Bundesprogramm Ladeinfrastruktur. Online verfügbar unter <https://www.bmvi.de/Shared-Docs/DE/Pressemitteilungen/2017/019-dobrindt-e-ladesaeulenoffensive.html>, zuletzt geprüft am 06.07.2017.

BMVI (2017c): Initiative klimafreundlicher Straßengüterverkehr – Fahrplan für einen klimafreundlichen Straßengüterverkehr (Antriebe und Kraftstoffe). Herausgeber: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). Leitung der Arbeitsgruppen Kaltschmitt, M. (Technische Universität Hamburg (TUHH) – Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft (IUE); Weinmann, O. (Vattenfall Europe Innovation GmbH); Wietschel, M. (Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung (ISI); Larroque, G. (TOTAL Deutschland GmbH); Schade, W. (M-FIVE GmbH); Schuckert, M. (Daimler AG). Berlin: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI).

BMWi (2015): Energieeffizienzstrategie Gebäude: Wege zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/energie-effizienz-strategie-gebäude-langfassung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 13.11.2016.

BMWi (2016a): Grünbuch Energieeffizienz – Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

BMWi (2016b): Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen in Deutschland 2015. Infografik. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/Energiedaten/Energiegewinnung-und-Energieverbrauch/energiedaten-energiegewinnung-verbrauch-09.html>, zuletzt geprüft am 03.08.2017.

BMWi (2016c): Bekanntmachung Richtlinie zur Förderung des Absatzes von elektrisch betriebenen Fahrzeugen (Umweltbonus). Berlin: Bundesanzeiger vom 01.07.2016.

BMWi (2016d): Die Energie der Zukunft. Fünfter Monitoring Bericht zur Energiewende. Ebrichtsjaahr 2015. Berlin: BMWi

BMWi (2016e) Energiedaten: Gesamtausgabe. <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/energiegewinnung-energieverbrauch.html>, aufgerufen am 11.11.2016.

BMWi (2016f): Energiepreise und Transparenz für Verbraucher: Preise: Der Gaspreis. <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiemarkt-und-Verbraucherinformationen/preise,did=657906.html>

BMWi (2017): Langfrist- und Klimaszenarien. Bericht der Studien „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland“ und „Auswirkungen der Klimaschutzziele und diesbezüglicher Maßnahmen auf den Energiesektor und den Ausbau der erneuerbaren Energien“. Projekte im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Auftragnehmer: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Consentec GmbH und Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu) unter Beteiligung der Unterauftragnehmer M-Five, Technische Universität Wien, TEP Energy GmbH und GEF Ingenieur AG.

BMWi, BMU (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. 28. September 2010.

Bohnet, M.(Hg.) (2011): Ullmann's encyclopedia of industrial chemistry. 7th, completely rev. ed. Weinheim: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA.

Böhringer, C. (1999): Die Kosten von Klimaschutz – Eine Interpretation für die mit quantitativen Wirtschaftsmodellen ermittelten Kostenanschätzungen; ZEW discussion paper 99-20, Mannheim: ZEW.

Boßmann, T. (2015): The contribution of electricity consumers to peak shaving and the integration of renewable energy sources by means of demand response. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie.

Brandstätter, R. (2008): Industrielle Abwärmenutzung – Beispiele & Technologien. Land Oberösterreich, Linz.

Breitschopf, B.; Diekmann, J. (2011): Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien (economic impact of RE deployment). In: Rüschen, T.; Gerhard, M.; Sandhhövel, A.: Finanzierung Erneuerbarer Energien. Eds. Frankfurt am Main: Frankfurt School Verlag GmbH.

Breitschopf, B.; Held, A. (2014): Guidelines for assessing costs and benefits of RET deployment, Project Acronym: DIA-CORE, Contract N°: IEE/12/833/SI2.645735, April 2014.

Breitschopf, B.; Held, A.; Resch, G. (2017): A concept to assess the costs and benefits of renewable energy use and distributional effects among actors: The example of Germany, forthcoming in Energy & Environment, 0(0) 1–27, 2017.

- British Glass (2014): UK glass manufacturing sector decarbonisation roadmap to 2050. Full Report. A Clear Future. Online verfügbar unter <http://www.britglass.org.uk/publications/download/a-clear-future-uk-glass-manufacturing-sector-decarbonisation-roadmap-to-2050-full-report>, zuletzt geprüft am 16.10.2015.
- Broehm, M.; Strefler, J.; Bauer, N. (2015): Techno-Economic Review of Direct Air Capture Systems for Large Scale Mitigation of Atmospheric CO₂.
- Bünger, U.; Landler, H.; Pschorr-Schoberer, E.; Schmidt, P.; Weindorf, W.; Jöhrens, J.; Lambrecht, U.; Naumann, K.; Lischke, A. (2014): Power-to-Gas (PtG) im Verkehr – Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven, Kurzstudie im Rahmen des Auftrags Wissenschaftliche Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVBS in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). Berlin: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR); Heidelberg: ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung; München: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Leipzig: Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH.
- Bund (2015): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, KWKG). Berlin: Bundesregierung.
- Bund (2011): Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz, EEWärmeG). Berlin: Bundesregierung.
- Bund (2014): Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung, EnEV 2014). Berlin: Bundesregierung.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. (09. April 2014). Die deutsche Klimaschutzpolitik. Online verfügbar unter <http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimapolitik-der-bundesregierung/>, zuletzt geprüft am 16.03.2015.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016): Die Energie der Zukunft – Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende – Berichtsjahr 2015. BMWi: Berlin
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; Bundeskartellamt (BNetzA) (2016): Monitoringbericht 2016. Bonn.
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2017): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016. Bonn.
- Bundesrat (2016): Beschluss des Bundesrates – Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen: Eine europäische Strategie für emissionsarme Mobilität. Drucksache 387/16 (Beschluss) 23.09.16. Vertrieb: Bundesanzeiger Verlag GmbH, Köln
- Bundesregierung (2016): Gesetz in Kraft getreten. Weitere Steuervorteile für Elektroautos. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2016/05/2016-05-18-elektromobilitaet.html>, zuletzt geprüft am 06.07.2017.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (Hg.) (2014): Erdgasbezugsquellen. Deutschlands Erdgasaufkommen nach Herkunftsländern 2000 bis 2013*. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/inter-net.nsf/id/4DCFB9FB04769A8C1257CB40035C42F/\\$file/Erdgasbezugsquellen%202000%20bis%202013%2006Feb2014_o_jaehrlich_Ki.pdf](https://www.bdew.de/inter-net.nsf/id/4DCFB9FB04769A8C1257CB40035C42F/$file/Erdgasbezugsquellen%202000%20bis%202013%2006Feb2014_o_jaehrlich_Ki.pdf), zuletzt geprüft am 07.09.15.
- Bündnis 90/Die Grünen (2017): Grünes Wahlprogramm zur Bundestagswahl 2017: Zukunft wird aus Mut gemacht. Online verfügbar unter https://www.gruene.de/ueber-uns/2017/gruenes-wahlprogramm-zur-bundestagswahl-2017-zukunft-wird-aus-mut-gemacht.html?pk_campaign=programm-hh-programm17, zuletzt geprüft am 21.08.2017.
- Buttermann, H.; Hillebrand, B. (2005): Die Bedeutung von Stahl-Werkstoffen als „Rohstoff“ für die Wirtschaftsstruktur in Deutschland. Hg. v. Energy Environment Forecast Analysis GmbH (EEFA). Münster, Berlin. Online verfügbar unter http://www.eefa.de/pdf/EEFA_Analysen_H04.pdf, zuletzt geprüft am 20.11.2016.
- BV Glas (2015): Jahresbericht 2014. Annual Report 2014. Düsseldorf.
- BWP (2013): BWP-Branchenstudie 2013 – Szenarien und politische Handlungsempfehlungen. Berlin: Bundesverband Wärmepumpe.

- BWP (2017): 17 Prozent Marktwachstum machen 2016 zum Wärmepumpen-Rekordjahr. Pressemitteilung vom 23. Januar 2017. Berlin: Bundesverband Wärmepumpe.
- CBC News (2015): Calgary company ready to capture carbon in Squamish 'pilot plant. Online verfügbar unter <http://www.cbc.ca/news/canada/calgary/c02-carbon-capture-environment-carbon-engineering-1.3268258>. zuletzt geprüft am 02.09.2017.
- Cerbe, G.(Hg.) (2008): Grundlagen der Gastechnik. Gasbeschaffung – Gasverteilung – Gasverwendung; mit 102 Beispielen, 66 Aufgaben. 7. Aufl. München, Wien: Hanser.
- Choudhury, R. (2002): Well-to-Wheel Analyse des Energieverbrauchs und der Treibhausgas-Emissionen von fortschrittlichen Kraftstoff/Fahrzeug-Systemen – Eine europäische Studie. Präsentiert auf der Hart World Fuels Conference – Brüssel, 21. Mai 2002.
- Climeworks (Hg.) (2015): Online verfügbar unter http://www.climeworks.com/tl_files/climeworks/downloads/2015_10_21_CW_PR%20Beta%20Plant.pdf, zuletzt geprüft am 02.02.2016.
- Clinton, B; Brown, A.; Davidson, C.; Steinberg, D. (2015): Impact of Direct Financial Incentives in the Emerging Battery Electric Vehicle Market: A Preliminary Analysis. National Renewable Energy Laboratory, Department of Economics, University of Colorado – Boulder, February 2015.
- Dallinger, D. (2013): Plug-in electric vehicle integrating fluctuating renewable electricity. In: Erneuerbare Energien und Energieeffizienz, Band 20.
- DB Netz AG (2015). ABS 48: Ausbaustrecke München-Lindau-Grenze D/A. Finanzierung, DB Netz AG. Online verfügbar unter <http://www.abs48.com/gesamtprojekt/finanzierung>, zuletzt geprüft am 02.09.2017.
- den Boer, E.; Aarnik, S.; Kleiner, F.; Pagenkopf, J. (2013): Zero emissions trucks. An overview of state-of-the-art technologies and their Potential. Delft: CE Delft; Stuttgart: German Aerospace Center.
- Dena (2010): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025. Berlin: Deutsche Energie Agentur GmbH.
- Dena (2013): Strategieplattform Power-to-Gas – Positionspapier. Berlin: Deutsche Energie Agentur GmbH.
- Dena (2016): Multi-Use von Flexibilitätäten senkt die Kosten der Energiewende. dena-NETZFLEXSTUDIE. Online verfügbar unter https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9192_dena-Factsheet_dena-Netzflexstudie.pdf, zuletzt geprüft am 08.05.2016.
- Dena (2017): Sektorkopplung: Alles mit allem verbinden. Online verfügbar unter <https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/sektorkopplung/>, zuletzt geprüft am 05.08. 2017.
- De Shazo, J.R.; Sheldon, T.L.; Carson, R.T. (2014): Designing Policy Incentives for Cleaner Technologies: Lessons from California's Plug-in Electric Vehicle Rebate Program. Working paper.
- DLR (2014): LNG als Alternativkraftstoff für den Antrieb von Schiffen und schweren Nutzfahrzeugen. Kurzstudie im Rahmen des Auftrags Wissenschaftliche Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVBS in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffe und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI).
- DLR, Fraunhofer IWES, IFNE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; Kassel: Fraunhofer IWES; Teltow: Ingenieurbüro für neue Energien.
- Doetsch, C., Grevé, A., Hochloff, P., von Appen, J., Trost, T., Gerhardt, N., Puchta, M., Jentsch, M., Schreiber, M., Rohrig, K., Meyer, B., Wendorff, M., Hashemi, A. und Kanngießer, A. (2015). Metastudie "Energiespeicher". Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT und Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystem-technik IWES. Oberhausen: Umsicht.
- Doll, C.; Hartwig, J.; Senger, F.; Schade, W.; Maibach, M.; Sutter, D.; Bertschmann, D.; Lambrecht, U.; Knörr, W.; Dünnebeil, F. (2012): Wirtschaftliche Aspekte nichttechnischer Maßnahmen zur Emissionsminderung im Verkehr. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA). Karlsruhe: Fraunhofer ISI; Zürich: INFRAS; Heidelberg: IFEU.

- Dorsch, H. (2015): Technologie, Betrieb und Instandhaltung von Erdgas-Verdichteranlagen. Gaskurs der DVGW-Forschungsstelle. Karlsruhe: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V..
- Dreesmann, G. (2000): Beschaffungsoptimierung eines Erdölraffineriebetriebs unter Berücksichtigung von Risiken. Dissertation. Universität Hamburg. Fachbereiches Wirtschaftswissenschaften.
- Dünnebeil, F.; Reinhard, C.; Lambrecht, U.; Kies, A.; Hausberger, S.; Rexeis, M. (2015): Zukünftige Maßnahmen zur Kraftstoff einsparung und Treibhausgasminde rung bei schweren Nutzfahrzeugen, Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, TEXTE 32/2015, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH und Institut für Verbrennungskraftmaschinen und Thermodynamik, Technische Universität Graz. Dessau: Umweltbundesamt (UBA).
- DVGW (2013): Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. DVGW-Projekt G1-07-10. Karlsruhe: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V..
- DVGW (2014a): Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie. Karlsruhe: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V..
- DVGW (2014b): Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten.
- DVGW (2014c): Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas-Konzepten.
- DVGW (2014d): Vergleich der biologischen und katalytischen Methanisierung für den Einsatz bei PtG-Konzepten. Abschlussbericht DVGW-Förderkennzeichen G 3/01/13.
- DVGW (2015): Studie über den Nutzen der PtG-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze. DVGW-Forschungsvorhaben G3 03 12 Teil 2. Karlsruhe: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V..
- DVGW (2017); Referat Infrastruktur (21.08.2017): Anzahl an Gasdruckregelanlagen Deutschland.
- EAA (2008): Environmental Profile Report for the European Aluminium Industry. Düsseldorf: European Aluminium Association.
- Ecker, A.; Winter, B. (2000): Stand der Technik bei Raffinerien im Hinblick auf die IPPC-Richtlinie, Umweltbundesamt Österreich, Monographien Band 119, Wien.
- Edgar, R.; Holcroft, C.; Pudner, M.; Hardcastle, G. (2008): UK GLASS MANUFACTURE. A mass balance study. Hg. v. GTS. Online verfügbar unter www.britglass.org.uk/publications/download/uk-glass-manufacture-a-mass-balance-study-2008, zuletzt geprüft am 10.10.2016.
- EHPA (2012): Outlook 2012 – European Heat Pump Statistics. Brüssel: European Heat Pump Association.
- electrive.net (2015): eMobility-Dashboard – 2014. Online verfügbar unter <https://www.electrive.net/wp-content/uploads/2015/05/eMobility-Dashboard-2014.pdf>, zuletzt geprüft am 01.09.2017.
- electrive.net (2017): Schweiz: Esoro erhält Zulassung für Brennstoffzellen-Lkw. Online verfügbar unter <https://www.electrive.net/2017/06/03/schweiz-esoro-erhaelt-zulassung-fuer-brennstoffzellen-lkw/>, zuletzt geprüft am 08.08.2017.
- ELMESS-Thermosystemtechnik GmbH & Co. KG (2014): Strombetriebene Gasvorwärmer. Expertengespräch am 23.03.14 in der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut.
- e-mobil BW (2016): Kommerzialisierung der Wasserstofftechnologie in Baden-Württemberg – Rahmenbedingungen und Perspektiven. Herausgeber: e-mobil BW GmbH – Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie, Cluster Brennstoffzelle BW, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Ministerium für Finanzen und Wirtschaft Baden-Württemberg, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Ministerium für Verkehr und Infrastruktur Baden-Württemberg. e-mobil BW GmbH: Stuttgart.
- EU – JRC (2012): Best available technologies for the heat and cooling market in the European Union. European Commission, Joint Research Centre (JRC) Institute for Energy and Transport, Ispra: JRC.
- EU – JRC (2014): Well-to-Whell analysis of future automotive-fuels and powertrains in the European context, Report Version .4.a, JEC Well-to-Whell analysis, European Commission, Joint Research Centre (JRC) , Institute for Energy and Transport, Ispra: JRC.

- EU (2009): Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 zur Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte. Brüssel: Europäische Union.
- EU Kommission (2011): Fahrplan zu einem einheitlichen europäischen Verkehrsraum – Hin zu einem wettbewerbsorientierten und ressourcenschonenden Verkehrssystem. Weißbuch der Europäischen Kommission. Brüssel: Europäische Kommission.
- EU Kommission (2016): Übereinkommen von Paris. Amtsblatt der Europäischen Union. Online verfügbar unter <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L:2016:282:FULL&from=DE>, zuletzt geprüft am 01.09.2017.
- Euroelectric (Hg.) (2011): Electrification of Heating and Cooling. A EURELECTRIC Policy Paper. Online verfügbar unter http://www.euroelectric.org/media/26110/final_policy_paper-electrification_of_heating_and_cooling-2011-421-0001-01-e.pdf, aufgerufen am 20.11.2015.
- European Climate Foundation. Roadmap 2050. Online verfügbar unter www.roadmap2050.eu, zuletzt geprüft am 26.03.2015.
- European Commission (2007): Reference Document on Best Available Techniques for the Manufacture of Large Volume Inorganic Chemicals – Ammonia, Acids and Fertilisers. Integrated Pollution Prevention and Control. Online verfügbar unter http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/lvic_aaf.pdf, zuletzt geprüft am 04.09.2017.
- European Commission (2013a): Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Manufacture of Glass. Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control). Joint Research Centre, Institute for prospective technological studies (JRC Reference Report). Luxemburg: Joint Research Center.
- European Commission (2013b): Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Iron and Steel Production. Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control). Joint Research Centre, Institute for prospective technological studies (JRC Reference Report). Luxemburg: Joint Research Center.
- European Commission (2015): Impact Assessment – Methods, Modells and Cost and Benefits. Online verfügbar unter http://ec.europa.eu/smart-regulation/guidelines/toc_tool_en.html, zuletzt geprüft am 04.09.2017.
- EUWID Neue Energien (2015): Produktion von Methanol aus Wasserstoff und Kohlekraftwerksabgasen in Lünen geplant | EUWID Neue Energien. EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst (EUWID Neue Energien, 05). Online verfügbar unter <https://www.euwid-energie.de/produktion-von-methanol-aus-wasserstoff-und-kohlekraftwerksabgasen-in-luenen-geplant/>, zuletzt geprüft am 04.09.2017.
- EVRAZ (2010): Credit suisse global steel & mining conference, 22.09.2010. Online verfügbar unter http://www.slide-share.net/evraz_company/credit-suisse-global-steel-mining-conference-22-23-2010, zuletzt geprüft am 25.11.2016.
- EWI, GWS, Prognos. (2014). Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Basel: Prognos AG; Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln; Osnabrück: Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH.
- EWI, Öko-Institut, Prognos. (2014). Baseline Clearing 2020. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln; Berlin: Öko-Institut; Basel: Prognos AG.
- Fachverband Biogas e.V. (2012): Branchenzahlen 2011 und Branchenentwicklung 2012/2013 – Vergleich ausgewählter Branchenzahlen. Freising: Fachverband Biogas e.V..
- Fachworkshop, 2016: „Hybrid-Oberleitungs-Lkw: Potentiale zur Elektrifizierung des schweren Güterverkehrs“. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (Berlin). Berlin, 01.03.2016.
- Fernleitungsnetzbetreiber Gas (2015): Inputliste Modellierung zum Netzentwicklungsplan Gas 2015. Online verfügbar unter <http://www.fnb-gas.de/de/netzentwicklungsplan/nep-2015.html>, zuletzt aktualisiert am 22.10.2015.
- Firma ELMESS-Thermosystemtechnik GmbH & Co. KG (Hg.) (2015): Technische Beschreibung elektrischer Vorwärmer. Uelzen.
- Fleiter, T.; Schломann, B.; Eichhammer, W. (Hg.) (2013): Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Einsparpotentiale, Hemmnisse und Instrumente. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.
- FNB Gas (Hg.) (2015): Netzentwicklungsplan Gas 2014. Berlin: Fernleitungsnetzbetreiber Gas.

- Fraunhofer ISE; FCBAT (2011): Stand und Entwicklungspotential der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. NOW-Studie. Freiburg: Fraunhofer ISE; Ulm: FCBAT.
- FVV (2013): Kraftstoffstudie. Zukünftige Kraftstoffe für Verbrennungsmotoren und Gasturbinen. Frankfurt am Main.
- FWU (2012): Forschungsvorhaben Fernwärmemodellstadt Ulm – EnEff: Wärme – Exergetische Optimierung der Fernwärmeversorgung Ulm. Ulm: Fernwärme Ulm GmbH.
- GASCADE Gastransport GmbH (Hg.): Netzdaten Gascade. Online verfügbar unter <https://gascade.biz/ivo/>, zuletzt geprüft am 02.09.15.
- GASCADE Gastransport GmbH (Hg.): Verdichterstationen der Gascade. Eischleben und Reckrod. Online verfügbar unter <https://www.gascade.de/netzinformationen/verdichterstationen>, zuletzt geprüft am 07.09.15.
- Genoese, F. (2013): Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie (KIT).
- GIE – Gas Infrastructure Europe (Hg.): Storage data. Daily historical data 2010-2013. Online verfügbar unter <http://transparency.gie.eu/index.php>, zuletzt geprüft am 04.09.2017.
- GIE – Gas Infrastructure Europe: storage data Germany. current. Online verfügbar unter <http://transparency.gie.eu/index.php>, zuletzt geprüft am 04.09.2017.
- Gielen, D. (2007): Tracking Industrial Energy Efficiency and CO2 Emissions. Paris: International Energy Agency (Hg.).
- Glass Alliance Europe (2015): Panorama of the EU glass industries 2014. Brüssel: Glass Alliance Europe.
- Glass For Europe (2015a): World Market Structure. Online verfügbar unter <http://www.glassforeurope.com/en/industry/global-market-structure.php>, zuletzt geprüft am 04.09.2017..
- Glass For Europe (Hg.) (2015b): Flat Glass Industry Facts and Figures. Online verfügbar unter <http://www.glassforeurope.com/en/industry/facts-and-figures.php>, zuletzt geprüft am 04.09.2017.
- Gnann, T.; Plötz, P.; Zischler, F.; Wietschel, M. (2012): Elektromobilität im Personenwirtschaftsverkehr – eine Potentialanalyse. Working Paper Sustainability and Innovation. Karlsruhe: Fraunhofer ISI.
- Gnann, T. (2015): Market Diffusion of Plug-In Electric Vehicles and their Charging Infrastructure. Karlsruhe: Fraunhofer ISI, S. 146. Online verfügbar unter <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-364342.html>, zuletzt geprüft am 01.09.2017.
- Gnann, T.; Wietschel, M.; Kühn, A.; Thielmann, A.; Sauer, A.; Plötz, P.; Moll, C.; Stütz, S.; Rüdiger, D.; Schellert, M.; Waßmuth, V.; Paufler-Mann, D.: (2017): Brennstoffzellen-Lkw: kritische Entwicklungshemmnisse, Forschungsbedarf und Marktpotential. Studie im Rahmen der Wissenschaftlichen Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung. Karlsruhe: Fraunhofer ISI
- Goepfert, A.; Czaun, M.; Surya Prakash, G. K.; Olah, G. A. (2012): Energy Environ. Sci., 5, 7833–7853.
- Gray, P. (2014): Iron ore outlook and impact on cost competitiveness of steel. Hg. v. Wood Mackenzie.
- Green Rhino Energy (2013): Value Chain Activity: Manufacturing Solar Glass. Online verfügbar unter http://www.greenrhino-energy.com/solar/industry/ind_15_solarglass.php, zuletzt geprüft am 04.09.2017.
- Gritsch, A. (2007): Kompaktreformer für die dezentrale Wasserstoffbereitstellung aus Erdgas. Hg. v. Chemie Ingenieur Technik 2007, 79, No.6, S. 821-830.
- Grontmij (2010): Elektriska vägar – elektrifiering av tunga vägtransporter. Förstudie. Stockholm: Grontmij.
- Gubkina, N.; Weinfurter, T.; Köppel, W.; Koch-McDaniel, A. (2014): Power-to-Gas Technologies in Germany. State of the Art and Perspectives. Karlsruhe: DVGW – Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).
- Guzzella, L.; Sciarretta, A (2013): Vehicle Propulsion Systems-Introduction to Modeling and Optimization. 3rd edition. Wiesbaden: Springer.
- h2mobility (2016): h2mobility – Wasserstoff tanken. Online verfügbar unter <http://h2-mobility.de/>, zuletzt geprüft am 01.09.2017.
- Hacker, F.; Harthan, R.; Kasten, P.; Loreck, C.; Zimmer, W. (2011): Marktpotentiale und CO₂-Bilanz von Elektromobilität. Arbeitspakete 2 bis 5 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotentiale von Elektrofahrzeugen. Anhang

zum Schlussbericht im Rahmen der Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich der Elektromobilität des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin: Öko-Institut.

Hacker, F.; von Waldenfels, R.; Moschall, M. (2015): Wirtschaftlichkeit von Elektromobilität in gewerblichen Anwendungen - Betrachtung von Gesamtnutzungskosten, ökonomischen Potentialen und möglicher CO₂-Minderung. Im Auftrag der Begleitforschung zum BMWi Förderschwerpunkt IKT für Elektromobilität II: Smart Car – Smart Grid – Smart Traffic. Abschlussbericht. Berlin: Öko-Institut.

Hartmann, N.; Eltrop, L.; Bauer, N.; Salzer, J.; Schwarz, S.; Schmidt, M. (2012): StromSpeicherpotentiale für Deutschland. Stuttgart: Zentrum für Energieforschung Stuttgart (ZfES).

HBEFA (2014): Handbook Emission Factors for Road Transport Version 3.1. Zürich: INFRAS

Heidelck, R.; Kruse, H.; Laue, H.-J. (2000): Wärmepumpen in Gewerbe und Industrie – Ein Überblick. Hannover: Informationszentrum Wärmepumpen und Kältetechnik e.V..

Helms, H.; Jöhrens, J.; Kämper, C.; Giegrich, J.; Liebich, A.; Vogt, R.; Lambrecht, U. (2016): Weiterentwicklung und vertiefte Analyse der Umweltbilanz von Elektrofahrzeugen. UBA Texte 27/2016. Dessau: Umweltbundesamt.

Hennings, W.; Linssen, J. (2015): Elektromobilität. In Wietschel, M.; Ullrich, S.; Markewitz, P.; Schulte, F.; Genoese, F. (Hg.) (2015): Innovative Energietechnologien für die Zukunft. Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze. Aufl. 2015. Wiesbaden.

Hey, C. (2016): Postfossil Freight Transport – Assessment of strategy approaches. Vortragsfolien auf der Veranstaltung German Advisory Council on the Environment (SRU): Truck CO₂ – time to turn up the voltage? Potential and challenges for electric road freight, February 16th, 2016, European Parliament.

Holzhey M. (2014): Schienennetz 2025/2030: Ausbaukonzeption für einen leistungsfähigen Schienengüterverkehr in Deutschland. UBA Texte 42/2010, Dessau: Umweltbundesamt.

Homann, K.; Hüwener, T. (2017): Handbuch der Gasversorgungstechnik. Logistik - Infrastruktur - Lösungen. Kapitel 10: Verdichterstationen. 1. Auflage: Deutscher Industrieverlag GmbH.

Horn, M.; Higman, C.; von Garnier, A.; Marscheider-Weidemann, F. (2005): Auswirkungen der in Deutschland und in Ländern der EU bestehenden Umweltschutzanforderungen auf die Wettbewerbssituation der deutschen Mineralölwirtschaft. Karlsruhe: Universität Karlsruhe (TH); Berlin: DIW; Karlsruhe: Fraunhofer ISI.

Hülsmann, F.; Mottschall, M.; Hacker, F.; Kasten, P. (2014): Konventionelle und alternative Fahrzeugtechnologien bei Pkw und schweren Nutzfahrzeugen – Potentiale zur Minderung des Energieverbrauchs bis 2050. Working Paper. Berlin: Öko-Institut e.V.. Online verfügbar unter <http://www.oeko.de/oekodoc/2105/2014-662-de.pdf>, zuletzt geprüft am 01.09.2017.

Hydrogeit (2016): Wissen/Brennstoffzellen. Hydrogeit. Online verfügbar unter <http://www.hydrogeit.de/bz-typen.htm>, zuletzt geprüft am 01.09.2017.

IEA (Hg.) (2015): World Energy Outlook 2015.

IEA (2017): Energy Technology Perspectives 2017 – Catalysing Energy Technology Transformations. International Energy Agency (IEA).

IEAGHG (2011): Potential for Biomass and Carbon Dioxide Capture and Storage. Report 2011/06.

IFEU (2010): Aktualisierung „Daten- und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2030“ (TREMODO, Version 5.3) für die Emissionsberichtserstattung 2013 (Berichtsperiode 1990-2011). Endbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes, Heidelberg: IFEU.

Industrieverband Agrar e.V. (2014): Wichtige Zahlen. Düngemittel. Produktion Markt Landwirtschaft. Unter Mitarbeit von H.-P. Wodsak, H.-J. Wißmann, F. Mester, S. Anders, D. Pradt und S. Hartmann. Frankfurt am Main: Industrieverband Agrar e.V..

Infras (2008): Systementscheid Antriebskonzept Stadtbuss Winterthur. Grundlagenbericht.

Infras (2011): Trolleybusstrategie. Schlussbericht. Im Auftrag der Verkehrsbetriebe der Stadt Zürich VBZ.

International Energy Agency (IEA) (2017): Global EV Outlook 2017. Paris: IEA Publications.

IPCC (2014): Climate Change 2014: Impacts Adaptation and Vulnerability. Fünfter Sachstandsbericht des Weltklimarates. Genf: Intergovernmental Panel in Climate Change.

ISO 3977-9 (1999): Gas turbines – Procurement – Part 9: Reliability, availability, maintainability and safety.

IWES (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Endbericht einer Studie gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Bearbeitet durch die Institute Fraunhofer IWES, Fraunhofer IBP, IFEU, Stiftung Umweltenergierecht. Kassel: Fraunhofer IWES.

Jering, A.; Klatt, A.; Seven, J.; Ehlers, K.; Günther, J.; Ostermeier, A.; Mönch, L. (2013): Globale Landflächen und Biomasse nachhaltig und ressourcenschonend nutzen. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA).

Jess, A.; Kaiser, P.; Kern, C.; Unde, R.B.; von Olshausen, C. (2011): Considerations concerning the energy demand and energy mix for global welfare and stable ecosystems. Chemie Ingenieur Technik, 83(11), 1777-1791.

Jess, A.; Kern, C. (2009): Energieverbrauch und Kosten der Herstellung von Mineralölprodukten in Deutschland. In: Erdöl, Erdgas, Kohle, 125, Jg. 2009, Heft 5, S. 207–214.

Jochem, P. ; Doll, C. (2015): External Costs of Electric Vehicles. Transportation Research Part D: Transport and Environment. Elsevier.

Jochem, P.; Brendel, C.; Reuter-Oppermann, M.; Fichtner, W.; Nickel, S. (2016): Optimizing the allocation of fast charging infrastructure along the German autobahn. Journal of Business Economics, 86(5), 513-535.

Joest, S.; Wietschel; M. Fichtner, M.; Bünger, U.; Stiller, C.; Schmidt, P.; Merten, F. (2009): GermanHY – „Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?“. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) und in Abstimmung mit der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW). Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).

Kasten, P.; Mottschall, M.; Köppel, W.; Degünther, C.; Schmied, M.; Wütherich, P. (2016): Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. Dessau-Roßlau: Öko-Institut e.V..

Kaßmann, M. (2014): Grundlagen der Verpackung: Leitfaden für die fächerübergreifende Verpackungsausbildung, Beuth Studium, Beuth Verlag GmbH.

KBA (2013): Fahrzeugzulassungen (FZ): Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen. Flensburg: Kraftfahrtbundesamt.

KBA (2014): Bestand an Nutzfahrzeugen, Kraftfahrzeugen insgesamt und Kfz-Anhängern nach technischen Daten (Größenklassen, Motorisierung, Fahrzeugklassen und Aufbauarten) (FZ 25), Stichtag: 1. Januar 2014. Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt (KBA)

KBA (2015): Fahrzeugzulassungen (FZ)- Bestand an Nutzfahrzeugen, Kraftfahrzeugen insgesamt und Kraftfahrzeuganhängern nach technischen – 1. Januar. Kraftfahrzeugbundesamt. Online verfügbar unter http://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2014/fz25_2014_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 01.09.2017.

KBA (2017): Personenkraftwagen am 1. Januar 2017 nach ausgewählten Merkmalen. Online verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Ueberblick/2017_b_barometer.html?nn=1133288, zuletzt geprüft am 01.09.2017.

Kirchner, A.; Koziel, S.; Mayer, N.; Kunz, C. (2016): METAANALYSE – Flexibilität durch Kopplung von Strom, Wärme & Verkehr. Forschungsradar Energiewende. Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien e.V..

KLIB (2015): Kompetenznetzwerk Lithium-Ionen Batterien: Forschung und Entwicklung für Lithium-Batterien, KLiB-Vorschlag für zukünftige Förderprogramme, Kompetenznetzwerk Lithium-Ionen-Batterien e.V. (KLiB).

Klobasa, Marian (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Dissertation, ETH Zürich.

Klobasa, Marian (2013): Lastmanagement – Erfahrungen und zukünftiger Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien. Energie Speicher Symposium am 13.03.2013. Stuttgart.

Klobasa, M.; Angerer, G.; Lüllmann, A.; Schleich, J.; Buber, T.; Gruber, A.; Hünecke, M.; von Roon, S. (2013): Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland. Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft. Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin: Agora Energiewende.

Konstantin, P. (2009): Praxisbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Heidelberg: Springer-Verlag.

Köpke, R. (2016): Ausgebremst. Energie&Management Jahrgang 2016 (13/14), S. 17.

Köppel, W.; Buchholz, D.; Götz, M.; Kussin, P.; Wonneberger, A.-M. (2011): Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern (Teilprojekt I). Abschlussbericht Phase I. Karlsruhe: Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVWG).

Köppel, W.; Degünther, Ch.; Wietschel, M.; Haendel, M.; Michaelis, J.; Doll, C.; Schломann, B. (2018): Integration erneuerbarer Energien: Elektrifizierung von Betriebsmitteln im Gasnetz. Teilvorhaben 2: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen. Endbericht zu UFOPLAN 2014 – FZK 3714 41 107 2. Hg. v. Umweltbundesamt. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI); DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT.

Korzhenevych, A.; Nehmen, N.; Bröcker, J.; Holtkamp, M.; Meier, H.; Gibson, G.; Varma, A.; Cox, V. (2014): Update of the Handbook on External Costs of Transport. Studie im Auftrag der Europäischen Kommission, DG-MOVE. London: RICARDO-AEA; Mailand: TRT; Berlin: DIW-econ; Kiel: CAU.

Krewitt, W.; Schломann, B. (2006): Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart: DLR, Institut für Technische Thermodynamik; Karlsruhe: Fraunhofer ISI.

Kreyenberg, D.; Lischke, A.; Bergk, F.; Dünnebeil, F.; Heidt, C.; Knörr, W.; Raksha, T.; Schmidt, P.; Weindorf, W.; Naumann, K.; Majer, S.; Müller-Langer F. (2015): Erneuerbare Energien im Verkehr. Potentiale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger; Studie im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVI in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). Berlin: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Institut für Verkehrsforschung, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (IFEU), Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Deutsches Biomasseforschungszentrum GmbH (DBFZ).

Kronenberg, D. (2015): Climeworks AG builds first commercial scale CO2 Capture Plant. PRESS RELEASE. Hg. v. Climeworks AG. Zürich. Online verfügbar unter http://www.climeworks.com/wp-content/uploads/2015/10/2015_10_21_CW_PR-Beta-Plant.pdf, zuletzt geprüft am 05.09.2017.

Kuckshinrichs, W. (Hg.) (2013): CO2-Abscheidung, -Speicherung und -Nutzung. Technische, wirtschaftliche, umweltseitige und gesellschaftliche Perspektive. Jülich: Forschungszentrum Jülich (Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt, 164).

Kuczera, M. (2003): Herstellung umweltfreundlicher Kraftstoffe bei der MiRO in Karlsruhe. VDI-GET Vortrags-Veranstaltung WS 2003/04. Universität Karlsruhe, 02.12.2003.

Lackner, K.S.; Grimes, P.; Ziock, H.-J. (1999a): Capturing Carbon Dioxide from Air. Sourcebook 57(9), S. 6-20.

Lackner, K.L.; Grimes, P.; Ziock, H.-J. (1999b): Proceedings of the 24th Annual Conference on Coal Utilization and Fuel Systems, Clearwater, FL, USA.

Lambauer, J.; Fahl, U.; Ohl, M.; Blesl, M.; Voß, A. (2008): Industrielle Großwärmepumpen – Potentiale, Hemmnisse und Best-Practice-Beispiele. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER).

Lechtenböhrer, S.; Dienst, C.; Assonov, S.; Brenninkmeijer, C. (2005): Treibhausgasemissionen des russischen Erdgas- Exportpipeline-Systems. Ergebnisse und Hochrechnungen empirischer Untersuchungen in Russland. Projekt im Auftrag der E.ON Ruhrgas AG. Wuppertal: UmweltEnergie GmbH; Mainz: Max-Planck-Institut für Chemie.

Lechtenböhrer, S.; Nilsson, L.J.; Åhman, M. (2015): Decarbonising the energy intensive basic materials industry through electrification – implications for future EU electricity demand. Lund: Lund University.

LIAG- Leibniz-Institut für Angewandte Geologie (2015): Temperaturfeld im Untergrund Deutschlands. Online verfügbar unter <https://www.liag-hannover.de/s/s4/forschungsfelder/temperaturfeld-im-untergrund-deutschlands.html>, zuletzt geprüft am 07.09.2015.

- Lieven, T. (2015): Policy measures to promote electric mobility – A global perspective. Transportation Research Part A: Policy and Practice, Volume 82, December 2015, Pages 78-93, Online verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.1016/j.tra.2015.09.008>, zuletzt geprüft am 01.09.2017.
- Maibach, M.; Schreyer, C.; Sutter, D.; van Essen, H.P.; Boon, B.H.; Smokers, R.; Schrotten, A.; Doll, C.; Pawlowska, B.; Bak, M. (2008): Handbook on estimation of external costs in the transport sector. Bericht im Rahmen der Studie Internalisation Measures and Policies for All external Cost of Transport (IMPACT) im Auftrag der Europäischen Kommission. Delft: CE Delft; Zürich: Infras; Karlsruhe: Fraunhofer ISI; Danzig: Universität Danzig.
- Maibach, M.; Zuber, J.; Doll, C.; Rothengatter, W.; Sieber, N. (2000): External Costs of Transport: Accident, Environmental and Congestion Costs of Transport in Western Europe. Studie für den internationalen Eisenbahnverband. Paris: UIC; Zürich: Infras; Karlsruhe: Universität Karlsruhe.
- Manaset, E.; Galitsky, C.; Worrell, E.; Graus, W. (2008): Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for the Glass Industry. An ENERGY STAR Guide for Energy and Plant Managers. Hg. v. Ernest Orlando Lawrence Berkley National Laboratory. Online verfügbar unter <https://www.energystar.gov/ia/business/industry/Glass-Guide.pdf>, zuletzt geprüft am 08.10.2016.
- Marcogaz (Hg.) (2012): Gas infrastrukture. Position Paper on BAT. Technical Association Of The European Natural Gas Industrie (WG-AE-12-29).
- Marcu, A.; Roth, S.; Stoefs, W.; Egenhofer, C.; Schrefler, L. (2014): For a study on composition and drivers of energy prices and costs in energy intensive industries: the case of the flat glass industry. NO ENTR/2008/006 LOT 4. Brüssel: Centre for European policy studies.
- McKinsey (2010): A portfolio of power-trains for Europe: a fact-based analysis – The role of Battery Electric Vehicles, Plug-in Hybrids and Fuel Cell Electric Vehicles. Online verfügbar unter http://www.eesi.org/files/europe_vehicles.pdf, zuletzt geprüft am 01.09.2017.
- Methanol Fuels (2016): Learn more about exciting demonstration projects using methanol as a vehicle fuel from around the world. MethanolFuels. Online verfügbar unter methanolfuels.org/about-methanol/environment, zuletzt geprüft am 07.12.2016.
- Miara, M. Günther, D.; Kramer, T.; Oltersdorf, T.; Wapler, J. (2011): Wärmepumpen Effizienz – Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb. Freiburg: Fraunhofer ISE
- Michaelis, J.; Genoese, F. (2015): Power-to-Gas. In: Wietschel, M.; Ullrich, S.; Markewitz, P.; Schulte, F.; Genoese, F. (Hg.): Innovative Energietechnologien für die Zukunft. Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze. Aufl. 2015. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, S. 229–244.
- Michaelis, J.; Wietschel, M.; Klobasa, M. (2017): Energiepolitische Rahmenbedingungen. In GP Joule (2017): Akzeptanz durch Wertschöpfung – Wasserstoff als Bindeglied zwischen der Erzeugung erneuerbarer Energien und der Nutzung im Verkehrs-, Industrie- und Wärmesektor. Machbarkeitsstudie zum Verbundvorhaben. GP JOULE: Reußenköge.
- Mineralölwirtschaftsverband e.V. (Hg.) (2011): MWV-Prognose 2025 für die Bundesrepublik Deutschland. Berlin: Mineralölwirtschaftsverband e.V..
- Mineralölwirtschaftsverband e.V. (Hg.) (2000): Mineralöl Forum – Kraftstoffe der Zukunft. Mineralölwirtschaftsverband e.V.: Hamburg und Marschall-Forum.
- Mineralölwirtschaftsverband e.V. (Hg.) (2013): MWV-Jahresbericht 2013/Mineralöl-Zahlen. Online verfügbar unter http://www.mwv.de/upload/Publikationen/dateien/MWV_Jahresbericht_2013-Titelbild_mittel_5nWqRqG29p86sH5.pdf, zuletzt geprüft am 01.09.2017.
- Mock, P.; Yang, Z. (2014): Driving electrification: A global comparison of fiscal incentive policy for electric vehicles. Washington: International Council on Clean Transportation.
- Morgan, E.R. (2013): Techno-Economic Feasibility Study of Ammonia Plants Powered by Offshore Wind. Dissertations. Paper 697. Amherst: University of Massachusetts.
- Müller-Syring, G.; Henel, M. (2014): Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen. Abschlussbericht. Bonn: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW).

- Nachtergaele, B.; Plaizier, W. (2010): Steel's Challenge. Living with higher and more volatile iron-ore prices. Hg. v. ATKEARNEY. Online verfügbar unter http://www.atkearney.nl/documents/10192/525270/Steels_Challenge.pdf/769de382-6ffe-49a6-aad5-ac2e7ae5da3d, zuletzt geprüft am 05.09.2017.
- Naendorf, B. (2006): Gasdruckregelung und Gasdruckregelanlagen. Essen: Vulkan-Verlag GmbH (Praxiswissen Gasfach).
- Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) (2017): Aufbau Wasserstoff-Tankstellennetz. Online verfügbar unter <https://www.now-gmbh.de/de/nationales-innovationsprogramm/aufbau-wasserstoff-tankstellennetz>, zuletzt geprüft am 08.08.2017
- Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) (2010): Zwischenbericht der Nationalen Plattform Elektromobilität. Berlin: Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung.
- Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) (2016a): Roadmap integrierte Zell und Batterieproduktion Deutschland. Berlin: Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung.
- Nesbitt, K.; Sperling, D. (2001). Fleet Purchase Behavior: Decision Processes and Implications for New Vehicle Technologies and Fuels. Transportation Research Part C: Emerging Technologies. (9), S. 297–318.
- Nigro, N.; Welch, D.; Peace, J. (2015). Strategic Planning to Implement Publicly Available EV Charging Stations: A Guide for Businesses and Policymakers. Arlington: Center for climate and energy solutions.
- Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D.; de Tena, D.L.; Trieb, F. et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR); Kassel: Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Teltow: Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE).
- NOW (2017): Aufbau Wasserstoff-Tankstellennetz. Hg. v. Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie. Online verfügbar unter <https://www.now-gmbh.de/de/nationales-innovationsprogramm/aufbau-wasserstoff-tankstellennetz>, zuletzt geprüft am 05.09.2017.
- NPE (2010): Zwischenbericht der Nationalen Plattform Elektromobilität. Berlin: Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung (GGEMO).
- NPE (2016a): Roadmap integrierte Zell und Batterieproduktion Deutschland. Berlin: Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung (GGEMO).
- NPE (2016b): Wegweiser Elektromobilität – Handlungsempfehlungen der Nationalen Plattform Elektromobilität. Berlin: Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung (GGEMO).
- OECD (Hg.) (2015): Future investment projects in the global steel industry and implications for the balance of steelmaking processes. Organisation for Economic Co-operation and Development. Online verfügbar unter [http://www.oecd.org/official-documents/publicdisplaydocumentpdf/?cote=DSTI/SU/SC\(2014\)16/FINAL&docLanguage=En](http://www.oecd.org/official-documents/publicdisplaydocumentpdf/?cote=DSTI/SU/SC(2014)16/FINAL&docLanguage=En), zuletzt geprüft am 05.09.2017.
- OECD/IEA (Hg.) (2017): Global EV Outlook (GEVO 2017). OECD/IEA, Paris: OECD/IEA.
- Öko-Institut (2014a): Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/oekodoc/2005/2014-021-de.pdf>.
- Öko-Institut (2014). Baseline-Clearing für das Jahr 2020.
- Öko-Institut, Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU). Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>, zuletzt geprüft am 01.09.2017.
- Öko-Institut, Fraunhofer ISI (2014): Klimaschutzszenario 2050. 1. Modellierungsrunde. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU). Online verfügbar unter <http://www.oeko.de/oekodoc/2065/2014-638-de.pdf>, zuletzt geprüft am 01.09.2017.
- Ostertag, K.; Jochem, E.; Schleich, J.; Walz, R.; Kohlhass, M.; Diekmann, J.; Ziesung, H.-J. (2000): Energiesparen – Klimaschutz, der sich rechnet – Ökonomische Argumente in der Klimapolitik. Heidelberg: Physica.

- Pehnt, M.; Bödeker, J.; Arens, M.; Jochem, E.; Idrissova, F. (2010): Die Nutzung industrieller Abwärme – technisch-wirtschaftliche Potentiale und energiepolitische Umsetzung. Bericht im Rahmen des Vorhabens „Wissenschaftliche Begleitforschung zu übergreifenden technischen, ökologischen, ökonomischen und strategischen Aspekten des nationalen Teils der Klimaschutzinitiative“. Heidelberg: Ifeu; Karlsruhe: Fraunhofer ISI, IREES.
- Peters, A.; Doll, C.; Kley, F.; Möckel, M.; Plötz, P.; Sauer, A.; Schade, W.; Thielmann A.; Wietschel, M.; Zanker, C. (2012): Konzepte der Elektromobilität. Berlin: Büro für Technikfolgenabschätzung am Deutschen Bundestag (TAB).
- Pfluger, B.; Fleiter, T.; Kranzl, L.; Hartner, M.; Schade, W.; Hennecke, A.; Fehrenbach, H.; Brischke, L.; Tersteegen, B.; Sensfuß, F.; Steinbach, J. (2017): Reduktion der Treibhausgasemissionen Deutschlands um 95 % bis 2050. Grundsätzliche Überlegungen zu Optionen und Hemmnissen. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Karlsruhe: Fraunhofer Insitut für System- und Innovationsforschung.
- Plötz, P.; Kühn, A.; Gnann, T., Wietschel, M. (2013): Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge – Langfassung. Studie im Auftrag der acatech und der nationalen Plattform Elektromobilität. Karlsruhe: Fraunhofer ISI.
- Plötz, P.; Funke, S.Á.; Jochem, P. (2017): Empirical Fuel Consumption and CO2 Emissions of Plug- In Hybrid Electric Vehicles. *Journal of Industrial Ecology*. Online verfügbar unter <http://dx.doi/10.1111/jiec.12623>, zuletzt geprüft am 01.09.2017.
- Plötz, P.; Gnann, T.; Sprei, F. (2016): Can policy measures foster plug-in electric vehicle market diffusion? EVS29 Symposium Montréal, Québec, Canada, June 19-22, 2016.
- Plötz, P.; Funke, S.; Jochem, P.; Wietschel, M. (2017): CO2 mitigation potential of plug-in hybrid electric vehicles larger than expected. In *Scientific reports*, 7, Article number 16493.
- Produkte der Fa. ExHeat (2017): Online verfügbar unter <http://www.exheat.com/products/catalogue/ises-hazardous-area-process-heaters>, zuletzt geprüft am 25.08.2017.
- PWC (2014): Stahlmarkt 2014. Stahl 2025: Quo vadis? Online verfügbar unter <https://www.pwc.de/de/industrielle-produktion/assets/pwc-studie-europaeische-stahlproduzenten-auf-dem-weg-zum-serviceanbieter.pdf>, zuletzt geprüft am 05.09.2017.
- Ranjan, M. (2010): Feasibility of Air Capture; Boston: Massachusetts Institute of Technology.
- Ranjan, M.; Herzog, H.J. (2011): Feasibility of air capture. In: *Energy Procedia* 4, S. 2869–2876.
- Räuchle, K.; Plass, L.; Wernicke, H.-J.; Bertau, M. (2016): Methanol for Renewable Energy Storage and Utilization. In: *Energy Technology* 4 (1), S. 193–200.
- Remus, R.; Aguado-Monsonet, M. A.; Roudier, S.; Sancho, L. D. (2013): Best available techniques (BAT) reference document for iron and steel production. Industrial emissions directive 2010/75/EU. Integrated pollution prevention and control. Luxemburg: Publications Office of the European Union (JRC Reference Report, 69967). Online verfügbar unter http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/IS_Adopted_03_2012.pdf, zuletzt geprüft am 05.09.2017.
- Reuter-Oppermann et al. (2017): How Many Fast Charging Stations Do We Need Along the German Highway Network? In: EVS30, The 30th International Electric Vehicle Symposium, October 9-11, 2017, Stuttgart, Germany.
- Rönsch, S.; Zeymer, M.; Majer, S. (2014): Treibhausgasvermeidungskosten von synthetischem Methan und Methanol aus Biomasse und Braunkohle. In: *Chemie Ingenieur Technik* 86 (10), S. 1678–1689.
- Roggendorf, W. (2016): Setzt Lingener Raffinerie Power-to-Gas-Technologie ein? In: Neue Osnabrücker Zeitung GmbH & Co. KG, 13.10.2016. Online verfügbar unter <http://www.noz.de/artikel/789517>, zuletzt geprüft am 18.08.2017.
- Rothengatter W.; Mauch, S. (1994): External Costs of Transport. Studie im Auftrag des internationalen Eisenbahnverbandes. Paris: UIC; Karlsruhe: IWW/Universität Karlsruhe; Zürich: Infras.
- Rubin, E. S.; Chen, C.; Rao, A. B. (2007): Cost and performance of fossil fuel power plants with CO2 capture and storage. Pittsburgh: Carnegie Mellon University.
- Scalet, B.M.; Garcia Muñoz, M.; Sissa, A.Q.; Roudier, S.; Delgado Sancho, L. (2013): Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Manufacture of Glass. Industrial Emissions Directive 2010/75/EU. Integrated Pollution Prevention and Control. Luxemburg: European Commission. Joint Research Centre (JRC Reference Report).

- Schmied, M.; Wüthrich, P., Zah, R.; Althaus, H.-J.; Friedl, Ch. (2015): Postfossile Energieversorgungsoptionen für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050: Eine verkehrsträgerübergreifende Bewertung; Texte 30/2015. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (UBA), durchgeführt von INFRAS AG und Quantis. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA).
- Schmitz, K. W.; Schaumann, G. (Hg.) (2005): Kraft-Wärme-Kopplung. Berlin-Heidelberg: Springer-Verlag.
- Scholz, R. (2004): Stoffliche Nutzung von Kohlenstoff im Hochofenprozess. Gutachten im Auftrag des Stahlinstitutes VDEh. Clausthal-Zellerfeld. 2.1.2004.
- Schreyer, C.; Maibach, M.; Rothengatter, W.; Doll, C.; Schneider, S.; Schmedding, D. (2004): External costs of transport: update study. Studie für den internationalen Eisenbahnverband. Paris: UIC; Zürich: INFRAS; Karlsruhe: IWW/Universität Karlsruhe.
- Schulte Beerbühl, S. (2014): Herstellung von Ammoniak unter Berücksichtigung fluktuierender Elektrizitätspreise. Karlsruher Institut für Technologie, Dissertation. 1. Aufl. Göttingen: Cuvillier.
- Schulz, W.; Brandstät, C. (2013): Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt. Auftraggeber: Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (BEE). Bremen: Fraunhofer IFAM.
- Schwarzer, C. (2016). Europäischer 350 kW-Ladesäulen-Korridor. Online verfügbar unter <https://www.heise.de/autos/artikel/Europaeischer-350-kW-Ladesaeulen-Korridor-3356442.html>, zuletzt geprüft am 07.09.2017.
- Schwermer, S. (2012): Ökonomische Bewertung von Umweltschäden – Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA).
- Siemens AG (2012): ENUBA – Elektromobilität bei schweren Nutzfahrzeugen zur Umweltentlastung von Ballungsräumen. Studie gefördert vom BMU. Schlussbericht der Siemens AG. Siemens: Erlangen. Siemens AG (2016): ENUBA 2 – Elektromobilität bei schweren Nutzfahrzeugen zur Umweltentlastung von Ballungsräumen. Studie gefördert vom BMU. Siemens: Erlangen.
- Sillaber, A. (2016): Leitfaden zur Verteilnetzplanung und Systemgestaltung. Entwicklung dezentraler Elektrizitätssysteme: Springer Vieweg.
- Sprei, F. (2013): Boom and bust of flex-fuel vehicles in Sweden. In: Lindström, T.: European Council for an Energy-Efficient Economy -ECEEE-, Paris: Rethink, renew, restart. eceee 2013 Summer Study. Proceedings: 3-8 June 2013, Toulon/Hyères, France. Stockholm: ECEEE, 2013, S.1031-1039.
- SRU – Sachverständigenrat für Umweltfragen (2011): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten. Berlin: Erich Schmidt Verlag.
- SRU – Sachverständigenrat für Umweltfragen (2012): Umweltgutachten 2012. Verantwortung in einer begrenzten Welt. Berlin: Erich Schmidt Verlag.
- Statista (2017): Bruttostromverbrauch in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2016 (in Terawattstunden). Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/256942/umfrage/bruttostromverbrauch-in-deutschland/>, zuletzt geprüft am 01.08.2017.
- Statistisches Bundesamt (2014): Fahrzeugbestand. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/TransportVerkehr/UnternehmenInfrastrukturFahrzeugbestand/Tabellen/Fahrzeugbestand.html>, zuletzt geprüft am 01.09.2017.
- Statistisches Bundesamt (2015a): Ammoniak: Aus- und Einfuhr. Genesis-Online Datenbank. Abruf am 06.09.2015 der Online-Datenbank <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>.
- Statistisches Bundesamt (2015b): Methanol: Aus- und Einfuhr. Genesis-Online Datenbank. Abruf am 06.09.2015 der Online-Datenbank <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>.
- Statistisches Bundesamt (2015c): Produzierendes Gewerbe. Produktion des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. 2014(Fachserie 4 Reihe 3.1). Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.
- Statistisches Bundesamt (2018): Umweltnutzung und Wirtschaft - Vorbericht Energie 2000 - 2016. Tabellen zu den Umweltökonomischen Gesamtrechnungen. Teil 2: Vorbericht Energie. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.

- Steelonthenet (Hg.) (2016): Steel on the net. Cost Models. Online verfügbar unter <http://www.steelonthenet.com/>, zuletzt geprüft am 07.09.2017.
- Steinbach, J.; Staniaszek, D. (2015): Discount rates in energy systems analysis. Diskussion Paper. With assistance of Franhofer ISI. Buildings Performance Institute Europe (BPIE).
- Sterner, M. (2009): Bioenergy and renewable power methane in integrated 100 % renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems.
- Sterner, M. (2016): Bedeutung und Notwendigkeit von sektorenkoppelnden Speichern für die Energiewende. Forschungsstelle Energietechnik und Energiespeicher FENES, OTH Regensburg. BMWi Workshop „Sektorkopplung – Chance für die Industrie?“. Berlin 24.11.2016.
- Stolzenburg, K.; Hamelmann, R.; Wietschel, M.; Genoese, F.; Michaelis, J.; Lehmann, J.; Miede, A.; Krause, S.; Sponholz, C.; Donadei, S.; Crotogino, F.; Acht, A.; Horvath, P.-L. (2014): Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. Abschlussbericht 31. März 2014, Studie für das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) durchgeführt von PLANET Planungsgruppe Energie und Technik GbR, Fachhochschule Lübeck PROJEKT-GMBH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Institut für Energie und Umwelt e.V. an der Fachhochschule Stralsund, KBB Underground Technologies GmbH.
- Stormont, R. (2007): Improvements in performance and energy usage will encourage electric melting. In: Glass International (06).
- Stormont, R. (2009): Large electric melter installations: The way forward? Electric melting. In: Glass International (02).
- Tal, G.; Nicholas, M.A.; Woodjack, J.; Scrivano, D. (2013): Who Is Buying Electric Cars in California? Exploring Household and Vehicle Fleet Characteristics of New Plug-In Vehicle Owners. Davis: Institute of Transportation Studies, University of California.
- Thielmann, A.; Sauer, A.; Isenmann, R.; Wietschel, M.; Plötz, P. (2012): Produkt-Roadmap Lithium-Ionen-Batterien 2030. Karlsruhe: Fraunhofer ISI.
- Thielmann, A. (2016): Potentiale für Innovation und Kostensenkung in der Elektromobilität: Folgerungen aus dem Batterie-roadmapping. Fach- und Ideenkonferenz der Bundesregierung 2016 Berlin, 6. Juni 2016.
- Thielmann, A.; Sauer, A.; Wietschel, M. (2015): Gesamt-Roadmap Lithium-Ionen-Batterien 2030. Karlsruhe: Fraunhofer ISI.
- Top Agra Online (2017): Weltweiter Boom bei Wasserstoff-Tankstellen. Online verfügbar unter, <https://www.topagrar.com/news/Energie-Energienews-Weltweiter-Boom-bei-Wasserstoff-Tankstellen-7774130.html>, zuletzt geprüft am 08.08.2017.
- Töpler, J.; Lehmann, J. (Hg.) (2014): Wasserstoff und Brennstoffzelle. Technologien und Marktperspektiven. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.
- Torfs, D. (2016): Electric Trucking – Dream or reality. Vortragsfolien auf der Veranstaltung CEO Flanders Make: Truck CO2 – time to turn up the voltage? Potential and challenges for electric road freight, February 16th, 2016, European Parliament.
- Trost, T.; Horn, S.; Jentsch, M.; Sterner, M. (2012): Erneuerbares Methan: Analyse der CO₂-Potentiale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland. In: Energiewirtschaft 36 (3), S. 173–190.
- U.S. Energy Information Administration (Hg.) (2012): Density and sulfur content of selected crude oils. Online verfügbar unter <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=7110>, zuletzt geprüft am 18.11.2015.
- UBA (2010): Emissionsfaktoren zur Eisen- und Stahlindustrie für die Emissionsberichterstattung. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA).
- UBA (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA).
- UBA (2015a): Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA).
- UBA (2015b): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid- Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2014. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA).

- UBA (2016a): Integration von Power to Gas/Power to Liquid in den laufenden Transformationsprozess. Position. März 2016. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA).
- UBA (2016b): Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050; Studie für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Durchgeführt von ifeu, INFRAS AG und LBST.
- UBA (2017): Endenergieverbrauch und Energieeffizienz des Verkehrs. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/endenergieverbrauch-energieeffizienz-des-verkehrs#textpart-1>, zuletzt geprüft am 07.09.2017.
- UBA (Hg.) (2012): Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen 2008 (Auswertung für das Jahr 2008). Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Prognos AG (Prognos); Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fh ISI); TU München-Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik. Dessau-Roßlau (CLIMATE CHANGE, 07/2012).
- Universität Duisburg (Hg.) (2011): Technische Chemie IV. Vorlesung. Methanol und Formaldehyd. Online verfügbar unter https://www.uni-due.de/tchem/as/skripte/Methanol_Formaldehyd.pdf, zuletzt geprüft am 07.09.2017.
- USGS National Minerals Information Center (2015): Mineral Commodity Summaries 2015 (U.S. Geological Survey). Online verfügbar unter <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/nitrogen/mcs-2015-nitro.pdf>, zuletzt geprüft am 07.09.2017.
- Untertage-Gasspeicherung in Deutschland (2013): In: Erdöl Erdgas Kohle 129. 2013 (11), S. 378–388, zuletzt geprüft am 26.02.2014.
- van Essen, H.; Schrotten, A.; Otten M.; Sutter, D.; , Schreyer, C.; Zandonella, R.; Maibach, M.; Doll, C. (2011): External Costs of Transport in Europe – Update Study for 2008. Studie für den internationalen Eisenbahnverband. Paris: UIC; Delft: CE Delft; Zürich: INFRAS; Karlsruhe: Fraunhofer ISI.
- van Mierlo, J.; Maggetto, G.; Lataire, P.H. (2006): Which energy source for road transport in the future? A comparison of battery, hybrid and fuel cell vehicles. in Energy Conversion and Management 47, S. 2748–2760.
- VDE (2012): Demand Side Integration – Lastverschiebungspotentiale in Deutschland. Frankfurt am Main: Verband der Elektrotechnik, Elektronik Informationstechnik.
- Verzijlbergh, R.A. (2013): The Power of Electric Vehicles-Exploring the Value of Flexible Electricity Demand in a Multi-actor Context. Delft: Technische Universität Delft.
- Volk, G. (2013): Das Gasnetz als universeller Speicher – Chancen und Grenzen. 1. Energiespeichertagung Umwelt-Campus Birkenfeld, 27.02.2013.
- Weidenfeld, U. (2016): Sektorkopplung: „All Electric Society?“. In et – Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt, März 2016.
- Weinberg, E. (2011): Preisfindung in der Stahlindustrie im Umbruch. Hg. v. GS Management GmbH & Co.KG. Commerzbank AG. Online verfügbar unter <http://www.rohstoff-welt.de/news/artikel.php?sid=24659&seite=3>, zuletzt geprüft am 07.09.2017.
- Wietschel, M.; Dütschke, E.; Funke, S.; Peters, A.; Plötz, P.; Schneider, U.; Roser, A.; Globisch, J. (2012): Kaufpotential für Elektrofahrzeuge bei sogenannten "Early Adoptern". Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung -ISI- (Karlsruhe) (Hrsg.) und IREES (Karlsruhe). Karlsruhe: Fraunhofer ISI.
- Wietschel, M.; Plötz, P.; Kühn, A.; Gnann, T. (2013): Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge – Kurzfassung. Studie im Auftrag der acatech und der nationalen Plattform Elektromobilität. Karlsruhe: Fraunhofer ISI.
- Wietschel, M.; Haendel, M.; Schubert, G.; Köppel, W.; Degünther, Ch. (2015a): Kurz- und mittelfristige Sektorkopplungspotentiale. Kurzstudie im Rahmen der Studie Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung -Teilvorhaben 2: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen. Im Auftrag des Umweltbundesamtes (UFOPLAN 2014 – FZK 3714 41 107 2). Karlsruhe: Fraunhofer ISI.
- Wietschel, M.; Gnann, T.; Plötz, P.; Funke, S. (2015b): Wie sieht ein bedarfsgerechter Ladeinfrastrukturaufbau für Elektrofahrzeuge in Deutschland aus? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 12, 2015.
- Wietschel, M.; Ullrich, S.; Markewitz, P.; Schulte, F.; Genoese, F. (Hg.) (2015c): Energietechnologien der Zukunft. Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze. Aufl. 2015. Wiesbaden: Springer Fachmedien.

Wietschel, M.; Gnann, T.; Kühn, A.; Plötz, P.; Moll, C.; Speth, D.; Stütz, S.; Schellert, M.; Rüdiger, D.; Balz, W.; Frik, W., Wassmuth, V.; Pauffler-Mann, D.; Rödl, A.; Schade, W. (2017): Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-LKWs. Studie im Rahmen der wissenschaftlichen Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung. Beteiligte Forschungsinstitute: Fraunhofer ISI, Karlsruhe, Fraunhofer IML, Dortmund, PTV Group, Stuttgart, Karlsruhe, TU Hamburg-Harburg, Hamburg, M-Five. Fraunhofer ISI: Karlsruhe.

Wietschel, M.; Plötz, P.; Pflüger, B.; Klobasa, M.; Eßer, A.; Haendel, M.; Müller-Kirchenbauer, J.; Kochems, J.; Hermann, L.; Grosse, B.; Nacken, L.; Küster, M.; Pacem, J.; Naumann, D.; Kost, Ch.; Kohrs, R.; Fahl, U.; Schäfer-Stradowsky, S.; Timmermann, D.; Albert, D. (2018). Sektorkopplung – Definition, Chancen und Herausforderungen. Working Paper Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung -ISI- (Karlsruhe). Karlsruhe: Fraunhofer ISI.

Wintour, N. (2015): The glass industry: Recent trends and changes in working conditions and employment relations. Working Paper No. 310. Hg. v. International Labour Office. Sectoral Policies Department. Genf. Online verfügbar unter http://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---ed_dialogue/---sector/documents/publication/wcms_442086.pdf, zuletzt geprüft am 08.09.2017.

Wikipedia (2017): Sektorkopplung. Online verfügbar unter <https://de.wikipedia.org/wiki/Sektorkopplung>, zuletzt geprüft am 08.09.2017.

Wirtschaftsvereinigung Stahl (2015): Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland. Hg. v. Wirtschaftsvereinigung Stahl – Stahlinstitut VDEh. Online verfügbar unter http://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/2013/12/201505_Fakten_Stahlindustrie_Deutschland_2015.pdf, zuletzt geprüft am 08.09.2017.

Wolf, S.; Lambauer, J.; Blesl, M.; Fahl, U.; Voß, A. (2012): Industrial heat pumps in Germany: Potentials, technological development and market barriers. In: eceee 2012 summer study on energy efficiency in industry.

Wolf, S.; Fahl, U.; Blesl, M.; Voß, A.; Jakobs, R. (2014): Analyse des Potentials von Industrierärmepumpen in Deutschland. Forschungsprojekt gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) und der Energie Baden-Württemberg AG (EnBW). Endbericht. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Informationszentrum Wärmepumpen und Kältetechnik (IZW).

Worldsteel Association (2015): World Steel in Figures 2015. Brüssel: World Steel Association.

Wurzel, T. (2006): Lurgi MegaMethanol Technology. Delivering the building blocks for future fuel and monomer demand. Lurgi AG. DGMK Conference „Synthesis Gas Chemistry“, 04.10.2006. Online verfügbar unter http://www.dgmk.de/chemistry/abstracts_content14/Wurzel.pdf, zuletzt geprüft am 08.09.2017.

10 Anhang

10.1 Annahmen und Ergebnisse der Energieszenarien

Tabelle 133: Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (Studie Klimaschutzszenarien 2050, 2. Modellierungsrunde)

Kriterium	Einheit	2012	2020	2030	2050
Rohöl (Preisbasis 2010)	USD/b	104	103	128	195
Preis für CO ₂ -Zertifikate real (Preisbasis 2010)	EUR/t	15	14	30	50
Sozioökonomische Rahmendaten Deutschland					
Bevölkerung	Mio.	80,6	78,8	77,8	74
Private Haushalte	Mio.	39,5	40,3	40,7	40,2
BIP preisbereinigt (Preisbasis 2010)	Mrd. EUR	2.496	2.752	3.009	3.402
Personen pro Haushalt (Energieszenarien, Energiekonzept), 2010	P/HH	2,04	1,96	1,91	1,84
Preise Energieträger					
Strom (Energy-Only-Markt) (2010=2015)	Cent/kWh	3,16	4,8	7,4	12,1
Erdgas (Primärenergiepreise) (Preisbasis 2008), 2010=2015	EUR/GJ	7,6	8,1	9,4	13,9
Primärenergieverbrauch (PEV)					
Kernenergie	%	11,53	6,03	0	0
Steinkohle	%	13,33	11,72	15,23	12,30
Braunkohle	%	11,4	12,59	9,49	6,61
Öl	%	28,16	25,85	25,11	22,4
Erdgas	%	23,52	21,91	22,88	16,3
Müll und sonstige	%	1,74	2,26	2,66	3,24
Endenergieverbrauch (EEV)					
Private Haushalte	%	28,39	27,08	25,85	22,76
GHD	%	15,27	15,43	15,08	14,65
Industrie	%	27,21	27,17	28,04	30,09
Verkehr	%	29,14	30,34	31,03	32,49
Bruttostromerzeugung					
Nettostromerzeugung	TWh	630	606	587	591
Kernkraft	%	15,88	10,47	0	0

Kriterium	Einheit	2012	2020	2030	2050
Steinkohle	%	18,01	15,02	19,13	13,76
Braunkohle	%	24,97	23,55	15,98	10,62
Sonstige	%	3,83	3,16	2,70	2,52
Erdgas	%	12,66	7,74	10,11	3,31
Erneuerbare	%	23,66	39,41	51,34	67,47
Import	%	0	0,3	0,74	2,36
Speicher und Backup	%	0,99	0,68	0,35	0,48
Indikatoren Energieproduktivität					
Einwohner/PEV	Bev/TJ	6,12	6,63	7,51	8,15
BIP real 2010/PEV	EUR/GJ	186,27	228,17	285,37	391,62
BIP real 2010/EEV	EUR/GJ	265,86	323,79	382,79	501,89
Anzahl der privaten Haushalte/EEV PHH	Haushalte/TJ	14,87	17,56	20,18	24,68
Treibhausgasemissionen (Basis 2010)					
Energiebedingt	Mt CO ₂ -Äqu.	827	718,4	626,3	426,2
Spezifische THG-Emissionen					
THG-Emissionen, energiebedingt/BIP real 2010	g/EUR	333,87	259,16	208,56	123,57
THG-Emissionen, energiebedingt/Einwohner	t/Kopf	10,16	8,91	7,93	5,94

Quelle: Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015

Tabelle 134: Klimaschuttszenario 80 (Studie Klimaschuttszenarien 2050, 2. Modellierungsrunde)

Kriterium	Einheit	2012	2020	2030	2050
Rohöl (Preisbasis 2010)	USD/b	104	103	128	195
Preis für CO ₂ -Zertifikate real (Preisbasis 2010)	EUR/t	15	23	50	130
Sozioökonomische Rahmendaten Deutschland					
Bevölkerung	Mio.	80,6	78,8	77,8	74
Private Haushalte	Mio.	39,5	40,3	40,7	40,2
BIP preisbereinigt (Preisbasis 2010)	Mrd. EUR	2.496	2.752	3.009	3.402
Personen pro Haushalt (Energieszenarien, Energiekonzept), 2010=2008	P/HH	2,04	1,96	1,91	1,84
Preise Energieträger					
Strom (Energy-Only-Markt)	Cent/kWh	3,16	5,6	7,6	12
Erdgas (Primärenergiepreise) (Preisbasis 2008), 2010=2008	EUR/GJ	7,6	8,1	9,4	13,9
Primärenergieverbrauch (PEV)					
Kernenergie	%	11,53	6,49	0	0
Steinkohle	%	13,33	10,58	9,64	6,23
Braunkohle	%	11,4	9,93	7,98	0,55
Öl	%	28,16	26,03	23,94	9,73
Erdgas	%	23,52	23,57	24,26	12,57
Müll und sonstige	%	1,74	2,24	2,49	2,34
Erneuerbare Energien (Biomasse+Wasser+Wind+Solar+Geothermie)	%	10,79	22,3	31,7	64,97
Endenergieverbrauch (EEV)					
Private Haushalte	%	28,39	27,06	26,24	24,41
GHD	%	15,27	15,31	14,90	14,21
Industrie	%	27,21	27,67	28,81	32,36
Verkehr	%	29,14	29,96	30,05	29,04
Bruttostromerzeugung					
Nettostromerzeugung	TWh	633	593	533	553
Kernkraft	%	15,88	11,2	0	0
Steinkohle	%	18,01	12,37	8,53	2,33
Braunkohle	%	24,97	19,35	14,05	0,28
Sonstige	%	3,83	3,25	2,62	2,07

Kriterium	Einheit	2012	2020	2030	2050
Erdgas	%	12,66	10,82	13,64	1,48
Erneuerbare	%	23,66	42,69	60,88	92,52
Import	%	0	0,09	0,18	1,17
Speicher und Backup	%	0	0	0	0
Indikatoren Energieproduktivität					
Einwohner/PEV	Bev/TJ	6,06	7,02	8,8	11,33
BIP real 2010/PEV	EUR/GJ	187,7	245,1	340,38	520,66
BIP real 2010/EEV	EUR/GJ	267,90	338,04	428,69	626,87
Anzahl der privaten Haushalte/EEV PHH	Haus- halte/TJ	14,93	18,29	22,1	30,34
Treibhausgasemissionen (Basis 2010)					
Energiebedingt	Mt CO ₂ - Äqu.	827	626,6	456,6	155,8
Spezifische THG-Emissionen					
THG-Emissionen, energiebedingt/BIP real 2010	g/EUR	331,33	227,69	151,74	45,8
THG-Emissionen, energiebedingt/Einwohner	t/Kopf	10,26	7,95	5,87	2,11

Quelle: Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015

Tabelle 135: Klimaschutzszenario 95 (Studie Klimaschutzszenarien 2050, 2. Modellierungsrunde)

Kriterium	Einheit	2012	2020	2030	2050
Rohöl (Preisbasis 2010)	USD/b	104	103	128	195
Preis für CO2-Zertifikate real (Preisbasis 2010)	EUR/t	15	30	87	200
Sozioökonomische Rahmendaten Deutschland					
Bevölkerung	Mio.	80,6	78,8	77,8	74
Private Haushalte	Mio.	39,5	40,3	40,7	40,2
BIP preisbereinigt (Preisbasis 2010)	Mrd. EUR	2.496	2.752	3.009	3.402
Personen pro Haushalt (Energieszenarien, Energiekonzept), 2010=2008	P/HH	2,04	1,96	1,91	1,84
Preise Energieträger					
Strom (Energy-Only-Markt)	Cent/kWh	3,16	8,2	9,9	21,5
Erdgas (Primärenergiepreise) (Preisbasis 2008), 2010=2008	EUR/GJ	7,6	8,1	9,4	13,9
Primärenergieverbrauch (PEV)					
Kernenergie	%	11,53	6,99	0	0
Steinkohle	%	13,33	10,41	8,8	2,58
Braunkohle	%	11,4	7,17	0,99	0,15
Öl	%	28,16	27	24,35	2,54
Erdgas	%	23,52	24,11	23,60	4,82
Müll und sonstige	%	1,74	2,48	2,77	4,77
Erneuerbare Energien (Biomasse+Wasser+Wind+Solar+Geothermie)	%	10,79	21,82	38,50	84,64
Endenergieverbrauch (EEV)					
Private Haushalte	%	28,39	26,50	25,46	25,72
GHD	%	15,27	15,17	14,03	14,18
Industrie	%	27,21	27,78	29,46	33,04
Verkehr	%	29,14	30,57	31,05	27,05
Bruttostromerzeugung					
Nettostromerzeugung	TWh	628	526	480	771
Kernkraft	%	15,88	12,54	0	0
Steinkohle	%	18,01	11,07	6,50	0
Braunkohle	%	24,97	14,51	1,07	0
Sonstige	%	3,83	3,66	2,69	0,55

Kriterium	Einheit	2012	2020	2030	2050
Erdgas	%	12,66	12,42	19,95	1,72
Erneuerbare	%	23,66	45,23	68,98	96,09
Import	%	0	0,18	0,51	0,89
Speicher und Backup	%	0,99	0,56	0,83	1,65
Indikatoren Energieproduktivität					
Einwohner/PEV	Bev/TJ	6,06	7,56	9,98	12,47
BIP real 2010/PEV	EUR/GJ	187,70	264,16	386,17	573,11
BIP real 2010/EEV	EUR/GJ	267,90	353,50	481,83	780,45
Anzahl der privaten Haushalte/EEV PHH	Haus- halte/TJ	14,93	19,53	25,60	35,86
Treibhausgasemissionen (Basis 2010)					
Energiebedingt	Mt CO ₂ -Äqu.	827	563,8	335,4	35,9
Spezifische THG-Emissionen					
THG-Emissionen, energiebedingt/BIP real 2010	g/EUR	331,33	204,87	111,47	10,55
THG-Emissionen, energiebedingt/Einwohner	t/Kopf	10,26	7,15	4,31	0,49

Quelle: Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015

10.2 Modellbeschreibung eLOAD

eLOAD (**e**nergy **L**oad curve **A**djustment tool) ist ein Bottom-up-Simulationsmodell mit integrierten Optimierungselementen. Es kommt für die langfristige Projektion stündlicher nationaler Systemlastkurven sowie für die Abschätzung anwendungsspezifischer Lastmanagement (LM)-Potentiale zum Einsatz. Die Vorgehensweise gliedert sich hierbei in zwei Schritte.

Zunächst wird für die Projektion von Systemlastkurven in eLOAD die Methode der partiellen Dekomposition verwendet, um die Auswirkungen struktureller Änderungen in der jährlichen Stromnachfrage auf die stundenscharfe Systemlastkurve eines Jahres zu berücksichtigen. Die Möglichkeit, Lasten flexibel zu verschieben, wird hierbei zunächst nicht berücksichtigt. Dabei wird basierend auf einer historischen Lastkurve die Gewichtung der Lastverläufe einzelner Anwendungen angepasst, die eine überdurchschnittliche Änderung ihrer Stromnachfrage, z. B. Wärmepumpen, über den Projektionszeitraum aufweisen oder einen neuen Verbraucher darstellen, z. B. strombasierte Pkw und Lkw, und somit starkes Gewicht auf die Änderung der gesamten Stromnachfrage ausüben.⁶³

Im zweiten Schritt schließt sich die Optimierung des Lastverlaufs aller flexiblen Anwendungen (und speziell der Elektrofahrzeuge) an, die darauf abzielt, die Residuallast zu glätten. Die Residuallast entspricht der stündlichen Systemlast abzüglich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die Optimierung erfolgt unter Berücksichtigung verschiedener zeitvariabler Tarife (z. B. Real-Time-Preis, Time-of-Use-Preis) sowie verschiedener techno-ökonomischer Restriktionen.

⁶³ Die Informationen zur zukünftigen Entwicklung der Jahresstromnachfrage, aufgeschlüsselt nach Sektoren, Branchen und Stromanwendungen stammen aus dem Nachfragemodell FORECAST (über 200 Einzeltechnologien sind dort hinterlegt).