

Arbeitspapier

Effiziente Kopplung der Sektoren Energie und Verkehr

Stand der Forschung

Autor: Martin Winter

Technische Universität Berlin

Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP) / IM-VP

Erstellt im Rahmen des Kopernikus-Projektes „Energiewende-Navigationssystem zur Erfassung, Analyse und Simulation der systemischen Vernetzungen“ (ENavi), gefördert vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF)

Berlin, Juli 2018



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Status quo von Energieerzeugung und -bedarf	4
3	Überblick über Szenarien zur Sektorkopplung 2030 / 2050	6
4	Sektorkopplungsspezifische Herausforderungen und Lösungsansätze	10
4.1	Steigerung der Energieeffizienz	10
4.2	Versorgungsnetze, Energiespeicher und weitere Flexibilitätsoptionen	11
4.3	Reform der Bepreisung von Energie inkl. Kraftstoffen	15
5	Herausforderungen und Lösungsansätze der Transformation des Sektors	
	Verkehr	18
5.1	Direkte Elektrifizierung	20
5.2	Brennstoffzellenantriebe / Wasserstoffmobilität	22
5.3	Biokraftstoffe und PtX	24
	Literaturverzeichnis	28

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Optionen der Sektorkopplung in einem dekarbonisierten Energiesystem	2
Abbildung 2: Jährlicher Anteil erneuerbarer Energien an der Nettostromerzeugung in Deutschland	4
Abbildung 3: Nettostromerzeugung in Deutschland in 2017	4
Abbildung 4: Endenergieverbrauch 2015 nach Sektoren und Energiequellen für Deutschland	5
Abbildung 5: Projektionen des Bruttostromverbrauchs in aktuellen Energiesystemstudien	8
Abbildung 6: Verfahren zur Bedarfsermittlung und Feststellung des Ausbaubedarfs an Höchstspannungsleitungen	13
Abbildung 7: Kapazitäten und Entladezeiten von Speichern	14
Abbildung 8: Staatlich veranlasste Preisbestandteile für Strom, Gas und Kraftstoffe in Deutschland 2017	15
Abbildung 9: Endenergiebedarf im Verkehr nach Verkehrsträgern 2015	18
Abbildung 10: Antriebsoptionen für Pkw und ihr energetischer Gesamtwirkungsgrad	19
Abbildung 11: Möglicher Aufbaupfad eines Oberleitungsnetzes und zugehörige Entwicklung der Fahrzeugflotte von Oberleitungs-Lkw	21
Abbildung 12: Pkw-Flottenentwicklung und -bestand nach Antriebsarten	23

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Sektorale Minderungsziele bis 2030.....	1
Tabelle 2: Sektorbezogene Stromnachfrage und Dekarbonisierung in verschiedenen Szenarien zur Sektorkopplung für Deutschland	6

1 Einleitung

Die Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens erfordern bis 2050 eine 80- bis 95%ige Reduktion von Treibhausgasen. Daraus resultieren sehr ambitionierte klimapolitische Ziele für Deutschland, die eine sehr weitgehende bis nahezu vollständige Dekarbonisierung der gesamten Wirtschaft notwendig machen. Im Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung werden sektorale Zwischenziele für Minderungen von CO₂-Äquivalenten für das Jahr 2030 festgelegt, die in Tabelle 1 dargestellt sind.

Handlungsfeld	1990 (in Mio. Tonnen CO ₂ -Äq.)	2014 (in Mio. Tonnen CO ₂ -Äq.)	2030 (in Mio. Tonnen CO ₂ -Äq.)	2030 (Minderung in % gegenüber 1990)
Energiewirtschaft	466	358	175 – 183	62 – 61 %
Gebäude	209	119	70 – 72	67 – 66 %
Verkehr	163	160	95 – 98	42 – 40 %
Industrie	283	181	140 – 143	51 – 49 %
Landwirtschaft	88	72	58 – 61	34 – 31 %
Teilsumme	1.209	890	538 – 557	56 – 54 %
Sonstige	39	12	5	87 %
Gesamtsumme	1.248	902	543 – 562	56 – 55 %

Quelle: Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung

Tabelle 1: Sektorale Minderungsziele bis 2030¹

Darüber hinaus sollen gemäß des Ersten Fortschrittsberichts zur Energiewende (2014) und des Vierten Monitoringberichts zur Energiewende (2015) die Treibhausgasemissionen Deutschlands bereits bis spätestens 2040 um mindestens 70% gesenkt werden, vgl. BMUB (2016, S. 21).

Einerseits bedingt die angestrebte Dekarbonisierung einen Umbau des Energiesektors mit einer deutlich verstärkten Nutzung erneuerbarer Energiequellen. Das hat entsprechende Wirkungen auf den gesamten Komplex der Stromerzeugung, des -transports und der -verteilung. Andererseits müssen die Verbrauchssektoren bisher weitgehend fossiler Energieträger, insbesondere die Bereiche Verkehr, Gebäudewärme, Industrie (etwa in Form von Prozesswärme) und ggf. der Chemiesektor in diese Strategie einbezogen werden. Ansatzpunkte hierfür sind im Verkehrssektor die direkte Elektrifizierung, wie etwa Elektromobilität für Pkw und leichte Nutzungsfahrzeuge oder Oberleitungs-Lkw; daneben der strombasierte Ersatz für fossile Rohstoffe, wie Power-to-Gas- (PtG) oder Power-to-Liquid-Lösungen (PtL). Außerdem kommt Treibstoffen bzw. der Energiegewinnung aus Biomasse eine Bedeutung zu.

Eine engere Abstimmung und Verkopplung der Sektoren Energie, GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen), Verkehr und Industrie wird als zwingend notwendig erachtet. Wietschel et al. (2018, S. 13) definieren diesen Zusammenhang wie folgt: „**Sektorkopplung** bezeichnet den fortschreitenden Prozess der Substitution fossiler Energieträger durch weit überwiegend erneuerbar erzeugten Strom oder durch andere erneuerbare Energieträger und nachhaltige Energienutzungsformen, wie die

¹ Quelle: BMUB (2016, S. 33)

Nutzung von Abwärme, in neuen sektorenübergreifenden Anwendungen oder durch verstärkte Nutzung bekannter sektorenübergreifender Anwendungen. [...]

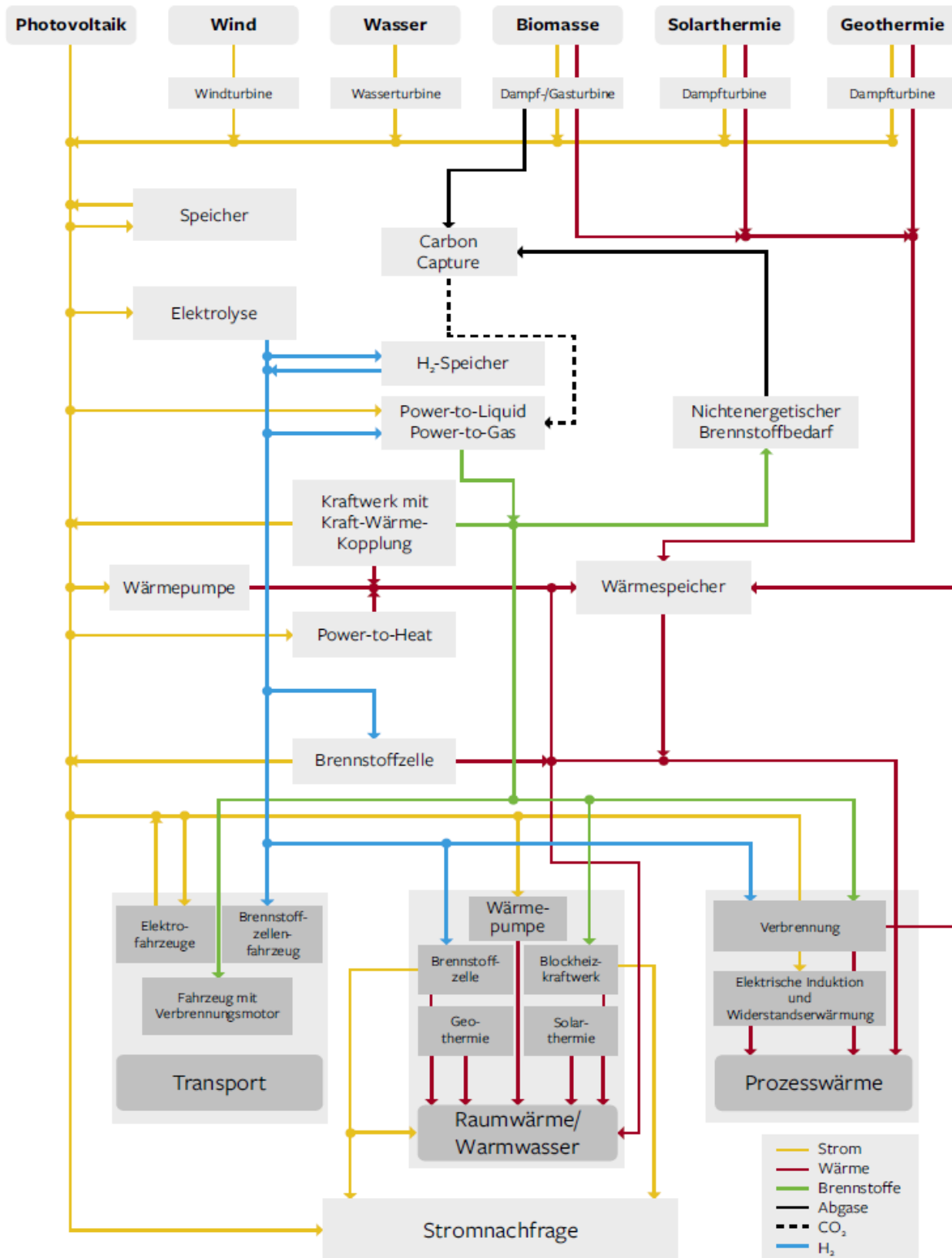


Abbildung 1: Optionen der Sektorkopplung in einem dekarbonisierten Energiesystem²

² Quelle: SRU (2017, S. 44).

Neben sektorenübergreifenden Anwendungen zwischen Angebots- und Nachfragesektoren durch die Kopplung der Energieträger kann Sektorkopplung auch in Form einer neuartigen Verzahnung zwischen den klassischen Verbrauchssektoren (Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistung, Industrie und Verkehr) über Netzinfrastrukturen gegeben sein.

Primäres Ziel der Sektorkopplung ist die Senkung der Treibhausgasemissionen durch Substitution fossiler Energieträger, weshalb bei den Energieträgern primär die Erneuerbaren im Fokus stehen. Sekundäre Ziele (Co-Benefits) können in der Nutzung von Freiheitsgraden der Optimierung innerhalb eines zunehmend und perspektivisch vollständig dekarbonisierten Energie- und Wirtschaftssystems sowie durch einen Beitrag zur Flexibilisierung und Energieeffizienzsteigerung entstehen.“

Abbildung 1 zeigt wesentliche technische Optionen der Sektorkopplung und zugehörige Umwandlungspfade auf. Einmal mehr wird hier die zentrale Rolle der Energieversorgung mit Strom aus erneuerbaren Quellen für das Gesamtsystem deutlich.

Ziel dieses Papiers ist es, den aktuellen Stand der Forschung zu ausgewählten wichtigen Punkten der Sektorkopplung darzustellen und zu diskutieren. Der Fokus liegt dabei zum einen auf übergreifenden technischen, ökonomischen und regulatorischen Herausforderungen; zum anderen werden Optionen für die Transformation des Verkehrssektors zu weitgehender CO₂-Freiheit unter den Bedingungen einer stärkeren Verzahnung von Energieangebots- und -nachfragesektoren beleuchtet. Mögliche Wirkungen auf andere Energieverbrauchssektoren wie Wärme und Industrie werden auf Zusammenhänge wie flexibel einsetzbare Energieträger (z.B. Biomasse), systemübergreifend relevante Umwandlungstechnologien (etwa Power-to-X, PtX) und die Kopplung der Nachfragesektoren über Netzinfrastrukturen beschränkt.

2 Status quo von Energieerzeugung und -bedarf

Das Energiesystem Deutschlands befindet sich seit geraumer Zeit im Wandel. Stetig größere Mengen Strom werden dank des Ausbaus von Photovoltaik und Windkraft aus erneuerbaren Quellen gewonnen. Betrag der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in Deutschland im Jahre 2002 erst 8,6%, so stieg dieser Anteil kontinuierlich auf 38,2% im Jahr 2017, wie Abbildung 2 verdeutlicht.

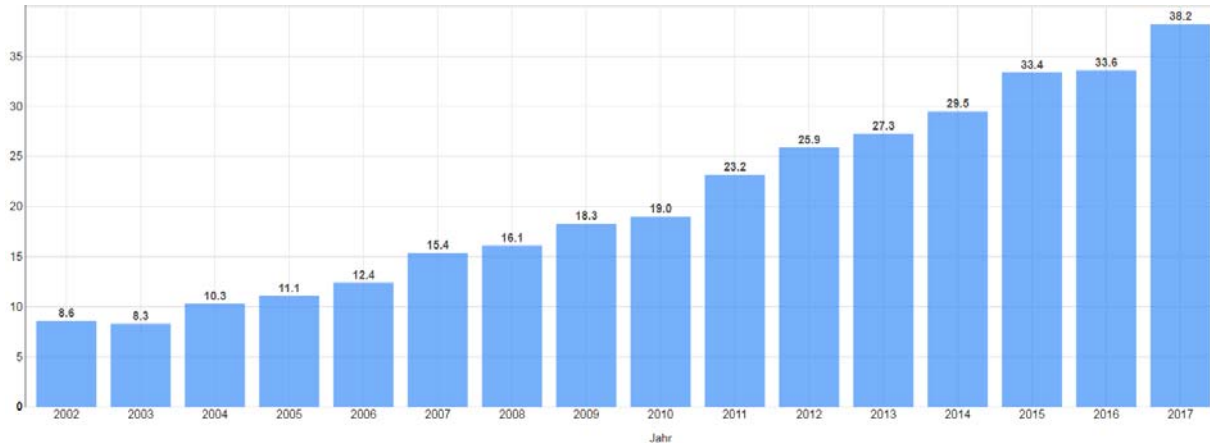


Abbildung 2: Jährlicher Anteil erneuerbarer Energien an der Nettostromerzeugung in Deutschland³

2017 entfielen rund 19% der erzeugten Nettostrommenge auf Windkraft, rund 9% auf Energie aus Biomasse, ca. 7% auf Photovoltaik und etwa 4% auf Wasserkraft, wie aus Abbildung 3 hervorgeht.

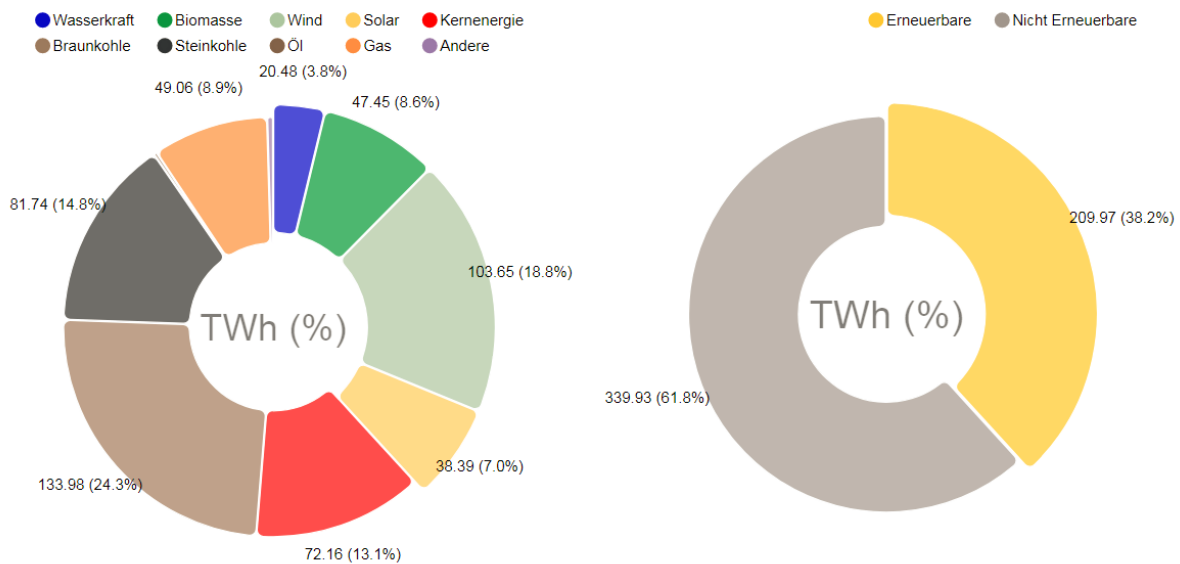


Abbildung 3: Nettostromerzeugung in Deutschland in 2017⁴

Dennoch steht man bei der Gestaltung des Energiesystems der Zukunft vor großen Aufgaben. Der Ausstieg aus der Kernenergie, die 2017 noch 13% zur Stromerzeugung beisteuerte, ist beschlossen.

³ Quelle: Fraunhofer ISE (2018a), Daten nach 50 Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, Destatis, EEX.

⁴ Quelle: Fraunhofer ISE (2018b), Daten nach 50 Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, Destatis, EEX.

Angesichts der klimapolitischen Ziele der Bundesrepublik kann mittelfristig auch nicht an der Kohleverstromung festgehalten werden, die bisher fast 40% der Stromerzeugung Deutschlands ausmacht. Es werden also massive Investitionen in regenerative Energien nötig sein, um die bindenden Vereinbarungen des Pariser Klimaschutzabkommens einhalten zu können. Dabei ist zu berücksichtigen, dass das Ausbaupotential heimischer Wasserkraft nahezu ausgeschöpft ist, und Biomasse im Rahmen der Sektorkopplung zunehmend in anderen Bereichen als der Stromerzeugung zum Einsatz kommen wird.

Strom aus erneuerbaren Quellen ist die Basis für die angestrebte Energiewende hin zu einer sehr weitgehenden Dekarbonisierung der Wirtschaft. Es gilt jedoch zu beachten, dass bislang auch außerhalb der Stromerzeugung erhebliche Mengen fossiler Energieträger in Form von Kraftstoffen im Verkehrssektor, zu Heizzwecken in Gebäuden, als Brennstoff für industrielle Prozesse und als Rohstoff der chemischen Industrie verwendet werden, wie Abbildung 4 zeigt.

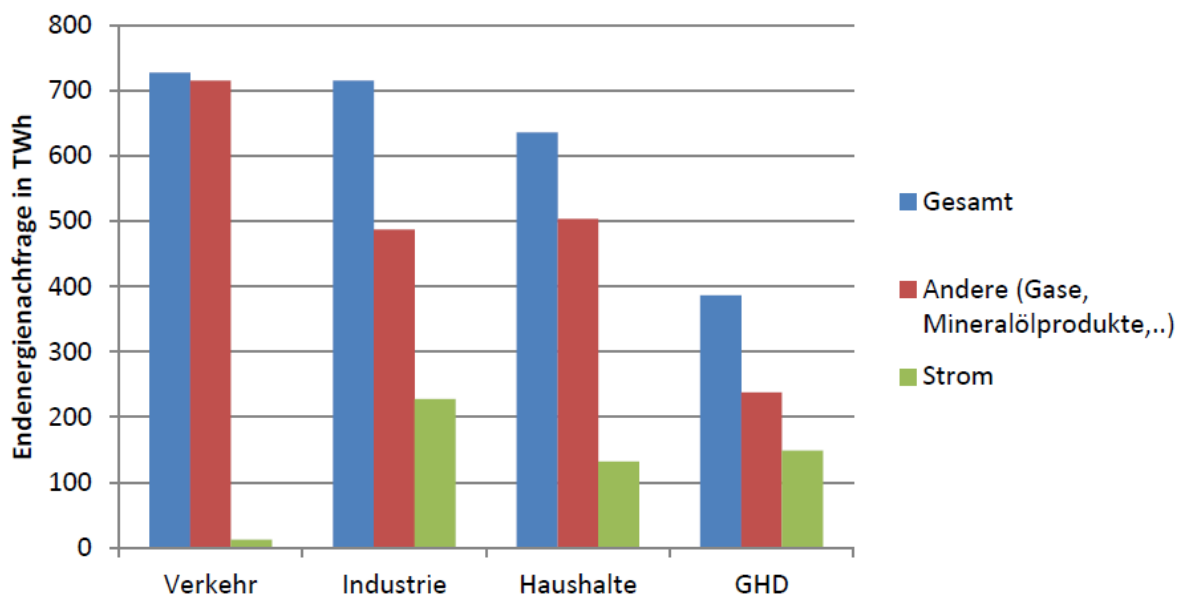


Abbildung 4: Endenergieverbrauch 2015 nach Sektoren und Energiequellen für Deutschland⁵

2015 betrug die gesamte Nachfrage nach Endenergie in Deutschland 2470 TWh, davon entfielen lediglich 520 TWh, also ca. 20% auf Strom. Der Anteil erneuerbarer Energieträger am gesamten Bedarf betrug knapp 200 TWh, d.h. 8% der Endenergienachfrage, vgl. Wietschel et al. (2018, S. 39). Das zeigt zum einen die Größe der Herausforderung, das Energiesystem zu wesentlichen Teilen auf erneuerbare Energiequellen umzustellen. Zum anderen wird aber auch das Potential für strombasierte, auf die Substitution fossiler Energieträger abzielender Sektorkopplungsanwendungen in den Sektoren Verkehr, Industrie, Haushalte und Gebäude / Handel / Dienstleistungen (GHD) deutlich.

⁵ Quelle: Wietschel et al. (2018, S. 40), Daten nach AGEBA (2017).

3 Überblick über Szenarien zur Sektorkopplung 2030 / 2050

Zur Thematik der Sektorkopplung wurden in jüngster Zeit diverse technisch-systemische Studien durchgeführt, die mit unterschiedlich detaillierten Modellen, verschiedenartigen Zielsetzungen bei der CO₂-Minderung und unterschiedlichen Zeithorizonten arbeiten. Übersichten und Meta-Analysen zu aktuellen Szenarien-Rechnungen finden sich etwa in „Flexibilität durch Kopplung von Strom, Wärme & Verkehr“ der Agentur für Erneuerbare Energien – AEE (2016), dem Gutachten „Umsteuern erforderlich: Klimaschutz im Verkehrssektor“ des Sachverständigenrats für Umweltfragen – SRU (2017) und im Working Paper „Sektorkopplung – Definition, Chancen und Herausforderungen“ von Wietschel et al. (2018).

Studie	Szenario	Jahr	Dekarbonisierung gegenüber 1990 [%]		Stromnachfrage [TWh]						
			Gesamt	Stromsektor	Gesamt	Traditionell	Wärme	Verkehr	Industrie	PtX für Brennstoff	Verluste
UBA 2014	THGND 2050	2050	95	100	3.000	465,8	61,9	91	k. A.	2.100	k. A.
Prognos. EWI, GWS (SCHLESINGER et al. 2014)	Zielszenario	2050	80	83	475	k. A.	k. A.	128	k. A.	5,56	k. A.
Prognos. EWI, GWS (SCHLESINGER et al. 2014)	Trendszenario	2050	65	69	554	k. A.	k. A.	82	k. A.	6,12	k. A.
Fraunhofer IWES et al. (KNOHR et al. 2014)	100%-EE-Szenario	-	k. A.	k. A.	601,2	450	20,7	42,8	k. A.	50,9	18
Fraunhofer IWES et al. (GERHARDT et al. 2015)	Zielszenario	2050	80	80	793	455	191	111	k. A.	31	5,6
HENNING und PALZER 2015	85%amb/Mixbeschl.	2050	85	k. A.	733	~360	97	51	k. A.	200	56
Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015	Aktuelle Maßnahmen	2050	54	60,4	630	582	0	36	0	0	12
Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015	Klimaschutzszenario 95	2050	95	95,7	779	502	16	82	k. A.	157	22
NITSCH 2016	Klima 2050	2050	95	100	1.107	k. A.	182,92	65,33	k. A.	k. A.	k. A.
QUASCHNING 2016	Mit Effizienzmaßnahmen	2040	100	100	1.320	500	150	200	250	k. A.	220
QUASCHNING 2016	Ohne Effizienzmaßnahmen	2040	100	100	3.120	600	770	700	530	k. A.	520
Enervis (ECKE et al. 2017)	Graue Elektrifizierung/Grüne Elektrifizierung	2050	75-82	85	600	~400	139	~60	k. A.	k. A.	k. A.
Enervis (ECKE et al. 2017)	Grüne Vollelektrifizierung	2050	95	100	790	~400	331	~60	k. A.	0	k. A.
Enervis (ECKE et al. 2017)	Grünes Gas	2050	95	100	1.450	~400	30		k. A.	600	k. A.
Agora Energiewende 2017		2030	55	62	770	470	200	60	k. A.	k. A.	40
GERHARDT et al. 2017	Klimawirksamkeit Elektromobilität	2050	95	~99	838	~480	~180	166	k. A.	Import	k. A.
Fraunhofer ISI, Consenec, IFEU (PFLUGER et al. 2017)	Referenzszenario	2050	54	59	629,6	501,9	35,9	30,5	1,7	0	36,6
Fraunhofer ISI, Consenec, IFEU (PFLUGER et al. 2017)	Basiszenario	2050	82	88	612,4	417,2	39,7	86,9	21,1	0	36,6

Tabelle 2: Sektorbezogene Stromnachfrage und Dekarbonisierung in verschiedenen Szenarien zur Sektorkopplung für Deutschland⁶

Die weit überwiegende Zahl der Studien belegt, dass eine nahezu vollständige Dekarbonisierung der Wirtschaft in Deutschland bis 2050 technisch und ökonomisch machbar ist, vgl. z.B. SRU (2017, S. 45). Allerdings werden große Anstrengungen zur Zielerreichung notwendig. Trend- und Referenzszenarien zeigen, dass die bisherigen Maßnahmen der Bundesregierung nicht ausreichen, um die gesetzten Minderungsziele bis 2050 zu erreichen, siehe etwa Tabelle 2. So liegen die entsprechenden Szenarien bereits getroffener oder zu erwartender Maßnahmen von Prognos / Ewi / GWS (2014), Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015) sowie Fraunhofer ISI et. al (2017a und 2017b) nur bei Minderungen der CO₂-

⁶ Quelle: SRU (2017, S. 46).

Emissionen zwischen 54% und 64% statt der minimal angestrebten 80%igen Reduktion von Treibhausgasen gegenüber 1990.

Gleichzeitig werden z.T. große Unterschiede zwischen den einzelnen Szenarien zu künftigen sektoralen und gesamten Nachfragemengen nach Strom deutlich. Um die allgemeine Unsicherheit künftige Entwicklungen betreffend zumindest zum Teil aufzufangen, werden in den meisten Untersuchungen mehrere Szenarien analysiert und miteinander (bzw. einem Referenzszenario) verglichen.

Die Unterschiede in den Ergebnissen der Zielszenarien der Studien resultieren vor allem aus:

- Unterschieden im **Zeithorizont**: Je weiter der Betrachtungszeitpunkt in der Zukunft liegt, desto größer werden systematisch die Unsicherheiten, aber auch die Gestaltungsmöglichkeiten für das Energiesystem der Zukunft; die potentiellen technologischen und sektoralen Transformationspfade aus heutiger Sicht werden flexibler.
- Unterschieden im **Minderungsziel** an Treibhausgasemissionen um 80%, 95% oder 100% (im Jahr 2050) gegenüber 1990: Dieses ist bei Zielszenarien in der Regel exogen vorgegeben. Die Höhe des Minderungsziels beeinflusst die im Energiesystem maximal verbleibende Menge an Brenn- und Kraftstoffen fossiler Herkunft. Daraus können extreme Unterschiede in den Transformationspfaden und korrespondierenden Mengen zwischen sonst ähnlichen Szenarien mit 80% und deutlich höheren Minderungen wie 95% oder 100% resultieren, weil bei Letzteren wegen kaum zu vermeidender Restemissionen aus Landwirtschaft und Industrie die vollständige Ausschöpfung der technisch verfügbaren Reduktionspotentiale und damit eine sehr weitgehende Dekarbonisierung aller anderen Sektoren nötig wird.
- Unterschieden in der **Gewichtung technisch möglicher Umwandlungspfade**. Oft werden mehrere Szenarien mit variierenden Anteilen alternativer Umwandlungstechnologien untersucht, die unterschiedliche spezifische Wirkungsgrade aufweisen, was sich auf die Gesamtstrommenge des Szenarios auswirkt. Je mehr direkte Elektrifizierung von Prozessen unterstellt wird, desto geringer sind benötigte Strommengen und Endenergiebedarf.
- Unterschieden in den Annahmen über den **Einsatz von CO₂-Abscheidungstechnologien** (Carbon Capture Sequestration, CCS) für industrielle Punktquellen, die fossile Energieträger nutzen und die nur unter erheblichem Aufwand auf Strom oder andere erneuerbare Energiequellen umgestellt werden können. Das hat Einfluss auf das verbleibende Emissionsbudget fossiler Herkunft.
- Unterschieden in den Annahmen zu künftigen **Energieträger-** und aus dem Emissionshandel resultierenden **CO₂-Preisen**: Diese beeinflussen das relative Preisgefüge (z.B. zwischen fossilen und erneuerbaren) Energiequellen und die absolute Höhe der Nachfrage nach Energie. Auch die künftig angenommene Belastung mit **Steuern** und **Abgaben** spielt in diesem Zusammenhang eine Rolle.
- Unterschiedlichen Prognosen zu spezifischen technisch-ökonomischen **Energieeinsparungspotentialen**, die wiederum auf die Entwicklung der Endenergienachfragemengen in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr (SRU 2017, S. 45) wirken. Dazu gehören auch unterschiedliche Annahmen zu **Innovationen** und

Kostenentwicklungen bei Schlüsseltechnologien wie etwa Elektrolyseuren zur Herstellung von Wasserstoff oder der Gewinnung von CO₂ aus der Luft („Direct Capture“) für die Methanherstellung.

- Unterschieden in der betrachteten räumlichen Abgrenzung des Energiesystems. So ist es von Bedeutung, ob **internationale Verkehre** in die Betrachtung einbezogen werden und in welchem Umfang ein **Import von Kraftstoffen und Energieträgern** aus erneuerbaren Quellen möglich ist.

Abbildung 5 zeigt die große Bandbreite der vorliegenden Schätzungen zum künftigen Bruttostromverbrauch.

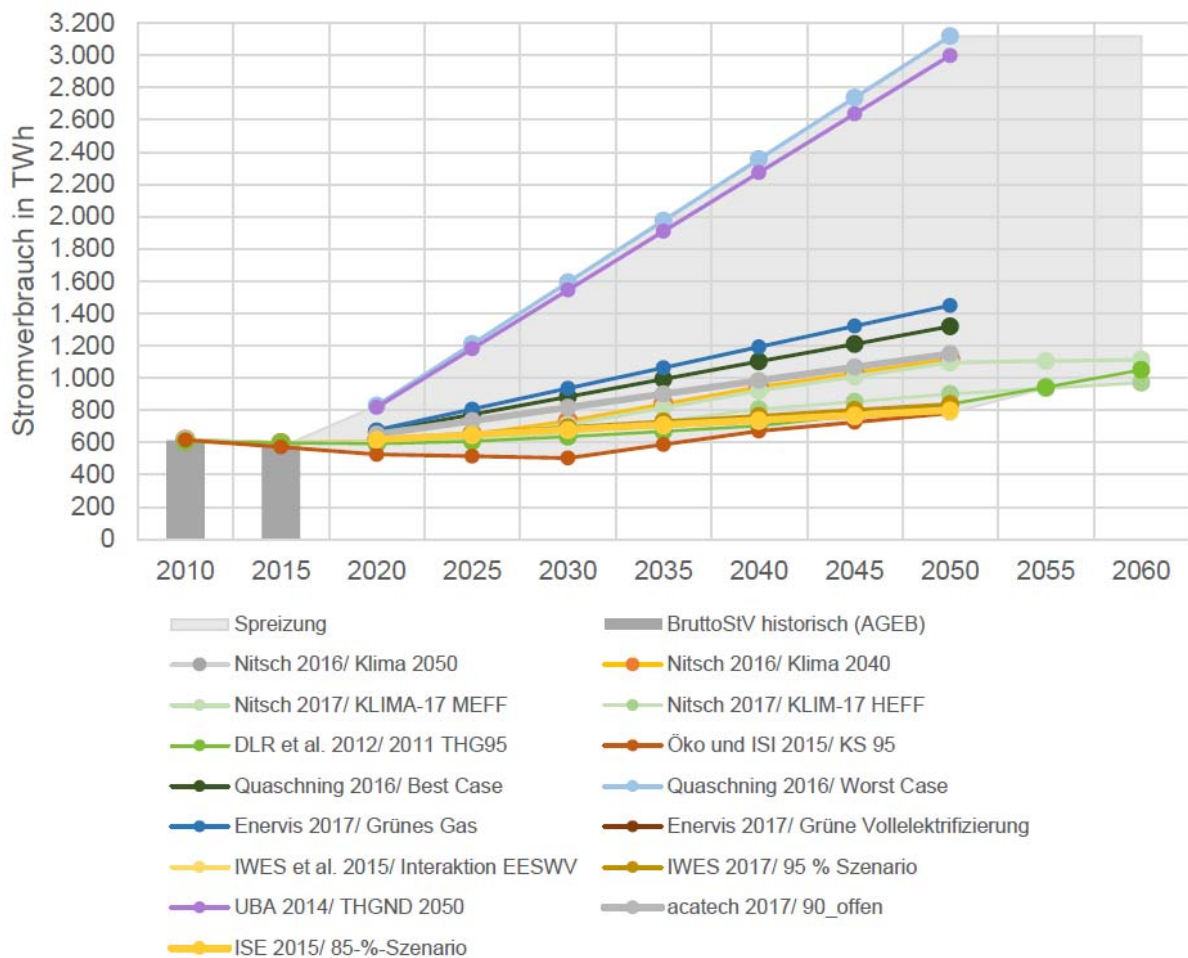


Abbildung 5: Projektionen des Bruttostromverbrauchs in aktuellen Energiesystemstudien⁷

Insbesondere in den Szenarien nach UBA (2014) „THGND“ und Quaschnig (2016) „worst case“ übersteigt der Bruttostromverbrauch die künftig in Deutschland zu erzeugenden Mengen an regenerativem Strom deutlich, dessen wirtschaftlich nutzbares Potential langfristig etwa auf 1.000 TWh abgeschätzt wird. Importe von Strom und / oder Brenn- und Kraftstoffen aus erneuerbaren

⁷ Quelle: Wietschel et al (2018, S. 42), auf Basis von Nitsch (2016), Nitsch (2017), Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015), DLR / Fraunhofer IWES / IfnE (2012), Quaschnig (2016), Enervis (2017), Fraunhofer IWES et al. (2015), UBA (2014), Acatech (2017) sowie Fraunhofer ISE (2015); fehlende Werte linear interpoliert.

Energiequellen werden hier in großem Umfang nötig. Dies hat bei UBA (2014) den Hintergrund, dass hier eine vollständige Dekarbonisierung aller Sektoren unter Einsatz von PtX-Technologien angenommen wird. Die Erzeugung von regenerativen Brenn- und Kraftstoffen aus Strom ist jedoch mit erheblichen Umwandlungsverlusten verbunden. Abweichend von der Methodik anderer Studien und der offiziellen Bilanzierung erfasst die Studie zudem auch den deutschen Anteil am internationalen Luft- und Seeverkehr. Darüber hinaus erwähnt UBA (2014) zwar die Möglichkeit zum Einsatz von Oberleitungs-Lkw, diese CO₂-Minderungsoption wird – im Gegensatz zu jüngeren Studien – aber nicht untersucht. Aufgrund dieser Faktoren liegt der Strombedarf 2050 weit über den Mengen der meisten anderen Studien. Es wird deutlich, wie stark die künftige Auswahl von möglichst energieeffizienten Kopplungspfaden die Höhe der Stromnachfrage und damit das gesamte Energiesystem prägen wird.

4 Sektorkopplungsspezifische Herausforderungen und Lösungsansätze

Im Folgenden soll auf ausgewählte sektorübergreifende Aspekte eingegangen werden, die sich unmittelbar aus einer forcierten Verwendung erneuerbarer Energiequellen und daraus folgend einer stärkeren Sektorkopplung ergeben.

4.1 Steigerung der Energieeffizienz

Durch die weitgehende (ggf. indirekte) Elektrifizierung der Sektoren Verkehr, Wärme und Industrie kommt es künftig im Vergleich zum Status quo zu einem insgesamt steigenden Strombedarf. Das macht neben einem Kapazitätsausbau bei der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen auch eine Reduktion spezifischer Energieverbräuche durch eine höhere Energieeffizienz erforderlich.

Die inländische Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien wird künftig bei einigen regenerativen Energiequellen an Grenzen stoßen. Beispielsweise ist nach einem Großteil der Studien wegen Flächenknappheit und Nutzungskonkurrenzen zu Nahrungsmitteln keine wesentliche Steigerung der Nutzung von Biomasse möglich. Ebenso sind kaum größere Kapazitätssteigerungen bei der Energiegewinnung aus Wasserkraft oder Geothermie zu erwarten. Das Energiesystem der Zukunft wird also weitgehend von der Photovoltaik und der Windkraft (off shore und on shore) bestimmt sein, vgl. die Studienübersichten bei AEE (2016) oder SRU (2017). Auch hier ist mit wachsenden Beschränkungen bei der künftigen Errichtung von Stromerzeugungskapazitäten zu rechnen. Zum einen dürften die besten Lagen für Solar- und landseitige Windkraftanlagen zuerst erschlossen werden, zum anderen ist bei sehr starkem Zubau dieser Anlagen bzw. zugehöriger Hochspannungsleitungen mit zunehmenden Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung rechnen. Deshalb muss die Steigerung der Energieeffizienz über alle Verbrauchssektoren eine zentrale Säule künftiger Klimaschutzpolitik sein. Kurz- und mittelfristig werden durch sie CO₂-Emissionen eingespart. Langfristig hilft eine höhere Effizienz auch, besonders knappe Ressourcen des Energiesystems wie Biomasse in Anwendungen mit begrenztem Substitutionspotential zu kanalisieren und das notwendige Ausmaß an Zubau in den Netzinfrastrukturen für erneuerbare Energien zu begrenzen, vgl. Fraunhofer ISI et al. (2017a, S. 2).

Für den Industriesektor sehen BCG / Prognos (2018) in ihrem 80%-Reduktionspfad vor allem Potentiale bei Verbesserungen der Energieeffizienz durch eine stärkere Durchdringung und bessere Auslegung effizientester Querschnittstechnologien wie Öfen, Antrieben, Pumpen und Beleuchtung. Bei konsequenterer Ausnutzung dieser Potentiale prognostizieren sie einen gegenüber dem Referenzszenario um rund 21% sinkenden Endenergieverbrauch des Sektors bis 2050, vgl. BCG / Prognos (2018, S. 51). Quaschnig (2016, S. 18) nimmt für den Bereich der Prozesswärme der Industrie in seinem „mit Effizienzmaßnahmen“-Szenario mit dem Zeithorizont 2040 eine 30%ige Effizienzsteigerung an, während in UBA (2014, S. 230) beim gesamten Endenergiebedarf der Industrie sogar von Einsparpotentialen von 50% (2010 bis 2050) ausgegangen wird.

Energieeffizienzgewinne sind auch bei der Raumwärme von Gebäuden essentiell. Dabei kommt der Gebäudedämmung bzw. -sanierung in Kombination mit hocheffizienten elektrischen Wärmepumpen eine große Bedeutung zu. Prinzipiell ließe sich der Raumwärmebedarf durch optimale Dämmmaßnahmen und Wärmerückgewinnung gegenüber heute um mehr als 80% verringern, vgl.

Quaschnig (2016, S.15). Eine durchschnittliche Reduzierung um mehr als 25 bis 50% erscheint Quaschnig (2016) im von ihm untersuchten Zeitraum bis 2040 allerdings wenig realistisch. BCG / Prognos (2018, S. 55) hingegen legen bereits ihrem 80%-Szenario einen ambitionierten Mix aus der Steigerung der jährlichen durchschnittlichen Sanierungsrate bei gleichzeitiger Erhöhung der mittleren Sanierungseffizienz von Wohngebäuden, besonders energieeffizienten Neubauten, einem deutlichen Ausbau der Fernwärme in urbanen Gebieten, dem beschleunigten Einbau von Wärmepumpen im Gebäudebestand und einer stärkeren Durchdringung der Solarthermie zugrunde. Damit werden im Jahr 2050 in diesem Segment CO₂-Minderungen von 90% gegenüber dem Referenzjahr 1990 erreicht.

Auch wenn im Verkehrssektor die langfristig größten Einsparpotenziale an CO₂ durch einen Technologiewechsel auf energieeffizientere batterieelektrische Pkw, hybride Oberleitungs-Lkw und PtX-Antriebe für den Luft- und Schiffsverkehr gesehen werden, sind auch hier Maßnahmen zur Steigerung der spezifischen Energieeffizienz unabdingbar. Zum einen, um mit knappen Energieressourcen zu haushalten, zum anderen, weil auch mittelfristig noch erhebliche Teile der Fahrzeugflotten mit fossilen Brennstoffen betrieben werden. Neben dem Umstieg auf alternative Antriebskonzepte werden in SRU (2017, S. 93) insbesondere eine Verringerung von Fahrwiderständen durch eine verbesserte Aerodynamik oder eine Gewichtsreduktion der Fahrzeuge, die Verringerung des Energiebedarfs von Nebenverbrauchern sowie die Verbesserung des Wirkungsgrades von Antriebstechnologien durch technische Optimierungen genannt. Nach Bergk / Knörr / Lambrecht (2017, S. 22) liegt das Potential zur Senkung des spezifischen Energieverbrauchs konventioneller Pkw (inklusive Hybridfahrzeugen) bei bis zu 50%. Meszler et al. (2016) kommen zu dem Ergebnis, dass für europäische Pkw mit Verbrennungsmotor bereits bis zum Jahr 2025 eine Minderung der spezifischen Emissionen von über 40% gegenüber dem gegenwärtigen Durchschnitt möglich ist. Die Steigerung der Energieeffizienz durch technische Maßnahmen kann als No-Regret-Strategie betrachtet werden, da auch alternative Antriebsformen von den erzielten Einsparungen profitieren.

4.2 Versorgungsnetze, Energiespeicher und weitere Flexibilitätsoptionen

Wind- und Solarenergie werden nach Übereinstimmung der Forschungslandschaft künftig die Stromversorgung Deutschlands dominieren, vgl. die Übersicht in AEE (2016). Die Stromerzeugung aus diesen Energiequellen ist zwar fluktuierend, ihre Profile ergänzen sich aber jahres- und tageszeitlich. Für höhere Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien ist ein Ausbau der entsprechenden Übertragungs- und Verteilnetze unumgänglich. Dabei sind räumliche Disparitäten zwischen Angebot und Nachfrage zu beachten, die über das Netz ausgeglichen werden müssen. So sind die Bedingungen für Windkraftanlagen im Norden Deutschlands besonders günstig, während die Verbrauchsschwerpunkte eher im Süden und Westen liegen.

Einerseits ermöglicht ein Ausbau der Stromnetze die Erschließung der kostengünstigsten Standorte zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland. Andererseits könnte durch eine stärkere europäische Vernetzung das erhebliche meteorologische Ausgleichspotential durch unterschiedliche Wetterbedingungen genutzt werden. Die Analysen von Fraunhofer ISI et al. (2017a, S. 13) ergeben für ihre Szenarien, dass das in Europa zu einem Zeitpunkt vorhandene Angebot an Erzeugungskapazitäten in den meisten Fällen ausreicht, um die Stromnachfrage im gesamten Gebiet zu decken. Ein Ausbau

mit europäischer Vernetzung stellt somit eine Alternative zu anderen Flexibilitätsoptionen wie zusätzlichen Speichern, konventionellen Backup-Kraftwerken oder neuen flexiblen Stromerzeugungsanlagen für den bedarfsorientierten Betrieb (Biomasse-Anlagen und Gasturbinen) dar.

Neben dem Stromnetz spielt das Erdgasnetz Deutschlands bei Überlegungen zur stärkeren Sektorkopplung eine Rolle. Bereits heute existiert ein Rohrleitungsnetz von 476.000 km Länge mit zugehörigen Speicherkapazitäten in Form von Kavernen- oder Porenspeichern von rund 24 Mrd. Kubikmetern Gas, vgl. Wietschel et al. (2018, S. 47). Darin kann Methan mit einem Brennwert von etwa 250 TWh gespeichert werden, was knapp einem Drittel des heutigen jährlichen Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser entspricht. Zusätzlich befinden sich Erdgasspeicher mit einer Kapazität von etwa 150 TWh bereits in Planung oder im Bau, vgl. Acatech (2017, S. 46). Dieses Netz kann auch als Transportinfrastruktur und Speicher für synthetisches Methan dienen. Mit Methan aus PtG-Prozessen oder Biomasse und dessen Speicherung im Gasnetz könnten künftig auch längere "kalte Dunkelflauten", d.h. Phasen mit wenig Sonne und Wind überbrückt werden. In solchen Fällen können Gase aus erneuerbaren Quellen in flexiblen Gaskraftwerken rückverstromt werden, wenn die Stromproduktion aus Wind und Sonne den Bedarf nicht decken kann und andere Speicheroptionen keine ausreichenden Kapazitäten bieten, vgl. z.B. Fraunhofer IEE / E4Tech (2017, S. 15). Acatech (2017, S. 46) gehen davon aus, dass moderne Gaskraftwerke aus den 400 TWh gespeicherter Energie knapp 250 TWh Strom erzeugen. Bei rund 2000 TWh Endenergiebedarf im Jahr 2050, die sich in den Acatech-Szenarien ergeben, könnte so bis zu einem Achtel des zukünftigen jährlichen Endenergiebedarfs als Reserve im Gasnetz vorgehalten werden. Es wird deutlich, dass Strom- und Gasnetze künftig u.U. stärker als bisher interagieren, was bei entsprechenden Netzausbauplanungen zu berücksichtigen ist. So kann eine stärkere Nutzung des Gasnetzes den Ausbaubedarf der Stromnetze im Vergleich zu einem sehr weitgehend auf direkter Stromnutzung basierenden Gesamtversorgungssystem mindern, vgl. Acatech (2017, ebd.). Allerdings ist die Nutzung des Potentials des Gasnetzes als chemischer Langzeitspeicher erst nach 2030 bei Anteilen erneuerbarer Stroms von 60 bis 80% an der gesamten Erzeugung wahrscheinlich, vgl. AEE (2016, S. 12). Einige Studien wie Fraunhofer ISI et al. (2017a) sehen auch 2050 keinen Bedarf für diese Speicherform, weil andere Flexibilitätsoptionen und konventionelle Speicher wie Pumpspeicherkraftwerke ausreichend Ausgleichspotential bieten.

Neben einer möglichen Backup-Funktion für das Stromsystem ist ein gut ausgebautes Gasnetz auch für die Verteilung von synthetischem Methan aus erneuerbaren Quellen für Industrieprozesse (hier vor allem zur Erzeugung von Prozesswärme), für die Versorgung des Schiffs- und ggf. Straßengüterverkehrs mit PtG sowie für die Belieferung von Raffinerien mit dem Ausgangsstoff zur Herstellung PtL-basierter Treibstoffe (z.B. Kerosin für den Luftverkehr) relevant. Darüber hinaus kann dem Erdgas / Methan des bestehenden Netzes 2-10% Wasserstoff zugemischt werden. Sollte Wasserstoff künftig als Energieträger in Industrieprozessen, der Verstromung oder für Brennstoffzellenantriebe eine größere Rolle im Energiesystem spielen, könnte der Transport eines Wasserstoff-Methan-Gemisches mit anschließender Trennung am Ort der Entnahme eine Alternative zum Aufbau einer eigenen Transportinfrastruktur für Wasserstoff darstellen, vgl. Acatech (2017, S. 46).

Für einen bedarfsgerechten Ausbau der Strom- und Gasnetze hinsichtlich Umfang und Netzabdeckung sind erhebliche Investitionen in langlebige Infrastrukturen vonnöten. Die entsprechenden Planungen sind langfristig anzulegen; sie sollten mögliche Wechselwirkungen zwischen Strom- und Gasnetz berücksichtigen. In Deutschland sind die entsprechenden Planungsprozesse bei der Bundesnetzagentur angesiedelt, was grundsätzlich gute Möglichkeiten eröffnet, abgestimmte Gesamtlösungen für das Energiesystem der Zukunft zu realisieren. Abbildung 6 beschreibt diesen Prozess beispielhaft für den Stromnetzausbau, bei Investitionen in das Gasnetz läuft er analog.

Das Verfahren ist prinzipiell als rollierende Planung durch die Übertragungsnetzbetreiber Amprion, TransnetBW, 50Hertz und TenneT unter Aufsicht der Bundesnetzagentur und Beteiligung der Öffentlichkeit in allen Prozessstufen angelegt. Zunächst stellen die Übertragungsnetzbetreiber einen Szenariorahmen auf, den die Bundesnetzagentur unter Öffentlichkeitsbeteiligung prüft, ggf. anpasst und genehmigt. Darauf basierend erstellen die Netzbetreiber einen Netzentwicklungsplan (NEP) für den Landbereich und einen für die Nord- und Ostsee, den sog. Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP). Die von der Bundesnetzagentur bestätigten Netzentwicklungspläne bilden zusammen mit dem Umweltbericht die Basis für den Bundesbedarfsplan mit einer Liste der benötigten Leitungsvorhaben, die der Gesetzgeber festlegt. Nachgeordnet finden die Detailplanungen von Trassenverläufen statt, die in das Planfeststellungsverfahren für Ausbauprojekte mündet.



Abbildung 6: Verfahren zur Bedarfsermittlung und Feststellung des Ausbaubedarfs an Höchstspannungsleitungen⁸

Die Netzentwicklungspläne haben einen Zeithorizont von 12-15 Jahren und werden alle zwei Jahre aktualisiert. Dieses Zeitintervall ermöglicht eine gewisse Flexibilität, um auf neue Entwicklungen im Energiesystem zu reagieren; der vergleichsweise lange Planungshorizont bringt hingegen relative Planungssicherheit. Die umfangreiche Beteiligung der Öffentlichkeit mag die Dauer des Verfahrens erhöhen; sie sollte jedoch auch zu einer breiteren Akzeptanz von Netzausbauprojekten in der

⁸ Quelle: Bundesnetzagentur (2017, S. 8).

Bevölkerung führen. Diese Akzeptanz ist eine wesentliche Voraussetzung für eine erfolgreiche Anpassung der Netze an die Erfordernisse einer klimafreundlichen Energieerzeugung.

Neben europäischem und nationalem Netzausbau und der Nutzung des Gasnetzes zur Rückverstromung existieren weitere Flexibilitätsoptionen zur Erhaltung der Stabilität und Versorgungssicherheit von Stromnetzen, deren Erzeugungskapazitäten fluktuierende Mengen Strom liefern. Die wesentlichen technischen Speicheroptionen mit ihren Entladezeiten und Kapazitäten sind in Abbildung 7 dargestellt.

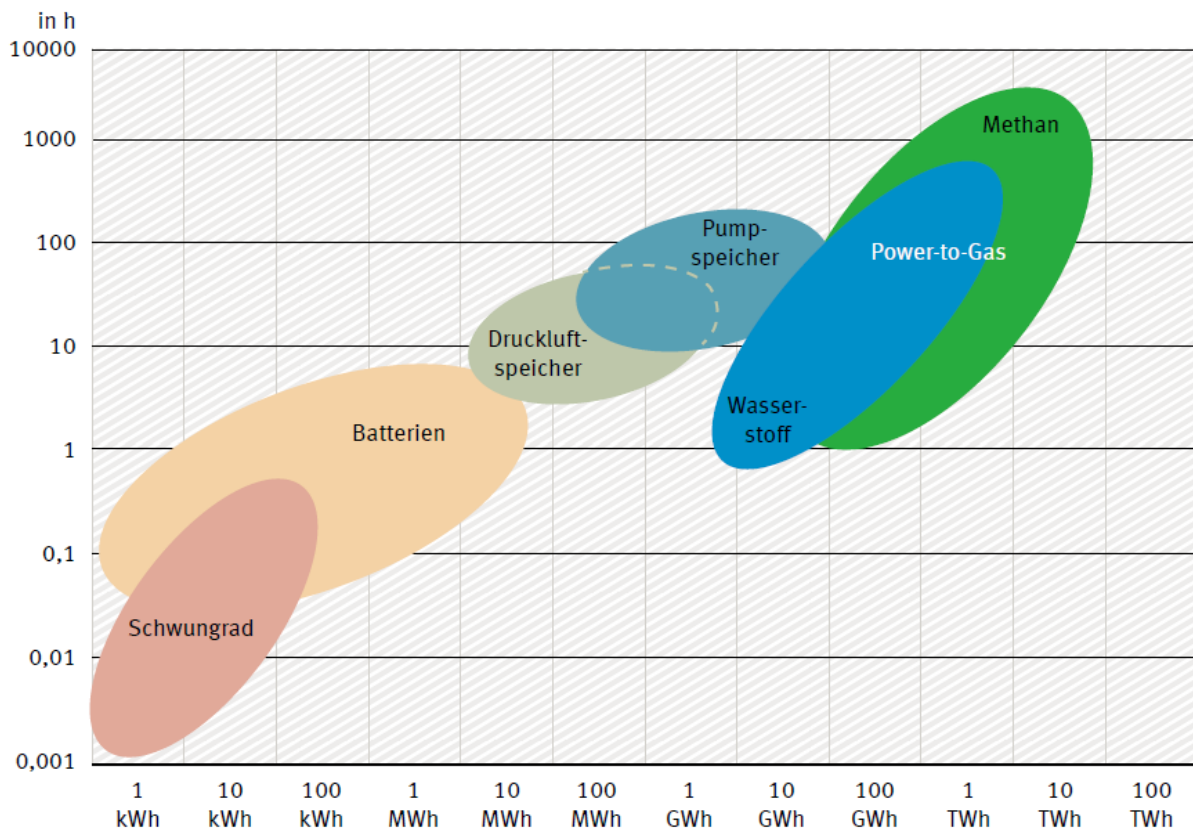


Abbildung 7: Kapazitäten und Entladezeiten von Speichern⁹

Kurzzeitspeicher werden in einem auf überwiegend fluktuierenden regenerativen Energien basierenden Stromsystem zur Sicherung der Netzstabilität und zur Überbrückung von Tages- und Wochenschwankungen benötigt, vgl. UBA (2014, S. 60). Hierzu zählen Spulen, Kondensatoren und Batterien, die hohe Wirkungsgrade von 90-95% bei der Rückverstromung aufweisen. Für den dauerhaften netzgekoppelten Einsatz von größeren Batteriespeichern wird die langfristige Entwicklung ihrer Lebensdauern ausschlaggebend sein. Ebenfalls als Kurzzeitspeicher können konventionelle Pumpspeicherwerke eingesetzt werden. Die Ergebnisse des 80%-Szenarios von Fraunhofer ISI et al. (2017a, S.8) deuten aber darauf hin, dass hier neue Pumpspeicher selbst bei hohen EE-Anteilen künftig nicht wirtschaftlich sind, obwohl diese auf absehbare Zeit die günstigsten Speichertechnologien bleiben werden. Die hohen Investitionskosten und benötigten Volllaststunden werden nicht erreicht, weil flexible Nachfrager aus dem Wärme- und Verkehrssektor (Power-to-Heat und Elektromobilität) etwaige

⁹ Quelle: UBA (2014, S. 60).

Stromüberschüsse aufnehmen. Auch für ambitioniertere Klimaziele sehen Fraunhofer ISI et al. (2017a, S. 8) physischen Speicherbedarf allenfalls langfristig. Zur systemdienlichen Nutzung der Flexibilität neuer Stromnachfrager bedarf es allerdings der Weiterentwicklung bestehender Bepreisungssysteme für Strom, auf die im nächsten Abschnitt eingegangen werden soll.

4.3 Reform der Bepreisung von Energie inkl. Kraftstoffen

Die Energiemärkte in Deutschland sind heute einer Vielzahl unterschiedlicher Gesetze und Regulierungen unterworfen, aus denen Energiepreise folgen, die sich hemmend auf eine bessere Kopplung von Angebots- und Nachfragesektoren, insbesondere den verstärkten Einsatz erneuerbaren Stroms im Verkehrs- und Wärmesektor auswirken, vgl. z.B. Acatech (2017, S. 54). Strom als Energieträger ist durch Steuern, Abgaben, Umlagen und Entgelte um ein Vielfaches höher belastet als Benzin, Diesel, Erdgas und Heizöl. Während der Endkundenpreis von Strom für Haushalte aktuell 18,7 Cent je Kilowattstunde (ct/kWh) beträgt, kosten Benzin 7,3 ct/kWh, Diesel 4,7 ct/kWh, Erdgas für Heizzwecke 2,2 ct/kWh und Heizöl nur 0,6 ct/kWh, vgl. Abbildung 8.

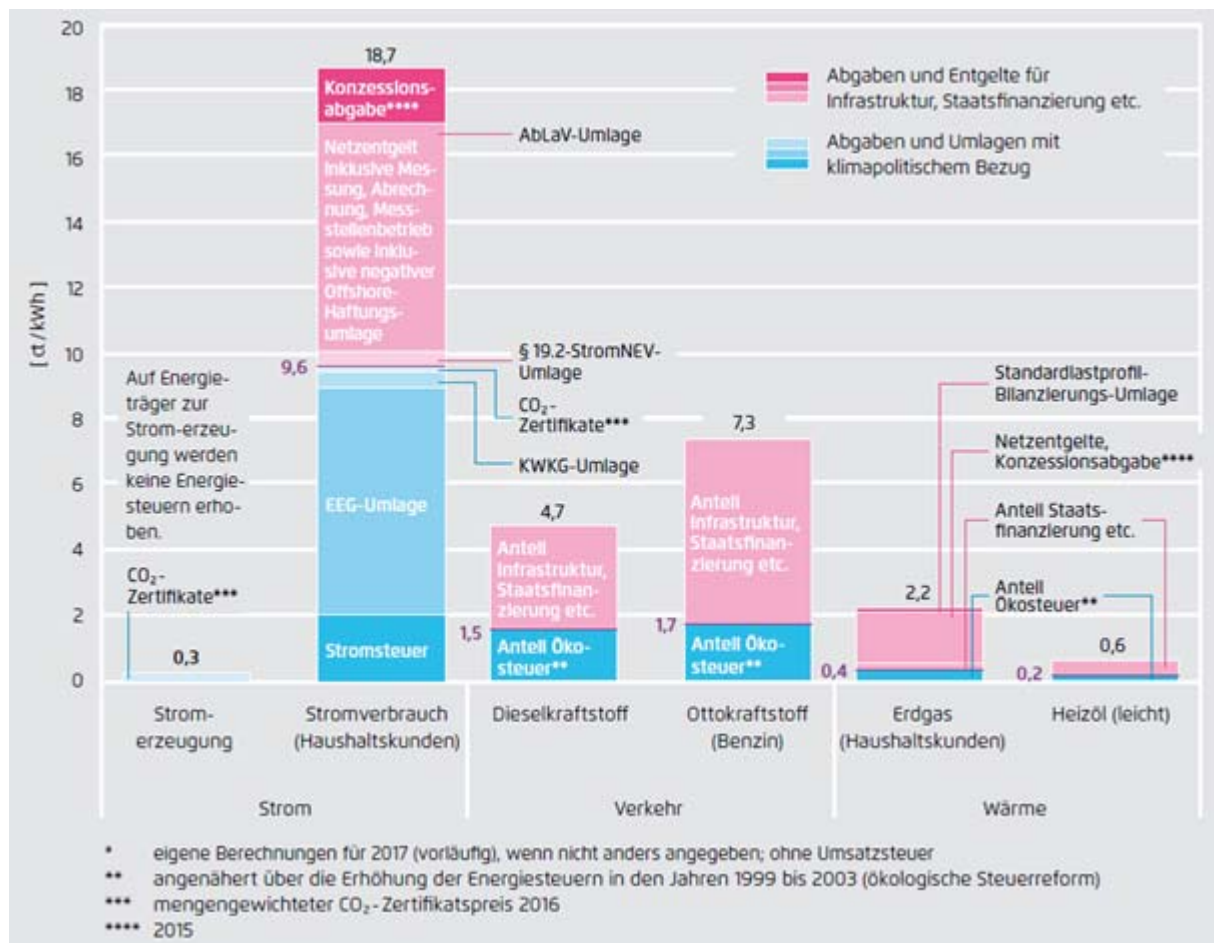


Abbildung 8: Staatlich veranlasste Preisbestandteile für Strom, Gas und Kraftstoffe in Deutschland 2017¹⁰

¹⁰ Quelle: Agora Energiewende (2017a, S. 16).

Aufgrund der historisch gewachsenen Struktur der Steuern, Abgaben und Umlagen hat Deutschland die zweithöchsten Strompreise Europas, vgl. Agora Energiewende (2017b, S. 3). Der implizite CO₂-Preis auf Strom durch EEG-Umlage und Stromsteuer liegt bei heute insgesamt 185 €/t, während die Ökosteuer zu einer impliziten CO₂-Bepreisung von 58 €/t für Diesel, 65 €/t für Benzin, 19 €/t für Erdgas und 8 €/t für leichtes Heizöl führt, vgl. Agora Energiewende (2017a). Zudem sind die Stromnetzentgelte in Deutschland regional sehr ungleich verteilt, vgl. Agora Energiewende (2017b, S. 56). Ursächlich für diese Unterschiede in der Bepreisung sind regulatorische Rahmenbedingungen, die in weitgehend voneinander getrennten Sektoren verschiedene, z.T. divergierende Zielsetzungen verfolgten. Dazu zählen ökologische Lenkungswirkungen (z.B. Strom- bzw. Ökosteuer, Emissionshandel), die Refinanzierung von Fördermaßnahmen und sektorspezifischer Infrastruktur (z. B. EEG-Umlage, Netzentgelte), die Erhebung von Finanzmitteln ohne Lenkungswirkung (z. B. Konzessionsabgaben), die Technologieförderung (z. B. abschaltbare Lasten) oder industriepolitische Ziele, vgl. Wietschel et al. (2018, S. 18).

Das bestehende komplexe regulatorische System für Energie in Deutschland erscheint nicht mehr sachgerecht, da es den Einsatz von strombasierten Sektorkopplungstechnologien und damit einen effizienten Klimaschutz behindert. Ein mögliches Zielmodell für die regulatorischen Rahmenbedingungen sollte sowohl zu einem ökonomisch effizienten Gesamtsystem als auch zu einer weitgehenden Internalisierung von Umweltkosten (u. a. durch CO₂-Emissionen) führen; daneben sind ggf. weitere Anforderungen wie Technologieförderung oder das Vermeiden von Carbon Leakage zu erfüllen, vgl. Wietschel et al. (2018, S. 18). Agora Energiewende (2017a, S. 3) nennt vier Kernelemente für einen grundlegenden Reformansatz: (1) eine CO₂-orientierte Reform der Strom- und Energiesteuern, (2) eine verursacher- und verteilungsgerechte Finanzierungsbasis für die Netze, (3) eine sektorübergreifende Finanzierung der Energiewendekosten und (4) das Einführen von zeitvariablen Tarifkomponenten.

Ein einheitliches Preissignal für CO₂ könnte entweder über eine sektorübergreifende Weiterentwicklung des europäischen Emissionshandels (EU ETS) oder alternativ mit einer CO₂-Steuer realisiert werden, die auf EU-Ebene oder ergänzend zum europäischen Emissionshandel auf nationaler Ebene erhoben werden müsste, vgl. z.B. Acatech (2017, S. 56). Eine derartige CO₂-Bepreisung würde fossile Energieträger verteuern und auf erneuerbaren Energien basierende Technologien fördern. Für bisher fixe, additive Netznutzungsentgelte und die EEG-Umlage wird u.a. von Fraunhofer IEE / E4tech (2017) eine Flexibilisierung vorgeschlagen. Sektorkopplungstechnologien mit zeitlich flexiblem Strombedarf wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge könnten von dieser Dynamisierung profitieren, da ihre Nutzer dann in der Lage wären, Strom zu besonders günstigen Zeiten zu beziehen. Dies trüge zu einem ökologischen, effizienten und systemdienlichen Stromverbrauch bei.

Reformvorschläge für eine verursacher- und verteilungsgerechte Finanzierungsbasis für die Netze setzen an den regulierten Netzentgelten an. Diese Entgeltkomponente dient vor allem der Finanzierung der Stromnetze und des Systembetriebs; ihr Aufkommen betrug 2015 26 Mrd. EUR. Diese fixen Netzkosten werden heute überwiegend durch eine arbeitsabhängige Tarifkomponente gedeckt, obwohl ein Großteil der Netzkosten leistungs- bzw. anschlussabhängig ist, vgl. Agora Energiewende (2017a). Zur künftigen Finanzierung der Energiewendekosten ist davon auszugehen, dass das bestehende Umlagesystem aus EEG- und KWKG-Umlage zur Förderung erneuerbarer Energien mit einem Volumen

von 22 Milliarden EUR im Jahr 2015 überarbeitet werden muss. Erneuerbare Energien sind trotz beständig gesunkener Kosten nicht vollständig konkurrenzfähig gegenüber fossilen Energieträgern, da der gegenwärtige CO₂-Preis aus dem EU-Emissionshandel zu niedrig ist, um eine Lenkungswirkung hin zu regenerativen Energieträgern zu entfalten. Eine reformierte EEG-Umlage wird daher weiterhin zur Sicherstellung der Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen erforderlich sein, vgl. Agora Energiewende (2017a).

5 Herausforderungen und Lösungsansätze der Transformation des Sektors Verkehr

Der Verkehr weist von allen Energienachfragesektoren Deutschlands den absolut höchsten Endenergieverbrauch auf. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt stammen ca. 94% davon aus fossilen Energieträgern. Erneuerbare Energien kommen im Verkehrssektor derzeit vor allem über Beimischungsquoten von Biodiesel und Bioethanol zu konventionellen Kraftstoffen zum Einsatz; nur ca. 1% der aufgewandten Endenergie wird – vorrangig im Bahnsektor – aus Strom gewonnen.

Im Gegensatz zu z.T. erheblichen Minderungen in anderen Sektoren, insbesondere der Industrie, stieg der Endenergieverbrauch im Verkehrsbereich seit 1990 von ca. 600 TWh pro Jahr um rund 20% auf etwa 730 TWh im Jahr 2015 an, vgl. BMWi (2017). Der mit Abstand höchste Energieverbrauch aller Modi ist dem Straßenverkehr zuzuordnen, wie Abbildung 9 deutlich macht. Dies ist sowohl auf dessen großen Anteil an der gesamten Verkehrsleistung, als auch den hohen spezifischen Energieverbrauch pro Verkehrsleistungseinheit zurückzuführen.

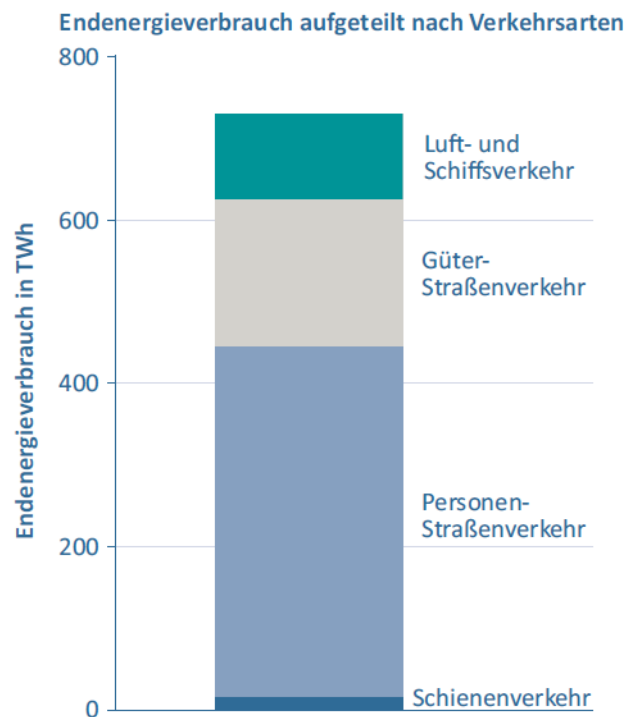


Abbildung 9: Endenergiebedarf im Verkehr nach Verkehrsträgern 2015¹¹

Für die Zukunft werden weitere substantielle Steigerungen der Verkehrsleistung aller Modi vorausgesagt. So geht die Verflechtungsprognose 2030, die der aktuellen Bundesverkehrswegeplanung zugrunde liegt, im Zeitraum 2010-2030 von +12,2% der Verkehrsleistung im motorisierten Individualverkehr (MIV) und + 38% im Straßengüterverkehr Deutschlands aus, vgl. BVU et al (2014). Das Erreichen der sektoralen CO₂-Minderungsziele der Bundesregierung (-40% des Endenergiebedarfs bis 2030, weitgehende Dekarbonisierung bis 2050 gemäß Klimaschutzplan 2050) ist demnach mit großen Herausforderungen verbunden. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen

¹¹ Quelle: Acatech (2017, S. 27).

(SRU), welcher in seinem Gutachten „Umsteuern erforderlich: Klimaschutz im Verkehrssektor“ für das ambitioniertere Minderungsziel von 95% bis 2050 plädiert, schlägt dazu eine umfassende Dekarbonisierungskaskade für den Verkehrssektor vor. Diese folgt dem Verlauf der Emissionsentstehung und besteht aus Maßnahmen der Verkehrsvermeidung und -bündelung, der Verlagerung auf umweltfreundlichere Verkehrsträger sowie einer Steigerung der Energieeffizienz und der Energieversorgung aus regenerativen Quellen für das Verkehrssystem der Zukunft (vgl. SRU 2017, S. 77 f.).

Hier soll sich auf grundsätzliche technologische Optionen für den Verkehrssektor mit Bezug zur Sektorkopplung konzentriert werden. Diese bilden einen zentralen Baustein für alle Anstrengungen zur Erreichung von CO₂-Minderungszielen. Sie zielen auf eine direkte oder indirekte Elektrifizierung des Verkehrs mittels Strom aus erneuerbaren Energien ab. Daneben können Kraftstoffe aus Biomasse in einem gewissen Maße zur Zielerreichung beitragen. Abbildung 10 zeigt die grundsätzlichen Antriebsoptionen und die dazugehörigen Prozessketten beispielhaft für Pkw. Diese Optionen kommen – mit spezifischen Einschränkungen aufgrund der Charakteristika und Anforderungsprofile der jeweiligen Fahrzeuge – auch für andere Verkehrsmittel in Betracht.

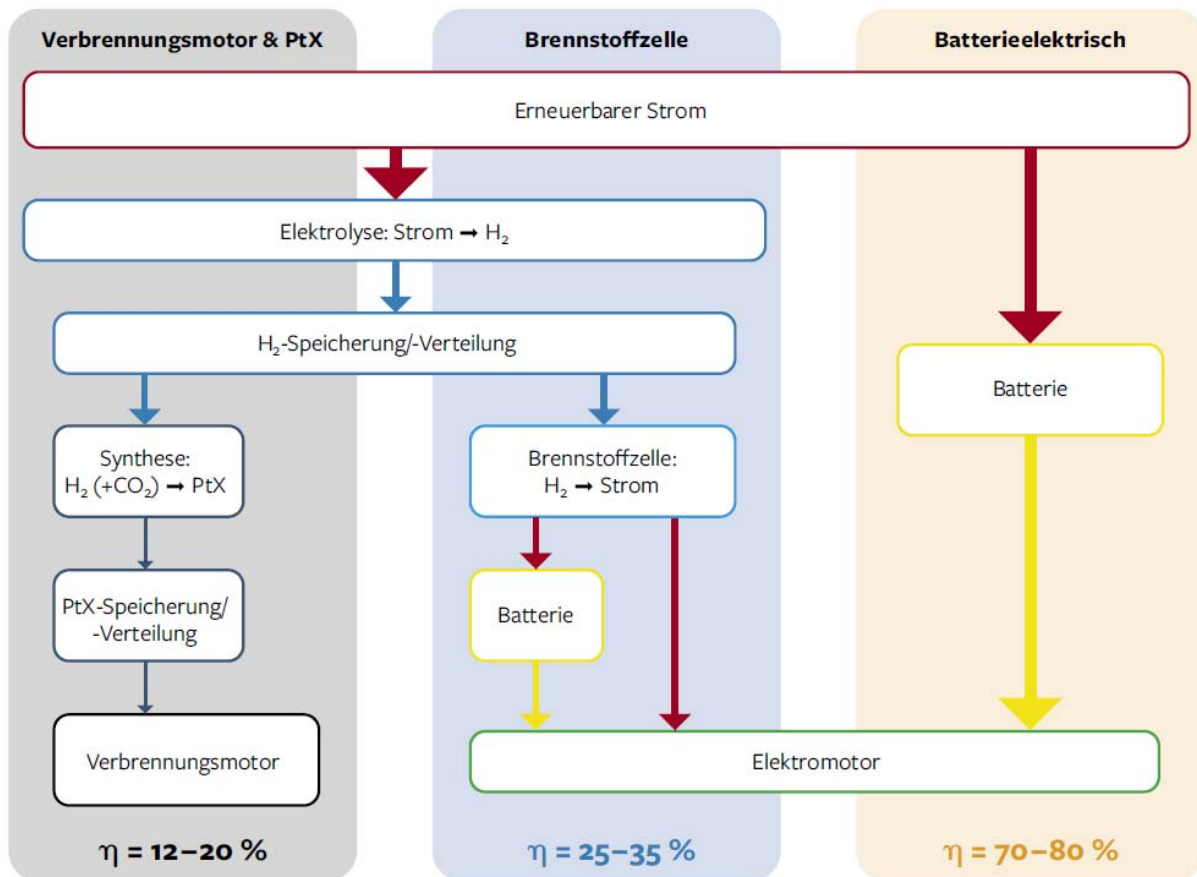


Abbildung 10: Antriebsoptionen für Pkw und ihr energetischer Gesamtwirkungsgrad¹²

¹² Quelle: SRU (2017, S. 86).

Technisch möglich sind drei verschiedene Konzepte, um Fahrzeuge mit Strom aus erneuerbaren Quellen anzutreiben. Den höchsten energetischen Wirkungsgrad weist dabei die direkte Elektrifizierung durch den Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen auf; er beträgt für die gesamte Prozesskette („well to wheel“) 70-80% der eingesetzten Energiemenge. Mehr als doppelt so viel Strom für die gleiche Kilometerleistung benötigen nach aktuellem technischen Stand Brennstoffzellen-Pkw. Für den Betrieb der Brennstoffzellen wird über Elektrolyse Wasserstoff hergestellt; dieser wird zurück in Strom gewandelt, der wiederum einen Elektromotor antreibt. Bei all diesen Prozessen treten Umwandlungsverluste auf. Die dritte Option ist der Antrieb eines klassischen Verbrennungsmotors mit synthetisch hergestellten, flüssigen oder gasförmigen Kraftstoffen aus Biomasse oder Strom. Ihr Wirkungsgrad liegt im Falle von PtX nur bei 12-20% der ursprünglich eingesetzten Energiemenge; es wird also vier- bis sechsmal so viel Strom für die gleiche Strecke benötigt, wie es bei batterieelektrischen Fahrzeugen der Fall ist.

5.1 Direkte Elektrifizierung

Das Konzept der direkten Elektrifizierung des Verkehrssektors ist nach der weit überwiegenden Mehrzahl der Studien ein wichtiger Bestandteil der angestrebten Dekarbonisierung des Verkehrs. Insbesondere für den Pkw-Verkehr, aber auch für leichte Nutzfahrzeuge und Nahverkehrsbusse kommen batterieelektrische Fahrzeuge in Frage. Der größte Vorteil dieser Antriebsoption ist der vergleichsweise hohe Wirkungsgrad. Deshalb ist nach Übereinstimmung der Studienlandschaft ihr Einsatz künftig überall dort unabdingbar, wo es die Anforderungsprofile und technischen Rahmenbedingungen erlauben, vgl. z.B. Wietschel et al. (2018) oder BCG / Prognos (2018). Die verstärkte Nutzung von Pkw-Elektrofahrzeugen in Deutschland führte nach Wietschel et al. (2018) bis 2030 zu ca. 110 bis 130 TWh und bis 2050 zu 80 bis 120 TWh zusätzlichem Strombedarf. Dem gegenüber stünden Einsparungen von ca. 400 TWh Kraftstoffs aus fossilen Quellen und eine entsprechende Minderung der damit verbundenen CO₂-Emissionen, vgl. Acatech (2017, S. 28). Zudem emittieren Elektrofahrzeuge keine Luftschadstoffe; auch das Niveau der Lärmemissionen liegt deutlich unter dem eines Pkw mit konventionellem Verbrennungsmotor.

Die zusätzlichen Strommengen erscheinen für das Energiesystem realisierbar, vgl. Wietschel et al. (2018). Allerdings müssen mittelfristig Lastspitzen durch das gleichzeitige Laden vieler Fahrzeuge (z.B. abends) vermieden werden, da sonst lokale Engpässe im Verteilnetz auftreten können. Ein Lösungsansatz für diese Problematik wäre das indirekte (über Preissignale) oder direkt gesteuerte Laden. Falls das Laden der Elektrofahrzeuge strompreisgesteuert geschieht, trüge diese Flexibilisierung zu einer guten Umweltbilanz bei, da dann überwiegend Strom in günstigen Stunden mit hoher Einspeisung erneuerbarer Energien genutzt werden kann, vgl. Wietschel et al. (2018, S. 38).

Aufgrund der raschen technologischen Entwicklung in den letzten Jahren kann angenommen werden, dass heutige Probleme rein batterieelektrischer Pkw hinsichtlich der Energiedichten, der Batteriekosten, der Batteriehaltbarkeiten und damit zu kurzer Reichweiten in naher Zukunft gelöst sind. Weltweit findet eine sehr dynamische Weiterentwicklung von Batteriezellen und -systemen für die Elektromobilität statt, die sowohl zu einer höheren Leistungsdichte als auch zu signifikanten Kostenreduktionen führt, vgl. etwa Acatech (2017, S. 28). Der Preis je kWh Batterieleistung ist allein im Zeitraum 2010-2016 um 77% gesunken, vgl. SRU (2017, S. 111). Bereits heute erreichen Modelle der Oberklasse wie der Tesla

Model S Reichweiten von 450 km mit einer Batterieladung. Auch für die Kompaktklasse haben mehrere Pkw-Hersteller (z.B. Nissan, Skoda, VW) Fahrzeuge mit einer elektrischen Reichweite von rund 500 km für die Jahre 2020 bis 2022 angekündigt, vgl. Fraunhofer ISI et al. (2017b, S. 43).

Momentan befindet sich unter Förderung der öffentlichen Hand eine flächendeckende Ladeinfrastruktur in Deutschland im Aufbau. Diese ist essentielle Voraussetzung für die künftige Entwicklung der Elektromobilität. Die im Februar 2017 veröffentlichte Förderrichtlinie des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) zielte dabei vorrangig auf öffentlich zugängliche Schnellladeinfrastruktur ab. Das gesamte Förderpaket soll zunächst den Aufbau von bundesweit 15.000 öffentlich zugänglichen Ladestationen ermöglichen, davon 5.000 Schnelllade- und 10.000 Normalladestationen, vgl. BMVI (2016). Aus Bedarfsschätzungen wurde das Ziel der Bundesregierung abgeleitet, in der Legislaturperiode 2017 bis 2021 ein flächendeckendes Netz von 50.000 Ladepunkten zu errichten, vgl. BMVI (2017, S. 5). Perspektivisch kann davon ausgegangen werden, dass die Verfügbarkeit geeigneter Ladeinfrastruktur für Elektromobilität keinen Engpass darstellt, vgl. vertiefend SRU (2017, S. 140 f.).

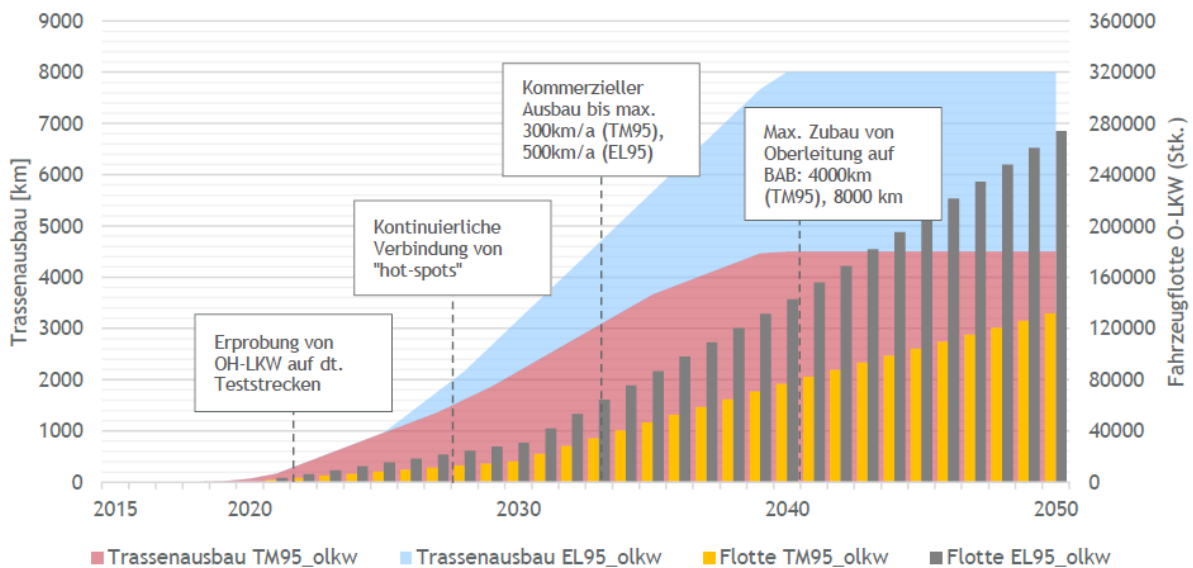


Abbildung 11: Möglicher Aufbaupfad eines Oberleitungsnetzes und zugehörige Entwicklung der Fahrzeugflotte von Oberleitungs-Lkw¹³

Während leichte Nutzfahrzeuge ähnliche Charakteristika und Anforderungsprofile wie Pkw aufweisen, einer direkten Elektrifizierung über Batterien also nichts im Wege steht, ist die Situation bei schweren Nutzfahrzeugen (12-40 t zulässiges Gesamtgewicht) anders. Für den Fernverkehr mit schweren Lkw ist derzeit nicht absehbar, dass sich die Technik batterieelektrischer Fahrzeuge zur Marktreife weiterentwickeln lässt. Es ist vielmehr davon auszugehen, dass auch künftig das bisher sehr hohe Volumen und Gewicht der mitzuführenden Batterien einem Einsatz im Langstreckengüterverkehr mit dem Lkw entgegensteht, vgl. etwa SRU (2017). Deshalb beleuchten aktuelle Studien, z.B. Wietschel et al. (2017), BCG / Prognos (2018) und Dena / Ewi (2018), die Möglichkeit der Einführung von

¹³ Quelle: Dena / Ewi (2018, S. 305).

Oberleitungen für die wichtigsten Strecken des deutschen Autobahnnetzes. BCG / Prognos (2018) und auch Dena / Ewi (2018) orientieren sich dabei an der Machbarkeitsstudie von Wietschel et al. 2017 und unterstellen für ihre Szenarien zwischen 4000 und 8000 km der höchstbelasteten Autobahnstrecken als mit Oberleitungen ausgestattet. Abbildung 11 zeigt beispielhaft für die Dena / Ewi-Szenarien, wie dieser Ausbau von statten gehen könnte.

Nach aktueller Straßenauslastung würden mit Oberleitungen für Lkw bei 4000 km 64% der Straßengüterverkehrsleistung auf Bundesautobahnen erreicht; bei 8000 km wären 91% der Güterverkehrsleistung abgedeckt. Damit ließen sich zu relativ moderaten Kosten von ca. 7 bis 10 Mrd. EUR für 4000 km Oberleitungen 10-12 Mio. t CO₂-Emissionen pro Jahr vermeiden, vgl. Wietschel et al. (2017). Die entsprechenden Oberleitungs-Lkw wären Hybridfahrzeuge und verfügten für Strecken abseits der ausgestatteten Autobahnen neben dem direkt versorgten Elektromotor über einen sekundären Antriebsstrang. Dieser könnte entweder über mittelgroße Batterien, vgl. SRU (2017, S. 143), oder von einem klassischen Verbrennungsmotor mit aus erneuerbaren Energien erzeugtem Kraftstoff betrieben werden. Erste Teststrecken für Oberleitungs-Lkw sind bereits in Betrieb. Auch für Fernbusse kann diese Technik perspektivisch eine relevante Rolle spielen. Wietschel et al. (2018) weisen zu Recht darauf hin, dass die Nachfrage nach Oberleitungsstrom durch Lkw-Fernverkehr vermutlich inflexibel sein wird und verweisen auf weiteren Forschungsbedarf zu dem Thema.

Die Schiene ist bereits heute ein energieeffizienter und vergleichsweise klimaverträglicher Verkehrsträger, vgl. auch im Folgenden dazu SRU (2017, S. 164 ff.). Bislang sind ca. 60% des gesamten Schienennetzes der bundeseigenen DB Netz elektrifiziert, auf dem aber rund 90% der Personenverkehrsleistung abgewickelt wird. Das Potential für weitere Elektrifizierung ist vor allem Nebenstrecken zurechnen, die vom Schienenpersonennahverkehr (SPNV) bedient werden. 2016 wurden 240 Mio. Zugkilometer im SPNV per Dieseltraktion erbracht, was circa 36% der Gesamtleistung des SPNV entspricht. Eine rasche und umfassende Elektrifizierung von Nebenstrecken scheint aus klimapolitischen Erwägungen heraus geboten. Unter wirtschaftlichen Aspekten könnten künftig auch alternative Schienenantriebe in Form von batterieelektrischen oder Brennstoffzellenfahrzeugen eine Rolle spielen.

Für den Schiffs- und Luftverkehr werden aufgrund der deutlich geringeren volumetrischen (auf das Volumen bezogenen) und gravimetrischen (auf die Masse bezogenen) Energiedichte von Batterien gegenüber flüssigen oder gasförmigen Kraftstoffen für Verbrennungsmotoren sowie den Spezifika der Verkehrsmittel derzeit kaum Möglichkeiten für den Einsatz elektrischer Antriebe gesehen.

5.2 Brennstoffzellenantriebe / Wasserstoffmobilität

Brennstoffzellenantriebe basieren auf Elektromotoren, deren Energiequelle Wasserstoff ist. In der Brennstoffzelle reagiert der Wasserstoff mit Sauerstoff zu Wasserdampf, wodurch elektrische Energie frei wird. Mit dieser Energie wird der Elektromotor angetrieben und / oder einer Batterie mit kleiner Kapazität zur Zwischenspeicherung aufgefüllt. Als Beiprodukt entsteht nur Wasserdampf, sodass diese Antriebsform ebenso wie batterieelektrische Fahrzeuge frei von Emissionen lokaler Schadstoffe ist, vgl. z.B. SRU (2017, S. 83). Wasserstoff kann prinzipiell durch großtechnisch bewährte Elektrolyseverfahren aus regenerativer Energie und Wasser gewonnen werden.

Vorteile gegenüber batterieelektrischen Fahrzeugen sind zum gegenwärtigen Zeitpunkt eine höhere Reichweite und eine raschere Betankung, vgl. etwa Acatech (2017, S. 28). Nachteilig wirkt sich der deutlich geringere Wirkungsgrad über die Prozesskette aus: Im Vergleich zu einem batterieelektrischen Fahrzeug benötigt ein Brennstoffzellenfahrzeug etwa die doppelte Menge Ausgangsenergie für die gleiche Strecke, vgl. Abbildung 10. Dies ist den Verlusten bei der Umwandlung von Strom in Wasserstoff, dem Transport und der Verteilung sowie bei der Rückkonversion in Strom im Fahrzeug geschuldet. Darüber hinaus sind Brennstoffzellenfahrzeuge derzeit in der Anschaffung deutlich teurer als batterieelektrische, vgl. Acatech (2017, S. 29). BCG / Prognos (2018, S. 51) urteilen, dass dem Brennstoffzellenantrieb die technologische Reife fehlt, um vor 2030 in größerem Umfang kosteneffizient eingesetzt werden zu können. Ein etwas größeres, langfristigeres Potential des Brennstoffzellenantriebs als im Pkw-Bereich sehen Acatech (2017, S. 29) für den Güterfernverkehr, da der Vorteil der höheren Reichweite gegenüber batterieelektrischen Fahrzeugen stärker ins Gewicht fällt.

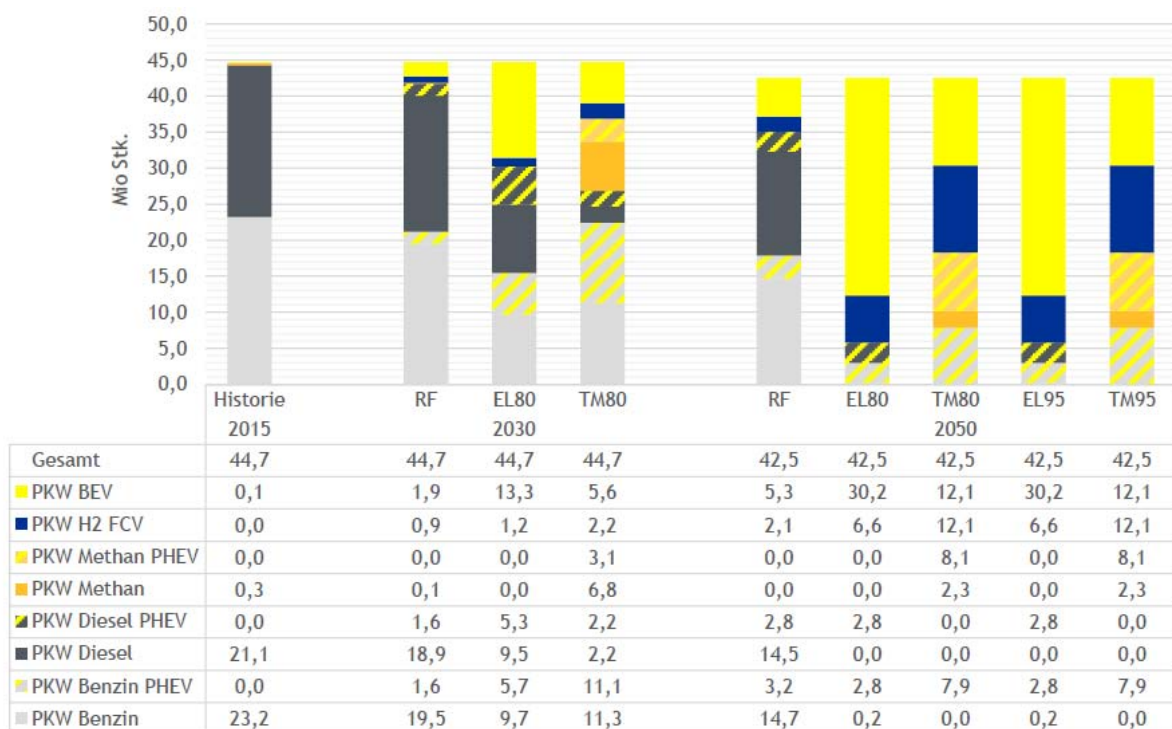


Abbildung 12: Pkw-Flottenentwicklung und -bestand nach Antriebsarten¹⁴

Die meisten Langfristszenarien rechnen bei Pkw mit einem deutlichen Übergewicht rein batterieelektrischer Fahrzeuge gegenüber Fahrzeugen mit Wasserstoffantrieb. Der Umfang des Einsatzes von Brennstoffzellenfahrzeugen variiert jedoch in den Studien. So sehen BCG / Prognos (2018, S. 180) das Potential für Brennstoffzellenfahrzeuge aufgrund ihrer inhärent schlechteren Energieeffizienz im Personenverkehr auf (wenige) Vielfahrer im Langstreckenverkehr und ein hochmotorisiertes Luxussegment begrenzt. Dena / Ewi (2018) hingegen gehen in ihren Zielszenarien von einer substantiellen Wasserstoffnachfrage des Verkehrssektors von ca. 18-27 TWh im Jahr 2030 und 92-120 TWh im Jahr 2050 aus. Dies spiegelt sich in vergleichsweise hohen Anteilen von

¹⁴ Quelle: Dena / Ewi (2018, S. 121).

Brennstoffzellenfahrzeugen zwischen 16% und 28% der Pkw-Flotte 2050 wider, wie Abbildung 12 deutlich macht.

Ursache dieser Divergenzen über verschiedene Studien hinweg dürften vor allem voneinander abweichende Annahmen über die zu erwartenden technisch-ökonomischen Entwicklungen sein, insbesondere zu den künftigen Bau- und Betriebskosten von Elektrolyseuren und Brennstoffzellenfahrzeugen.

Eine Wasserstoffinfrastruktur zur Betankung von Brennstoffzellenfahrzeugen ist bisher nur rudimentär vorhanden. Im Juni 2016 waren 21 Wasserstofftankstellen mit der Standard-Betankungstechnologie von 700 bar für Pkw in Deutschland in Betrieb. Ein Industrie-Joint-Venture plant bis 2019/2020 eine Basisabdeckung Deutschlands mit circa 100 Wasserstofftankstellen. Damit soll das Kernnetz der transeuropäischen Verkehrswege abgedeckt und europaweite Mobilität mit Brennstoffzellen-Pkw ermöglicht werden. Danach soll der weitere Ausbau in Abhängigkeit der Entwicklung des Fahrzeugbestandes erfolgen, sodass bis zum Jahr 2025 deutschlandweit insgesamt bis zu 400 Tankstellen verfügbar wären, vgl. BMVI (2016).

5.3 Biokraftstoffe und PtX

Im Energiesystem der Zukunft werden regenerativ erzeugte Kohlenwasserstoffe aus Biomasse und / oder Strom in großem Umfang als Brenn- und Kraftstoffe benötigt. Dies betrifft neben Industrieprozessen vor allem Bereiche des Verkehrssektors, in denen eine direkte Elektrifizierung auch mittelfristig technisch nicht realisierbar erscheint, etwa in der Luft-, Binnen- und Seeschifffahrt sowie in Teilen des Schwerlastverkehrs auf der Straße. Dabei haben flüssige Energieträger im Vergleich zu gasförmigen Energieträgern wesentlich höhere Energiedichten. Aus diesem Grund sind sie vor allem im Flugverkehr unverzichtbar, vgl. UBA (2014, S. 69).

Wesentlicher Vorteil dieser Kohlenwasserstoffe aus erneuerbaren Energiequellen ist die potentiell mögliche sektorübergreifende Verwendung in Industrie, Chemie, Wärme und Verkehr. Darüber hinaus ist eine flächendeckende Infrastruktur zum Transport, zur Speicherung und zur Verteilung flüssiger und gasförmiger Kraft- und Brennstoffe bereits vorhanden. Im Verkehrssektor sind für den Einsatz von Biokraftstoffen, PtG oder PtL allenfalls geringfügige Anpassungen der heutigen Motorentechnik notwendig.

Aus Strom erzeugte Brenn- und Kraftstoffe (PtL / PtG) und biomassebasierte Kohlenwasserstoffe sind Substitute. Je nach Annahmen über die nutzbaren Potentiale zur Erzeugung von Energie(-trägern) aus Biomasse unterscheiden sich die Ergebnisse verschiedener Studien hinsichtlich des Einsatzes von PtX und Kraftstoffherzeugung aus Biomasse erheblich: Je höher das Biomassepotential angesetzt wird, desto weniger PtX wird benötigt. Einen großen Einfluss auf beide Größen hat zudem das Vermeidungsziel, das definiert, wieviel Energie fossilen Ursprungs bis 2050 im Gesamtsystem verbleibt und als Treibstoff verwendet werden kann. Selbst bei hohen CO₂-Preisen für fossile Energiequellen (Erdöl und Erdgas) ist von deutlich niedrigeren Kosten gegenüber den Herstellungskosten für Kraftstoffe aus Strom oder Biomasse auszugehen, vgl. Agora Verkehrswende / Agora Energiewende / Frontier Economics (2018) und Fraunhofer ISI et al. (2017a). Dies führt dazu, dass bei Vermeidungszielen am unteren Rand der

politischen Ziele, d.h. 80% gegenüber 1990, weiterhin Kraftstoffe aus fossilen Quellen zum Einsatz kommen können, während diese bei höheren Vermeidungszielen vollständig ersetzt werden müssen.

Biokraftstoffe können aus Anbaubiomasse (Energiepflanzen wie Mais oder Raps) oder Reststoffen (z.B. Holzabfällen) beispielsweise über Vergärung zu methanhaltigem Biogas sowie weitere, sich anschließende Verarbeitungsstufen gewonnen werden. Die Herstellung von Biokraftstoffen aus Anbaubiomasse (so genannte Biokraftstoffe der ersten Generation) führt jedoch zu Konkurrenzen mit der Nahrungsmittelproduktion sowie der stofflichen Verwendung. Zudem erbringen sie häufig nicht die erforderlichen THG-Minderungen bei vergleichsweise geringer Flächeneffizienz. Die energetische Verwertung von Reststoffen (Biokraftstoffe der zweiten Generation) ist zwar ökologisch weniger bedenklich, ihr Mengenpotential ist aber begrenzt, vgl. z.B. SRU (2017, S. 81). Auf der Nachfrageseite existieren ebenfalls Nutzungskonkurrenzen um die knappe Ressource Biomasse. Dies erfordert eine Überprüfung der zu Biomasse / Biokraftstoffen alternativen Optionen in konkurrierenden Energieverbrauchssektoren. Fraunhofer ISI et al. (2017a, S.3) gehen davon aus, dass sich der Biomasseeinsatz gegenüber heute tendenziell vom Strom- und Wärmesektor in bestimmte Industrienwendungen sowie in den Luft- und Seeverkehr verlagert, da dort aus heutiger Sicht nur wenige und vergleichsweise teure CO₂-freie Alternativen zur Biomassenutzung existieren.

Das inländische Potential fester und gasförmiger Stoffe aus Biomasse beziffert UBA (2014, S. 55) auf 202 TWh pro Jahr. Erzeugte man aus dem gesamten Festbrennstoffpotential Biokraftstoffe der zweiten Generation, könnten daraus jährlich etwa 81 TWh Biokraftstoffe gewonnen werden, vgl. UBA (2014, S. 54). UBA (2014) schlussfolgern für ihr Szenario mit 100% erzeugten erneuerbaren Energien, dass Kraftstoffe aus Abfallbiomasse nur einen sehr begrenzten Beitrag zur Emissionsminderung des Verkehrssektors leisten können, vgl. UBA (2014, S. 54). Die technische Nutzung von Solar- und Windenergie liefere erheblich höhere flächenspezifische Energieerträge als die energetische Nutzung von Anbaubiomasse, vgl. UBA (2014, S. 251), weshalb in dieser Studie 2050 statt Kraftstoffen aus Biomasse ausschließlich strombasierte Treibstoffe zum Einsatz kommen. Ähnlich empfehlen BCG / Prognos (2018) den Einsatz der begrenzten Menge inländisch verfügbarer Biomasse vor allem für den Industriesektor, um dort Kohle und Gas in der industriellen Nieder- und Mitteltemperaturwärmeerzeugung zu ersetzen, vgl. BCG / Prognos (2018, S. 10).

Im Gegensatz dazu werden im 80%-Reduktionsszenario von Fraunhofer ISI et al. (2017a) im Verkehrssektor ausschließlich Biokraftstoffe statt PtX sowie – zu geringeren Anteilen – Treibstoffe aus fossilen Quellen eingesetzt. Dies liegt zum einen an den unterstellten Kosten und Potentialen für die Erzeugung von Biokraftstoffen einerseits und den Kosten für die strombasierte Herstellung von Wasserstoff und daraus folgend für synthetische Kohlenwasserstoffe wie z. B. synthetisches Methan andererseits. Aus Strom erzeugtes Methan als Basisstoff für PtG- und PtL-Lösungen kostet 2050 nach Fraunhofer ISI et al. (2017a, S. 3) auch inklusive CO₂-Preis ein Vielfaches von fossilem Erdgas. Daneben erlaubt ein Minderungsziel von 80% im Gegensatz zu strikteren Zielen die Nutzung von fossilen Energieträgern in Bereichen, die sich nur schwer auf regenerative Energiequellen umstellen lassen. Es gibt bei einer 80%igen Reduktion nach Fraunhofer ISI et al. (2017a) also keinen zwingenden Grund, synthetische Kraftstoffe auf Strombasis einzusetzen. Die Autoren räumen allerdings ein, dass diese Einschätzung bei höheren Vermeidungszielen einer Überprüfung unterzogen werden sollte.

Wie die gegensätzlichen Ergebnisse der Untersuchungen von UBA (2014) und Fraunhofer ISI et al. (2017a) andeuten, wird der Umfang der künftigen Verwendung von PtG und PtL in der Studienlandschaft uneinheitlich eingeschätzt. Für aus Strom synthetisierte Kohlenwasserstoffe existieren zwar keine grundsätzlichen Beschränkungen der Potentiale wie bei aus Biomasse hergestellten Kraft- und Brennstoffen. Ihre Herstellung ist aber mit hohem technischem und energetischem Aufwand verbunden, was sich in geringen Wirkungsgraden „well-to-wheel“ widerspiegelt. Bei Pkw beträgt dieser z.B. nur 12-20% der eingesetzten Energiemenge, vgl. Abbildung 10. In einer Studie für den Verband der deutschen Automobilindustrie (VDA) gehen LBST / Dena (2018) dennoch davon aus, dass der EU-weite Endenergieverbrauch des Verkehrs im Jahre 2050 zu mehr als 70% von PtG und PtL gedeckt wird, vor allem im Luft-, Schiffs- und Straßengüterverkehr. Die entsprechende Nachfrage nach erneuerbarem Strom des gesamten EU-Verkehrssektors im Jahr 2050 überstiege je nach Szenario die heutige EU-Stromproduktion um Faktor 1,7 bis Faktor 3. Ein entsprechender Ausbau der europäischen Erzeugungskapazitäten wird von LBST / Dena (2018) zwar technisch für möglich gehalten; aus Kostengründen wird aber von einem starken Import von PtG- und PtL-Produkten bzw. deren Vorläufersubstanzen ausgegangen. Falls es zu einem breiten Einsatz von synthetischen Kraft- und Brennstoffen kommt, was angesichts mangelnder Alternativen für bestimmte Segmente des Verkehrs und Industrieprozesse als wahrscheinlich erscheint, kann die Notwendigkeit solcher Importe ab ca. 2030 bis 2050 und darüber hinaus als wissenschaftlicher Konsens angesehen werden, vgl. z.B. auch Agora Verkehrswende / Agora Energiewende / Frontier Economics (2018) oder Prognos / UMSICHT / DBFZ (2018).

Agora Verkehrswende / Agora Energiewende / Frontier Economics (2018) schätzen, dass synthetisches Methan und Öl in Europa, z.B. auf Basis von Offshore-Windenergie in Deutschland, zunächst etwa 20 bis 30 ct/KWh kosten. Falls die global installierte PtG-/PtL-Kapazität auf etwa 100 Gigawatt stiege, könnten diese Kosten aufgrund von Skalen- und Lerneffekten bis 2050 auf etwa 10 ct/KWh sinken. Das entspricht ca. einem Euro pro Liter synthetischem Methan oder Flüssigtreibstoff. In ähnlicher Größenordnung liegt die Schätzung von Prognos / UMSICHT / DBFZ (2018, S. 21) mit Produktionskosten von 0,7 bis 1,3 Euro pro Liter Flüssigtreibstoff.

Mittel- und langfristig sind Herstellungskosten synthetischer Kraft- und Brennstoffe in außereuropäischen Regionen mit guten Bedingungen zur Stromerzeugung aus Wind- und / oder Photovoltaik geringer als die der europäischen oder inländischen Erzeugung. Ausschlaggebende technische und ökonomische Voraussetzungen für die Errichtung solcher integrierter PtX-Erzeugungsanlagen sind vor allem lokal günstige Stromerzeugungskosten und eine hohe Zahl an Volllaststunden, vgl. Agora Verkehrswende / Agora Energiewende / Frontier Economics (2018, S. 16). Bei PtX-Anlagen an Standorten mit einer hohen Strahlungsintensität und / oder einem hohen Windaufkommen, z.B. in Nordafrika und im Nahen Osten, wird heute von um rund 40% niedrigeren Kosten bei gleichen Kapitalkosten ausgegangen, vgl. Agora Verkehrswende / Agora Energiewende / Frontier Economics (2018, S. 20).

Für die künftige Kostenentwicklung spielen antizipierte technische Innovationen, z.B. zur preiswerten Gewinnung von CO₂ aus der Luft zur Methansynthese („direct capture“) eine Rolle. Einfluss auf die Standortwahl haben auch die Transportentfernung nach Deutschland und der Zugang zu Infrastruktur zum Transport von PtX-Produkten. Darüber hinaus weisen Agora Verkehrswende / Agora

Energiewende / Frontier Economics (2018) auf politische Risiken hin: zum einen auf mögliche politische Instabilitäten in potentiellen außereuropäischen Erzeugerstaaten, die sich z.B. in höheren Kapitalkosten niederschlagen; zum anderen auf die dauerhaft höheren Kosten von PtX gegenüber fossilen Alternativen. Sie schlussfolgern, dass die avisierten Investitionen und damit verbundenen Kostensenkungen bei synthetischen Brennstoffen ohne politische Intervention bzw. Selbstbindung und / oder eine hohe CO₂-Bepreisung nicht zu erwarten sind, vgl. Agora Verkehrswende / Agora Energiewende / Frontier Economics (2018, S. 23). Die PtX-Erzeugung und ein sich entwickelnder Weltmarkt für die entsprechenden Produkte kann aber auch bisher vom Export fossiler Energien abhängigen Staaten mit guten Standortbedingungen eine alternative Einnahmequelle bieten und so zum weltweiten Klimaschutz beitragen.

Literaturverzeichnis

- Acatech (2017):** Sektorkopplung – Optionen für die nächste Phase der Energiewende. Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina | www.leopoldina.org aca-tech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften | www.acatech.de. Union der deutschen Akademien der Wissenschaften. Acatech. München.
- AEE – Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (2016):** Metaanalyse: Flexibilität durch Kopplung von Strom, Wärme & Verkehr. Forschungsradar Energiewende. Bearbeiter: Kirchner, A.; Koziel, S.; Mayer, N. (Prognos AG); Kunz, C. (Agentur für Erneuerbare Energien), Agentur für Erneuerbare Energien e.V. Berlin.
- AGEB (2017):** Energieflussbild der Bundesrepublik Deutschland 2015, Energieeinheit Petajoule (PJ).
- Agora Energiewende (2017a):** Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. Hintergrund. Berlin. April 2017.
- Agora Energiewende (2017b):** Energiewende 2030: The Big Picture. Megatrends, Ziele, Strategien und eine 10-Punkte-Agenda für die zweite Phase der Energiewende. Berlin. Juni 2017.
- Agora Verkehrswende / Agora Energiewende / Frontier Economics (2018):** Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Berlin, Köln. 28.02.2018.
- BCG – The Boston Consulting Group / Prognos (2018):** Klimapfade für Deutschland. Studie im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI). Berlin.
- Bergk, F. / Knörr, W. / Lambrecht, U. (2017):** Klimaschutz im Verkehr: Neuer Handlungsbedarf nach dem Pariser Klimaschutzabkommen. Teilbericht des Projekts „Klimaschutzbeitrag des Verkehrs 2050“. Umweltbundesamt. UBA-Texte 45/2017. Dessau-Roßlau.
- BMUB – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2016):** Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin
- BMVI – Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2016):** Nationaler Strategierahmen über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe als Teil der Umsetzung der Richtlinie 2014/94/EU. Berlin.
- BMVI – Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2017):** Bekanntmachung Förderrichtlinie. Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland. Berlin.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2017):** Energiedaten: Gesamtausgabe. Stand Februar 2017. Berlin.

Bundesnetzagentur – Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2017): Bedarfsermittlung 2017-2030: Zusammenfassung der Konsultationsergebnisse. Dezember 2017. Bonn

BVU Beratergruppe Verkehr + Umwelt, Intraplan Consult, Ingenieurgruppe IVV, Planco Consulting (2014): Verkehrsverflechtungsprognose 2030. Schlussbericht. Freiburg, München, Aachen, Essen.

Dena – Deutsche Energieagentur / ewi Energy Research & Scenarios (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Berlin.

DLR / Fraunhofer IWES / IfnE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. Stuttgart, Kassel, Teltow.

Enervis (2017): Klimaschutz durch Sektorenkopplung: Optionen, Szenarien, Kosten. Eine enervis - Studie im Auftrag von: DEA, EWE, Gascade, Open Grid Europe, Shell, Statoil, Thüga und VNG. Berlin.

Fraunhofer IEE / E4Tech (2017): Das gekoppelte Energiesystem – Vorschläge für eine optimale Transformation zu einer erneuerbaren und effizienten Energieversorgung. Berlin.

Fraunhofer ISE (2015): What will the energy transformation cost? Pathways for transforming the German energy system by 2050. Fraunhofer ISE: Freiburg.

Fraunhofer ISE (2018a): Jährlicher Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland, Nettoerzeugung von Kraftwerken zur öffentlichen Stromversorgung, Energy Charts, Datenquelle: 50 Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, Destatis, EEX. https://www.energy-charts.de/ren_share_de.htm?year=all&source=ren-share&period=annual (24.07.2018).

Fraunhofer ISE (2018b): Stromerzeugung in Deutschland in 2017, Nettoerzeugung von Kraftwerken zur öffentlichen Stromversorgung, Energy Charts, Datenquelle: 50 Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, Destatis, EEX. https://www.energy-charts.de/energy_pie_de.htm?year=2017 (24.07.2018).

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) / Consentec GmbH / IFEU Technische Universität Wien / M-Five / TEP Energy GmbH (2017a): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 0: Zentrale Ergebnisse und Schlussfolgerungen. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Consentec GmbH, IFEU, Technische Universität Wien, M-Five, TEP Energy GmbH. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI). Karlsruhe.

- Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) / Consentec GmbH / IFEU Technische Universität Wien / M-Five / TEP Energy GmbH (2017b):** Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 10.a: Reduktion der Treibhausgasemissionen Deutschlands um 95% bis 2050. Grundsätzliche Überlegungen zu Optionen und Hemmnissen. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Consentec GmbH, IFEU, Technische Universität Wien, M-Five, TEP Energy GmbH. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI). Karlsruhe.
- Fraunhofer IWES / Fraunhofer IBP / IFEU / Stiftung Umweltenergierecht (2015):** Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. Ableitung von optimalen strukturellen Entwicklungspfaden für den Verkehrs- und Wärmesektor. Endbericht. Kassel, Berlin, Würzburg.
- LBST – Ludwig-Bölkow-Systemtechnik / Dena – Deutsche Energieagentur (2018):** E-FUELS STUDY -The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU. München / Ottobrunn, Berlin.
- Meszler, D., German, J., Mock, P., Bandivadekar, A. (2016):** CO2 Reduction Technologies for the European Car and Van Fleet, a 2025–2030 Assessment. Methodology and Summary of Compliance Costs for Potential EU CO2 Standards. Washington, DC: International Council on Clean Transportation Europe. http://www.theicct.org/sites/default/files/publications/EU-Cost-Curves_ICCT_nov2016.pdf (10.06.2018).
- Nitsch, J. (2016):** Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung. Kurzstudie für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. Stuttgart.
- Nitsch, J. (2017):** Erfolgreiche Energiewende nur mit verbesserter Energieeffizienz und einem klimagerechten Energiemarkt - Aktuelle Szenarien 2017 der deutschen Energieversorgung. Stuttgart.
- Öko-Institut / Fraunhofer ISI (2015):** Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Berlin.
- Prognos / EWI – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln / GWS – Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung (2014):** Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Projekt Nr. 57/12 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Prognos AG, Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung. Basel, Köln, Osnabrück.

Prognos / UMSICHT – Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik / DBFZ – Deutsches Biomasseforschungszentrum (2018): Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende. Endbericht im Auftrag von Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV), Institut für Wärme und Oeltechnik e.V. (IWO), MEW Mittelständische Energiewirtschaft Deutschland e.V., UNITI Bundesverband mittelständischer Mineralölunternehmen e. V. Berlin, Sulzbach-Rosenberg, Leipzig, Mai 2018.

Quaschnig, V. (2016): Sektorkopplung durch die Energiewende: Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung. Berlin.

SRU – Sachverständigenrat für Umweltfragen (2017): Umsteuern erforderlich: Klimaschutz im Verkehrssektor. Sondergutachten. Berlin.

UBA – Umweltbundesamt (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Umweltbundesamt. UBA-Texte 07/2014. Dessau-Roßlau.

Wietschel, M. / Gnann, T. / Kühn, A. / Plötz, P. / Moll, C. / Speth, D. / Buch, J. / Boßmann, T. / Stütz, S. / Schellert, M. / Rüdiger, D. / Balz, W. / Frik, H. / Waßmuth, V. / Paufler-Mann, D. / Rödl, A. / Schade, W. / Mader, S. (2017): Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw. 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. Karlsruhe.

Wietschel, M. / Plötz, P. / Pfluger, 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, C. / Kohrs, R. / Fahl, U. / Schäfer-Stradowsky, S. / Timmermann, D. / Albert, D. (2018): Sektorkopplung – Definition, Chancen und Herausforderungen, Fraunhofer ISI Working Paper Sustainability and Innovation No. S 01/2018. Karlsruhe.