

SEKTORKOPPLUNG - EINE INTEGRIERTE BETRACHTUNG

Bericht für innogy SE

Dezember 2017



INHALT

Abkürzungsverzeichnis	6
Zusammenfassung	7
1 Einführung und Hintergrund: Sektorkopplung als zentraler Baustein der Energiewende	8
1.1 Hintergrund – die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung	8
1.2 Herausforderung: Sektorkopplung bietet Chancen, stellt aber gleichzeitig Mammutaufgabe dar	10
1.3 Ziel und Aufbau der Studie	12
2 Es besteht bereits heute ein breites Spektrum an möglichen Technologien	13
2.1 Technologien für die Wärmebereitstellung im Gebäudesektor	15
2.2 Verkehrssektor	19
2.3 Technologien zur Herstellung synthetischer Brenn- und Kraftstoffe	22
2.4 Zwischenfazit zu Technologieoptionen	25
3 Transformationspfade zu Energiewende und Sektorkopplung	27
3.1 Wie lassen sich die Transformationspfade beschreiben?	27
3.2 Transformationspfade im Bereich Endanwendungen	29
3.3 Transformationspfade auf der Ebene der Infrastruktur	37
3.4 Transformationspfade beim Energieaufkommen	47
3.5 Zusammenführung der Kernthesen	55
4 Politik zukunfts offen und dezentral gestalten	57
4.1 Ausgangspunkt: Die Zukunft offen denken	57
4.2 Sektorkopplungshemmnisse abbauen und Innovationen ermöglichen	62
4.3 Kurzfristiger Handlungsbedarf: Aufgaben für die nächste Legislaturperiode	68
Literaturverzeichnis	70
Anhang A Erläuterung der Rechnungen zu Wind-Abstandsregeln	72
Anhang B Substitution zwischen Energieeffizienz und Elektrifizierung im Gebäudebereich	78
Abbildungen	
Abbildung 1 Emissionsminderungspfade für die einzelnen Sektoren	9
Abbildung 2 Stromnachfrageprognose unter Berücksichtigung von Sektorkopplung	11
Abbildung 3 Vergleich der monatlichen Nachfrage im Strom- und Gassektor in Deutschland (in TWh)	12
Abbildung 4 Einordnung von Sektorkopplungstechnologien	14
Abbildung 5 Wärmetechnologien im Gebäudesektor	15

Abbildung 6	Antriebstechnologien im Verkehrssektor	20
Abbildung 7	Landkarte der Energieträger	23
Abbildung 8	Prozesskette für die Herstellung synthetischer Brenn- und Kraftstoffe	24
Abbildung 9	Schätzungen für zukünftige Investitionskosten von Elektrolyse variieren erheblich	25
Abbildung 10	Beschreibung der Transformation des Energiesystems anhand der Wertschöpfungsstufen	28
Abbildung 11	Bewertung auf Basis des Energiepolitischen Zieldreiecks	29
Abbildung 12	Endenergiebedarf nach Sektor und Anwendungsbereichen – 2015, in TWh/a	30
Abbildung 13	Aufteilung des Endenergiebedarfs auf Energieträger – 2015, in TWh/a	31
Abbildung 14	Mögliche Transformationspfade im Bereich der Endanwendungen (schematische Darstellung)	34
Abbildung 15	Import- und Transportkapazität von Strom- und Gasnetzen (Stand 2016)	39
Abbildung 16	Durchschnittliche stündliche Last, Dezember und Juni 2016	40
Abbildung 17	Vergleich der monatlichen Nachfrage im Strom- und Gassektor in Deutschland (in TWh)	40
Abbildung 18	Ausbaubedarf im Übertragungsnetz bei weitgehender Elektrifizierung von Endanwendungen bis 2050	42
Abbildung 19	Ausbaubedarf im Verteilnetz bei weitgehender Elektrifizierung von Endanwendungen bis 2050	43
Abbildung 20	Mögliche Transformationspfade auf der Ebene der Infrastruktur (schematische Darstellung)	45
Abbildung 21	Primärenergieverbrauch 2016 in TWh/a (insgesamt 3.718 TWh)	48
Abbildung 22	Zusammensetzung der Bruttostromerzeugung in Deutschland (2016)	49
Abbildung 23	Mögliche Transformationspfade beim Energieaufkommen (schematische Darstellung)	51
Abbildung 24	Notwendige installierte Leistung und resultierende Investitionskosten bei unterschiedlichen bundesweiten Abstandsregeln	54
Abbildung 25	Hauptaufgaben der Politik	56
Abbildung 26	Fristigkeit von Handlungsfeldern	60
Abbildung 27	Sinnhaftigkeit einer frühen Festlegung nach Wertschöpfungsstufe	61
Abbildung 28	Kurzfristiger Handlungsbedarf	69
Abbildung 29	Einfluss des Abstands zu Wohnbauflächen auf das bundesweite Leistungspotenzial in GW (links) bzw. das Ertragspotenzial in TWh/a (rechts)	72
Abbildung 30	Darstellung des ermittelten Leistungspotenzials nach Standortqualität (E/R) bei einem Abstand von 600 bzw. 2.000 m zu Wohnbauflächen	73
Abbildung 31	Leistungspotenzial (in GW) differenziert nach Standortgüte bei unterschiedlichen Wind-Abstandsregeln	74
Abbildung 32	Verteilung der Standortqualitäten von bis 2013 in Deutschland installierten Windenergieanlagen	75
Abbildung 33	Verwendete spezifische Investitionskosten (€/kW) in	

	Abhängigkeit der Standortqualität	76
Abbildung 34	Angenommene Kostendegression basierend auf Fraunhofer (2015)	77

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BHKW	Blockheizkraftwerk
CCS	Carbon Capture and Storage
CH₄	Methan
CO₂	Kohlenstoffdioxid
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
EU ETS	Europäisches Emissionshandelssystem
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
H₂	Wasserstoff
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen
NEP	Netzentwicklungsplan
NIMBY	Not In My Backyard
PtG	Power-to-Gas
PtGtP	Power-to-Gas-to-Power
PtL	Power-to-Liquids
PV	Photovoltaik
THG	Treibhausgas
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

ZUSAMMENFASSUNG

Hintergrund

Ohne Sektorkopplung keine Energiewende

- Dekarbonisierung von Wärme- und Verkehrssektor ist essenziell um Deutschlands Klimaziele zu erreichen.
- Potenziale von Energieeffizienz und direkter Nutzung Erneuerbarer Energien (EE) reichen nicht aus
- Daher bedarf es des Einsatzes von Erneuerbarem Strom im Wärme- und Verkehrssektor → **Sektorkopplung**

Viele Wege der Sektorkopplung denkbar

- Es gibt zahlreiche Wege der Sektorkopplung: z.B. direkte Elektrifizierung (Wärmepumpen, E-Autos), indirekte Elektrifizierung (Power-to-Gas, Power-to-Liquids), KWK
- Heute weiß niemand, wie sich Technologien und deren Akzeptanz zukünftig entwickeln werden
- Abhängig vom Pfad der Energiewende und den Energieträgern ergeben sich unterschiedliche / hohe Anforderungen auf Transportkapazitäten

Problem derzeitiger Energiepolitik

Energiepolitik „am Reißbrett“ ist nicht zukunfts offen und verhindert Innovationen

- Derzeitige Politik basiert auf Vielzahl kleinteiliger Eingriffe auf Basis von Langfristszenarien, die Kenntnis der Zukunft suggerieren
- Dieses „Mikro-Management“ führt zu Technologiediskriminierungen und Verzerrungen und verhindert Wettbewerb von Technologien & Konzepten, und passt gleichzeitig nicht zur zunehmenden Dezentralität der Energiewirtschaft

Handlungsempfehlungen

Sektorkopplungshemmnisse abbauen, um Wettbewerb und Innovationen zu ermöglichen



- **Level-Playing-Field bei Steuern und Abgaben schaffen**, z.B. durch Einstieg in CO₂-basierte Energiesteuern oder Abgaben im Wärmemarkt. Langfristig Ausweitung des EU ETS auf weitere Sektoren
- **Ordnungsrechtliche Vorgaben öffnen und vereinfachen**, z.B. Regelungen für Gebäudebestand mit technologieneutralen Lösungen implementieren
- **EEG-Umlage umstrukturieren**, z.B. sektorübergreifende Refinanzierung von „Altlasten“ des EEG; (teil-) steuerfinanziert
- **Netzentgeltstruktur implementieren**, die Flexibilität von Sektorkopplungstechnologien belohnen (z.B. „Flexibilitätsprodukte“)



Infrastrukturen schaffen und erhalten, Digitalisierung und Dezentralität vorantreiben

- **Netzregulierung „fit“ für die Zukunft machen, dezentrale Lösungen stärken**: Digitalisierung und smarte Flexibilisierung der Netze regulatorisch ermöglichen, um EE-Aufkommen und -nutzung optimal zu vernetzen
- **Infrastruktur erhalten**: Refinanzierung von Gasinfrastruktur sicherstellen, um Zukunftsoptionen wie Transport & Speicherung von Grüngas zu schaffen, auch „komplementär“ und als Versicherung gegen Akzeptanzprobleme bei Stromnetzausbau
- **Infrastruktur schaffen**: Neue Infrastruktur wie z.B. E-Ladesäulen temporär (!) fördern, um das „Henne-Ei-Problem“ zu lösen



Politische Maßnahmen technologie- und zukunfts offen denken

- **Keine Stigmatisierung und Verbote von Einzeltechnologien**, die zur Energiewende beitragen können (z.B. Brennertherme, Verbrennungsmotor, die mit EE-Kraftstoffen betrieben werden können)
- **EE-Auktionen technologieoffen** und zunehmend grenzüberschreitend gestalten
- **Keine selektive großflächige Anwendungsförderung von Einzeltechnologien** (z.B. E-Autos, PtG, PtL); Stattdessen Fokus auf F&E-Förderung, um Zukunftsoptionen zu schaffen. Darüber hinausgehende Anreize, wie beispielsweise Quoten, sollten möglichst unbürokratisch und technologieoffen ausgestaltet werden



Akzeptanz der Energiewende fortwährend stärken

- **Akzeptanzprobleme mit flexiblen und dezentralen Ansätzen** überwinden, z.B. keine generellen Abstandsgebote bei Wind Onshore Anlagen; Baugenehmigungen von EE-Anlagen stattdessen wie bisher auf (lokale) Einzelfallprüfungen basieren.



Sektorkopplung international koordinieren und harmonisieren

- **Internationale Koordination vorantreiben**: Für Akzeptanz und Erfolg neuer Technologien ist es notwendig, Systeme grenzüberschreitend kompatibel zu gestalten und Vernetzungsvorteile zu nutzen (z.B. Technologieinfrastruktur im Verkehr)
- **Internationalen Austausch ermöglichen**: Rahmenbedingungen schaffen, um den internationalen Austausch und Import von Erneuerbaren Energien zu forcieren (als Strom und/oder in Form synthetischer Brennstoffe)
- **Offen bleiben für neue Erfahrungen und Erkenntnisse aus dem Ausland**: Der Erfolg einzelner Technologien wird sich nicht alleine in Deutschland, sondern im europäischen bzw. globalen Verbund entscheiden (insb. beim Individualverkehr)

1 EINFÜHRUNG UND HINTERGRUND: SEKTORKOPPLUNG ALS ZENTRALER BAUSTEIN DER ENERGIEWENDE

Im Folgenden erläutern wir den Hintergrund und die Fragestellungen der vorliegenden Studie. Hierbei gehen wir wie folgt vor:

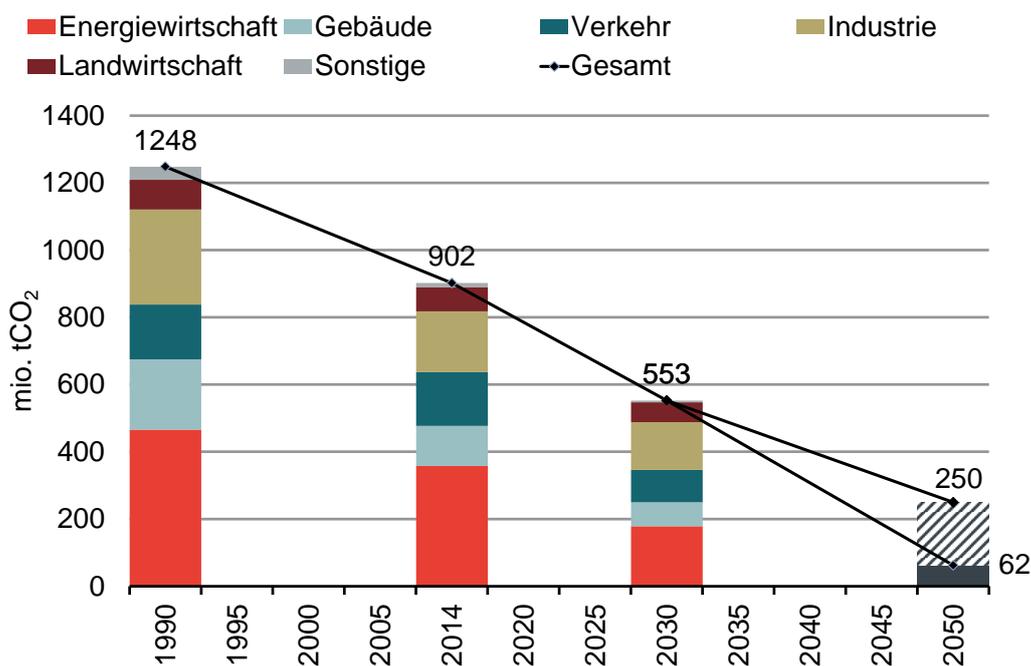
- Zunächst erläutern wir die Einordnung der Sektorkopplung vor dem Hintergrund der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung (**Abschnitt 1.1**)
- Darauf aufbauend skizzieren wir kurz die wesentlichen Herausforderungen, aber auch Chancen der Sektorkopplung (**Abschnitt 1.2**)
- Schließlich erläutern wir den Aufbau des Berichts (**Abschnitt 1.3**).

1.1 Hintergrund – die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung

Deutschland und die Europäische Union haben sich ambitionierte Energie- und Klimaziele gesetzt. So hat die Bundesregierung im Jahr 2010 beschlossen, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 Prozent im Vergleich zum Referenzjahr 1990 zu senken. Dieses Ziel ist bis heute gültig.

Der Ende 2016 verabschiedete Klimaschutzplan 2050¹ zeigt die Grundlinien zur Umsetzung der langfristigen Klimaschutzstrategie der Bundesregierung auf. Dieser umfasst erstmals auch sektorspezifische Treibhausgasminderungsziele für das Jahr 2030, aus denen sich ein Pfad zur notwendigen Reduktion der Treibhausgasemissionen ableiten lässt (**Abbildung 1**).

¹ Vgl. BMUB (2016).

Abbildung 1 Emissionsminderungspfade für die einzelnen Sektoren

Quelle: Frontier Economics basierend auf BMUB (2016).

Die Zielvorgaben bedeuten, dass neben dem Energiesektor (61-62% Minderung bis 2030 gegenüber 1990) auch der Gebäudesektor (66-67%), der Verkehrssektor (40-42%) und die Industrie (49-51%) maßgebliche Emissionsreduktionen erzielen müssen, damit die Klimaschutzziele erreicht werden können. Die Langfristziele für das Jahr 2050 erfordern, dass die Sektoren Energie, Verkehr und Gebäude nahezu klimaneutral werden. Dies entspricht einer Reduktion der Emissionen in der Größenordnung von 600 Mio. t CO₂-Äquivalent. Es bedarf also neben einer Energiewende im Stromsektor zukünftig mindestens auch einer Verkehrs- und einer Wärmewende.

Die Klimaziele sind ohne Sektorkopplung nicht zu erreichen

Die Klimastrategie der bisherigen Bundesregierung zur Erreichung der klimapolitischen Ziele basiert auf drei Säulen, dem sogenannten „Dreiklang der Energiewende“:²

- **Verringerung des Energieverbrauchs („efficiency first“)** – Als schnellster und direktester Weg zur Treibhausgasreduktion wird eine dauerhafte Senkung des Energieverbrauchs durch den Einsatz effizienter Technologien gesehen;
- **Direkte Nutzung Erneuerbarer Energien** – Wo möglich soll ein direkter Einsatz von Erneuerbaren Energien erfolgen, z.B. dem Einsatz fester Biomasse zur Wärmeerzeugung im Gebäudesektor, um Umwandlungsverluste zu vermeiden; und
- **Einsatz von Erneuerbarem Strom in den Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie (Sektorkopplung)** – Der verbleibende Energiebedarf, der

² Vgl. BMWi (2017), S. 13.

nicht direkt durch Erneuerbare gedeckt werden kann, soll durch den Einsatz von erneuerbarem Strom in anderen Sektoren gedeckt werden, vorrangig direkt (z.B. in Wärmepumpen oder Elektrofahrzeugen) oder indirekt zur Herstellung anderer Energieträger wie Wasserstoff, synthetischem Methan oder flüssiger Brennstoffe.

Die ersten beiden Säulen, Energieeffizienz und direkter Einsatz Erneuerbarer Energien, werden nach heutigem Wissensstand jedoch bei Weitem nicht ausreichen, um die ambitionierten Klimaziele zu erreichen:

- **Die hiesigen Potenziale für den direkten Einsatz von Erneuerbaren sind in Deutschland begrenzt** – Dies gilt insbesondere für den Einsatz von Biomasse aufgrund der beschränkten Anbauflächen und der konkurrierenden Nutzung zur Nahrungsmittelproduktion.³ Diese Einschränkungen führen dazu, dass nach aktuellen Schätzungen maximal lediglich 500 PJ bzw. 140 TWh_{th} für die Wärmeerzeugung im Gebäudesektor zur Verfügung stehen.⁴
- **Energieeffizienzpotenziale sind limitiert** – Das Kundenverhalten und die Länge der Lebenszyklen bestehender Anwendungen (wie beispielsweise der Wärmeversorgungs-systeme im Gebäudebestand) begrenzen die erzielbaren Verbrauchseinsparungen.⁵ Beispielsweise wird davon ausgegangen, dass die Verkehrsleistung in Deutschland weiterhin deutlich zunehmen wird. Das Umweltbundesamt (2016) schätzt z.B., dass die Personenkilometer im Personenverkehr von 2015 bis 2050 um 25% steigen, die Tonnenkilometer im Güterverkehr um 51% (summiert über alle Verkehrsträger). Der hieraus entstehende Energiebedarf ist auch zukünftig zu decken.

Ohne Sektorkopplung als dritte Säule der Energiewende – sowie ggf. weitere Maßnahmen z.B. zur Reduktion der prozessbedingten Emissionen in der Industrie oder der nicht-energetischen Emissionen in der Landwirtschaft – werden die langfristigen Klimaschutzziele in Deutschland daher nicht zu erreichen sein. Die Idee von Sektorkopplung ist hierbei die Überlegung, die Stromerzeugung weitgehend zu dekarbonisieren und auf dieser Basis dann Strom auch großflächig in neuen Anwendungen, wie z.B. für Raumwärme und den Autoverkehr, einzusetzen – direkt oder indirekt.

1.2 Herausforderung: Sektorkopplung bietet Chancen, stellt aber gleichzeitig Mammutaufgabe dar

Für eine vernünftige Politik ist es wichtig zu erkennen, dass Klimaneutralität, Energiewende und Sektorkopplung umweltpolitisch geboten sind, aber gleichzeitig eine Mammutaufgabe darstellen, die mit erheblichen gesellschaftlichen, wirtschaftlichen und technologischen Herausforderungen

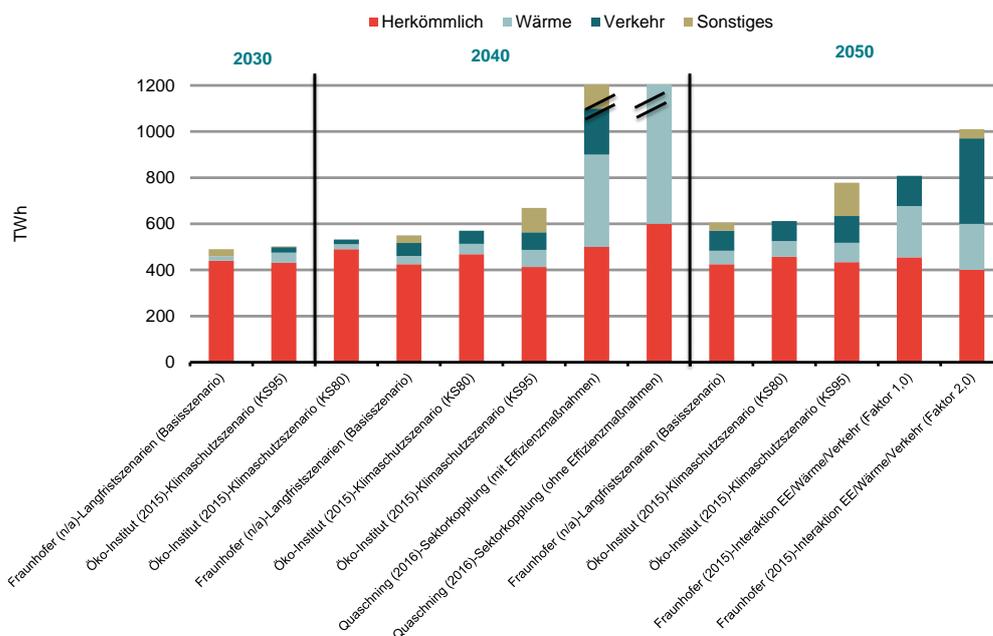
³ Siehe beispielsweise OTH/FENES/Energy Brainpool (2015), S. 29; Fraunhofer IWES et al.(2015), S. 23 und HTW Berlin (2016), S. 13.

⁴ Vgl. BMWi (2015), Energieeffizienzstrategie Gebäude, S. 16.

⁵ Vgl. HTW Berlin (2016), S. 15, Fraunhofer IWES/IBP (2017), S. 8.

verbunden sein wird – in Zukunft noch viel stärker als heute. So wird die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien in Deutschland von heute jährlich etwa 200 TWh bis 2050 auf, je nach Schätzung und angenommenem Energiemix bzw. Wirkungsgradiententwicklung, ca. 800 TWh⁶ bis zu 3.000 TWh ansteigen müssen.⁷

Abbildung 2 Stromnachfrageprognose unter Berücksichtigung von Sektorkopplung



Quelle: Frontier Economics

Entsprechend muss sich die Anzahl an Windrädern, PV-Anlagen etc. vervielfachen, und die Energie muss zu den Verbrauchern transportiert werden, mit entsprechenden Konsequenzen für den Bedarf an zusätzlicher Infrastruktur wie z.B. weiterer Gleichstromtrassen. Die derzeit im Planungs- und Genehmigungsprozess befindlichen Trassen werden langfristig bei weitem nicht ausreichen, zumindest wenn nicht verstärkt auf andere Energieträger und Dezentralität gesetzt wird. Auch die verfügbaren Flächen für den Ausbau Erneuerbarer Energien werden deutlich stärker ausgeschöpft werden müssen.

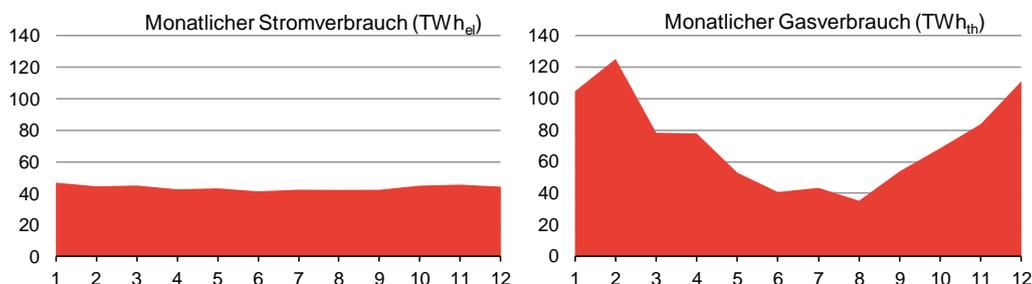
Zudem verursacht insbesondere die zunehmende Elektrifizierung des Wärmesektors ganz neue Herausforderungen bezüglich der saisonalen Verfügbarkeit von Energie: Während die bisherige Stromnachfrage sich zwischen Sommer und Winter kaum unterscheidet (**Abbildung 3**, linke Seite), wird eine Elektrifizierung des Wärmesektors eine erhebliche Saisonalität mit entsprechendem Bedarf der saisonalen Zwischenspeicherung hervorrufen. Im Winter wird, im Vergleich zu den Sommermonaten, ein Vielfaches an Strom benötigt werden. Die Problematik der „kalten Dunkelflaute“ würde die Notwendigkeit, Energie in großen Volumina über längere Zeiträume (saisonal) zu speichern, noch weiter vergrößern. Dieses Verbrauchsmuster kennt man heute

⁶ Vgl. Fraunhofer IWES (2015).

⁷ Vgl. HTW (2016) oder UBA (2014).

bereits für Erdgas, das heute sehr stark zum Heizen eingesetzt wird (**Abbildung 3**, rechte Seite). Andererseits ist Strom aus Photovoltaik aber verstärkt im Sommer verfügbar.

Abbildung 3 Vergleich der monatlichen Nachfrage im Strom- und Gassektor in Deutschland (in TWh)



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Entso-E und IEA

Auf der anderen Seite kann die Sektorkopplung dem Stromsystem auch helfen: Der zunehmend volatil und dezentral erzeugte Strom erfordert ganz neue Flexibilisierungslösungen. Hier versprechen die zahlreichen dezentralen Endanwendungen in Wärme-, Verkehrs- und Industriesektor viel weitreichendere Möglichkeiten von Kurzfristspeicherung und Nachfragereaktionen (Lastmanagement) als die „herkömmlichen“ Stromanwendungen z.B. für Beleuchtung, Haushaltsgeräte oder Unterhaltungselektronik.

In Verbindung mit den neuen Kommunikations-, Aggregations- und Steuerungsmöglichkeiten im Zuge der Digitalisierung entstehen also auch vollkommen neue Chancen durch Sektorkopplung, die richtig adressiert und genutzt werden müssen.

1.3 Ziel und Aufbau der Studie

Diese Studie soll dazu beitragen, die richtigen Weichenstellungen für eine erfolgreiche Sektorkopplung zu identifizieren und entsprechende Handlungsempfehlungen für die Politik abzuleiten.

Wir gehen hierbei wie folgt vor:

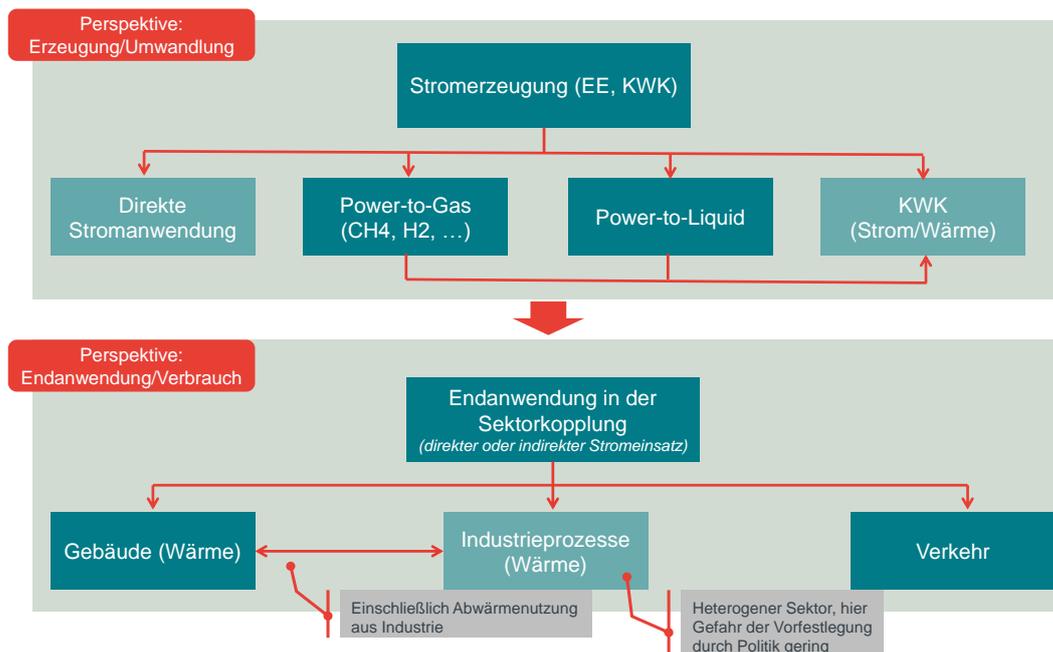
- **Kapitel 2** – Wir beschreiben das breite Spektrum möglicher Technologien zur Umsetzung von Sektorkopplung;
- **Kapitel 3** – Wir zeigen auf, dass der Transformationspfad des Energiesystems zahlreiche Abzweigungen enthält und, auf Basis der heute noch unsicheren Informationen über zukünftige Entwicklungen, kaum Aussagen dazu getroffen werden können, welche Abzweigungen wie wahrscheinlich bzw. vorteilhaft wären;
- **Kapitel 4** – Basierend auf den vorherigen Ausführungen entwickeln wir die Forderung an die Politik, die Weichen technologie- und zukunfts offen auszugestalten. Zudem identifizieren wir kurzfristigen Handlungsbedarf und formulieren entsprechende Handlungsempfehlungen an die Politik für die kommende Legislaturperiode.

2 ES BESTEHT BEREITS HEUTE EIN BREITES SPEKTRUM AN MÖGLICHEN TECHNOLOGIEN

Die Kopplung der verschiedenen energieerzeugenden und –verbrauchenden Sektoren wird ein Schlüssel für die Energiewende sein. Hierbei geht es zum einen um den Einsatz von erneuerbarem (klimaneutralem) Strom in Sektoren, die derzeit noch von fossilen Energieträgern dominiert sind, zum anderen aber auch um die Erhöhung der Effizienz des Energiesystems – und zwar sowohl, was die Senkung des Energieverbrauchs angeht, als auch was die Kosten des Systems angeht.

Fasst man den Begriff „Sektorkopplung“ als Baustein der Energiewende entsprechend weit, bestehen bereits heute eine Vielzahl von Optionen, die für die Dekarbonisierung und Optimierung des Energiesystems bereit stehen. Hierbei sind z.B. in einer ersten Unterscheidung zu nennen:

- **Unmittelbare Elektrifizierung** – Der erneuerbare Strom kann über das Stromnetz zum Endverbraucher transportiert und dort in strombasierten Anwendungen wie z.B. verschiedensten Wärmepumpen, Direktheizungen oder Elektrofahrzeugen in Nutzenergie umgewandelt werden.
- **Mittelbare Elektrifizierung** – Der erneuerbare Strom kann allerdings auch in andere Energieträger transformiert, transportiert und beim Endkunden in Nutzenergie umgewandelt werden. Bei diesen „synthetischen“, aus erneuerbarem Strom hergestellten Energieträgern, ist wiederum eine Reihe von Varianten möglich, wie z.B.
- **„Power-to-Gas“ (PtG)** – Herstellung synthetischer Gase wie z.B. Wasserstoff (H₂) oder Methan (CH₄) und Transport und Speicherung über Gasinfrastruktur;
- **„Power-to-Liquid“ (PtL)** – Herstellung synthetischer Flüssigkraftstoffe wie z.B. Methanol, synthetisches Benzin/Diesel oder Dimethylether (DME) in einer Vielzahl verschiedener Verfahren mit unterschiedlichem Reifegrad.
- **Kraft-Wärme-Kopplung, Abwärmenutzung etc.** – Sektorübergreifende Bereitstellung und Einsatz von Energie kann auch abseits von Strom erfolgen und findet bereits heute statt. So besteht eine Reihe von Technologien zur gekoppelten Produktion von Wärme und Strom („Kraft-Wärme-Kopplung“, KWK). Auch hier ist zukünftig ein stärkerer Einsatz Erneuerbarer Energien möglich. Auch wird bei industriellen Prozessen entstehende Wärme häufig weiter verwendet.

Abbildung 4 Einordnung von Sektorkopplungstechnologien

Quelle: Frontier Economics

Hinter diesen grundlegenden Optionen für die Kopplung von Sektoren verbergen sich wiederum eine Vielzahl von Einzeltechnologien, die z.T. heute bereits eine breitere Anwendung erfahren (z.B. KWK-Anlagen), sich z.T. aber erst noch im Entwicklungsstadium befinden (z.B. Power-to-X).

Im Folgenden gehen wir illustrativ auf das Technologiespektrum in ausgewählten Einsatzfeldern ein. Aufgrund der Vielzahl der Technologieoptionen fokussieren wir beispielhaft auf die folgenden Technologiefelder:

- Technologien für den Einsatz z.B. im Gebäudesektor, insbesondere zur Bereitstellung von Wärme (**Abschnitt 2.1**);
- Technologien im Verkehrssektor (**Abschnitt 2.2**); sowie
- Technologien für die Herstellung synthetischer Brenn- bzw. Kraftstoffe und damit für den indirekten Einsatz von (erneuerbarem) Strom (**Abschnitt 2.3**);
- Schließlich ziehen wir ein kurzes Zwischenfazit des Kapitels (**Abschnitt 2.4**).

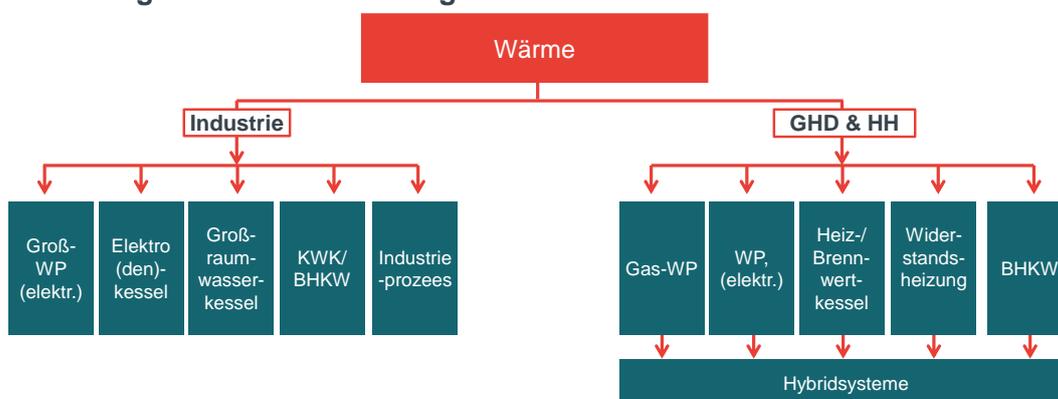
Eine allumfassende und abschließende Beurteilung der Technologien streben wir hierbei nicht an, es handelt sich also nur um Beispiele zur Illustration der Technologievielfalt. Im Gegenteil: Inwieweit oder in welchen Bereichen sich Technologien in Zukunft als marktfähig erweisen werden, ist heute grundsätzlich nicht absehbar. Auch ist stark davon auszugehen, dass in Zukunft weitere Technologieoptionen hinzukommen werden.

2.1 Technologien für die Wärmebereitstellung im Gebäudesektor

Im Gebäudesektor wird Energie vor allem zur Temperierung von Räumen und Wasser benötigt. Hierbei kann man zwischen Technologiegruppen unterscheiden, die:

- Erneuerbare Energien mithilfe von Strom direkt nutzen;
- Erneuerbaren Strom indirekt über synthetische Energieträger anwenden; und
- Wärme aus Prozessen zur Stromerzeugung, industriellen Prozessen bzw. Abwärme gewinnen.

Abbildung 5 Wärmetechnologien im Gebäudesektor



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Es werden nur ausgewählte Technologien dargestellt.

Die unterschiedlichen Technologien sind sehr heterogen und weisen wiederum eine Vielzahl von Untertechnologien auf.

Direkte Stromanwendung PtH: Elektrodenkessel, Widerstandsheizung

Direkte Stromanwendungen im Wärmesektor wie Widerstandsheizungen, Durchlauferhitzer und Nachtspeicherheizungen sind nicht neu. Allerdings hat in den letzten Jahren der Einsatz von Elektrodenkesseln (sowie Wärmepumpen, die wir im folgenden Abschnitt getrennt behandeln) zugenommen.

Während Widerstandsheizungen bspw. auch in Haushalten und GHD verbreitet sind, werden Elektrodenkessel hauptsächlich für Prozessdampf bis 500°C in der Industrie sowie als „Power-to-Heat“ (PtH) in der Fernwärme eingesetzt.⁸

Elektrodenkessel können im Stromsektor als Flexibilisierungsinstrument eingesetzt werden: Sie können für die Aufnahme hoher, seltener Leistungsspitzen genutzt werden, sodass Überschussstrom aufgenommen und Abregelung von Erneuerbaren Energien vermieden werden kann. Darüber hinaus

⁸ Vgl. Fraunhofer IWES (2015).

haben Elektrodenkessel niedrige Installationskosten (100Euro/kW) und keine Wartungskosten.⁹

Allerdings ist der Wirkungsgrad der Anlagen mit bis zu 100% geringer als z.B. der der Wärmepumpe, die stromgetriebene Umgebungswärme (Luft, Boden) für die Erzeugung von Raumwärme/-kälte nutzt (siehe folgender Abschnitt). Insofern ist der „Hebel“ der Erzeugung von Wärme/Kälte aus einer bestimmten Menge an (EE-)Strom bei Wärmepumpen höher als bei Widerstandsheizungen oder Heizkesseln.

Einsatz von EE durch Wärmepumpen

Die Wärmepumpe entzieht der Umgebung Wärme und führt sie dem Heizsystem zu. „Angetrieben“ werden die Wärmepumpen entweder von Strom oder Erdgas/Methan. Die Wärmepumpenkategorisierung ergibt sich aus der genutzten Wärmequelle. Wärme kann aus der Luft, aus Wasser oder aus der Erde entnommen werden. Anwendungsfelder sind in Haushalten, im GHD Sektor und in der Industrie sowohl Raumwärme als auch Warmwasserbereitung sowie Prozesswärme im Niedrigtemperaturbereich bis 100°C:

- **Abluft-Wärmepumpen** werden bei vorhandener Lüftungsanlage verwendet, da sie der Abluft Wärme entzieht und damit die frische Zuluft erhitzt. Da hierbei nur wenig Energie übertragen wird, ist dieser Typ Wärmepumpe vor allem in Passivhäusern mit sehr niedrigem Wärme/Kältebedarf geeignet.
- **Luft-/Erdwärme-/Wasser-Wärmepumpen** – Eine weitere Gruppe von Wärmepumpen entzieht ihrer Umgebung Energie und führt sie direkt dem Wasserheizsystem zu. Je nachdem ob die Energie aus der Umgebungsluft, aus der Erde oder aus einem Wasserreservoir entnommen wird, wird sie als Luft-Wasser-, Sole-Wasser- oder Wasser-Wasser-Wärmepumpe bezeichnet.

Strombetriebene Luft- und Erdwärmepumpen sind heute deutlich weiter verbreitet als gasgetriebene Wärmepumpen bzw. Abluft-Wärmepumpen.

Elektrische Wärmepumpen zeichnen sich durch ihren hohen Wirkungsgrad von nominell um die 400% aus.¹⁰ In der Praxis kann der Wirkungsgrad deutlich unter dem nominellen Wirkungsgrad liegen, z.B. aufgrund einer geringeren Temperaturdifferenz zwischen der kalten und warmen Seite oder höheren Vorlauftemperaturen. Die Erdwärmepumpe ist dabei am effizientesten.¹¹ Bei Gaswärmepumpen liegt der Wirkungsgrad bei unter 200%. Ein weiterer Vorteil ist, dass Wärmepumpen kaum Wartungskosten verursachen.

Die Installationskosten einer elektr. Groß-Wärmepumpe sind allerdings mit 500 Euro/kW fünf Mal so hoch wie Elektrodenkessel mit 100 Euro/kW.¹² Zudem können mit Wärmepumpen nur niedrige Vorlauftemperaturen erzeugt werden, sodass entsprechende Heizsysteme (z.B. Fußbodenheizungen) und Gebäudedämmung sinnvollerweise vorhanden sein müssen. Dies ist i.d.R. nur

⁹ Vgl. Fraunhofer IWES (2015).

¹⁰ Fraunhofer IWES (2015), S.43: 380% für eine Luft-Wasser und 440% für eine Sole-Wasser-Wärmepumpe. Ein Wirkungsgrad über 100% ergibt sich, da bspw. bei der elektr. Wärmepumpe mithilfe von einer Einheit Strom drei Einheiten Umgebungsluft für das Heizsystem nutzbar gemacht werden und so vier Einheiten Wärme gewonnen werden.

¹¹ Vgl. Fraunhofer IWES (2015).

¹² Vgl. Fraunhofer IWES (2015), S. 39.

bei Neubauten oder grundlegend sanierten Gebäuden der Fall. Außerdem muss die Installation einer Wärmepumpe bautechnisch möglich sein, was insbesondere in dichtbesiedelten Innenstadtgebieten nicht unbedingt immer der Fall ist.

Indirekter Einsatz von Strom durch synthetische Brennstoffe (PtG/L)

Heizkessel wie Brennwertkessel sind etablierte Technologien. Sie werden in Industrie, Haushalten und GHD für Raumwärme und Warmwasser eingesetzt. Heizkessel bzw. Brennwertkessel könnten auch mit synthetischen Brennstoffen (v.a. Methan, aber auch synthetischem Heizöl) betrieben werden, so dass diese klimaneutral eingesetzt werden können.

Die Technologie ist besonders im unsanierten Gebäudebestand effizient, da im Vergleich zur Wärmepumpe höhere Vorlauftemperaturen möglich sind. Zudem kann bereits durch den Austausch ineffizienter alter Niedertemperaturkessel, die mit Heizöl oder Erdgas betrieben werden, zu Brennwertkesseln erhebliche Wirkungsgradsteigerungen und damit CO₂-Emissionsminderungen erzielt werden.

Brennwertkessel erlauben die Nutzung synthetischen Methans aus PtG. Generell liegen Vorteile des synthetischen Methans darin, dass die bestehende Gas-Infrastruktur von Speichern, über Transport und Verteilung bis zu Anwendungen weiter verwendet werden kann. Da Gas relativ einfach speicherbar ist und entsprechende Gasspeicher bereits existieren, kann synthetisches Methan (oder synthetischer Wasserstoff) zudem als Flexibilitätsinstrument dienen. Vor allem ab hohen Anteilen von 70-80% fluktuierender regenerativer Energien an der Stromerzeugung wird PtG zur Stabilisierung des Stromsystems benötigt.¹³

Synthetische Brennstoffe, wie Methan oder Wasserstoff, müssen allerdings durch Elektrolyse und Methanisierung aus erneuerbarem Strom hergestellt werden. (siehe auch **Abschnitt 2.3**). Dies geht mit entsprechenden Kosten und Umwandlungsverlusten einher. Eine weitere Herausforderung ist die für die Methanisierung benötigte Kohlenstoffquelle.

Nutzung von (Ab-)Wärme aus der Stromerzeugung, Industrieprozessen und Abwässern

Die Abwärme eines Prozesses kann in unterschiedlichen Anwendungsgebieten, wie zum Vorwärmen desselben Prozesses sowie als Wärme- oder Kühlungsquelle für einen anderen Einsatz(-ort), genutzt werden. Sie kann durch eine Reihe von Quellen/Technologien gewonnen werden, wie aus der Abwasserwärmerückgewinnung (AWRG), Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerken (KWK), Brennstoffzellen und Blockheizkraftwerken (BHKW) wie das BlueGen Blockheizkraftwerk.¹⁴ Die gewonnene Abwärme kann in Fern- und Nahwärmenetze eingespeist werden oder auch dezentral genutzt werden.

- **KWK** wandeln die eingesetzte Energie gleichzeitig in Strom und Wärme um und erreichen so hohe Brennstoffausnutzungsgrade. Sie werden vor allem für

¹³ Vgl. UBA (2014), S. 74.

¹⁴ Vgl. <http://www.solidpower.com/bluegen/>.

die Erzeugung von Fern-/Nahwärme öffentlicher und privater Gebäude, dabei oft ganzer Kommunen, eingesetzt. Während sie heute mit fossilen Brennstoffen wie Erdgas oder Kohle betrieben werden, wird zukünftig auch der Einsatz von synthetischen/biologischen Brennstoffen möglich sein.

- In **Brennstoffzellen** wird bei der Verschmelzung von Wasserstoff und Sauerstoff sowohl Strom als auch Wärme gewonnen. Brennstoffzellen werden nicht mehr nur in Großkraftwerken, sondern zunehmend auch dezentral im Gebäudesektor für die Energie- und Wärmeversorgung eingesetzt. Seit 2016 werden Brennstoffzellenheizungen vom BMWi im Wohnungsbau und seit Juli 2017 für Nicht-Wohngebäude gefördert.
- Bei der **AWRG** wird dem Abwasser die thermische Energie durch einen Wärmetauscher entzogen und kann so für Heizzwecke wiederverwendet werden. Dafür wird das System meist mit Wärmepumpen kombiniert. Sowohl häusliche als auch industrielle Abwässer, z.B. aus der Textilindustrie,¹⁵ haben ein hohes Wärmepotenzial.¹⁶ Während in Deutschland die AWRG noch nicht sehr verbreitet ist, wird zukünftig eine stärkere Nutzung durch das Potenzial für Primärenergieeinsparungen angestrebt.¹⁷

Hybridsysteme

Neben den oben aufgeführten Einzeltechnologien existiert eine Reihe von Hybridsystemen, die unterschiedliche Technologien und Energieträger kombinieren. Beispiele hierfür sind:

- **Hybridwärmepumpe** – Bei Hybridwärmepumpen wird eine Wärmepumpe bspw. mit einem gasbetriebenen Brennwertkessel kombiniert. Durch die kombinierte Nutzung der Umgebungswärme mit niedrigen Vorlauftemperaturen und dem Betrieb eines klassischen Heizsystems sind höhere Vorlauftemperaturen möglich als bei reinem Wärmepumpenbetrieb. Es wird erwartet, dass die Bedeutung solcher Hybridsysteme als effiziente Lösung für Bestandsbauten (alternativ zum bivalenten Nachrüstsystem, bei dem ein bestehender Wärmeerzeuger durch eine Wärmepumpe ergänzt wird) zukünftig deutlich zunehmen könnte,¹⁸ wobei hierbei auch die erhöhten Kosten der Hybridsysteme von den Bauherren zu tragen wären.
- **BHKW mit Widerstandsheizung (Heizstab)** – Durch die Kombination aus (erdgas- oder biomassebetriebenen) BHKW mit einem strombetriebenen Heizstab kann die Flexibilität des Heizsystems erhöht und damit der Heizbedarf besser auf die stark fluktuierende Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien während der Heizperiode abgestimmt werden.¹⁹

Heute sind solche Hybridsysteme bereits marktreif verfügbar.²⁰ Zukünftig können Hybridsysteme klimaneutral betrieben werden, wenn der heute eingesetzte

¹⁵ Vgl. UBA (2014), S. 214.

¹⁶ Vgl. Fraunhofer IWES (2015), S. 146.

¹⁷ Vgl. IZES (2015).

¹⁸ Vgl. Fraunhofer IWES/IBP (2017), S. 14: Von 5 Millionen Wärmepumpen bis zum Jahr 2030 werden rund ein Drittel als bivalentes System oder Hybridsystem betrieben.

¹⁹ Vgl. Fraunhofer IWES (2015), S. 145.

²⁰ Vgl. <https://www.viessmann.de/de/wohngebaeude/hybridheizung/gas-hybridgeraete.html>.

fossile Energieträger durch synthetische, aus erneuerbarem Strom erzeugte Energieträger ersetzt wird.

2.2 Verkehrssektor

Im Verkehrssektor wird Antriebsenergie für Fahrzeuge, Flugzeuge und Schiffe benötigt. Für eine klimaneutrale Energieversorgung werden im Rahmen der Sektorkopplung die bisher dominierenden fossilen Brennstoffe als Energieträger ersetzt.

Die möglichen Sektorkopplungstechnologien lassen sich in die folgenden Gruppen einteilen (**Abbildung 6**):

- Verbrennungsmotoren mit synthetischen Brennstoffen;
- Vollelektrische Fahrzeuge (BEV für Battery Electric Vehicle);
- Hybrid-Fahrzeuge, v.a. PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicle);
- Brennstoffzelle (BSZ) mit Wasserstoff.

Jede dieser Technologiegruppen kann prinzipiell im Straßen-, Luft- und Schiffsverkehr eingesetzt werden. Allerdings ist Elektrifizierung im Luft- und Schiffsverkehr wegen der begrenzten Energiedichte und des hohen Batteriegewichts bei der Stromspeicherung²¹ nur bedingt möglich. Im Flugverkehr wird man deshalb bis auf weiteres vor allem auf das sehr energiedichte PtL setzen.

Auch im Schiffsverkehr können flüssige und gasförmige synthetische Kraftstoffe eine wichtige Rolle spielen. In der Seeschifffahrt wurde wegen verschärfter Emissionsanforderungen teilweise bereits von Schweröl und Diesel auf verflüssigtes Gas umgestellt. Transportschiffe werden bereits mit Methan betrieben und perspektivisch wird auch die Nutzung von Wasserstoff in Verbrennungsmotoren oder Brennstoffzellen (letzteres in Schiffen mit geringerer Transportkapazität) möglich sein.²² Im Binnenschiffsverkehr sind teilweise auch elektrische Anwendungen, zumindest bei kurzen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen wie bei Fähren, möglich.²³

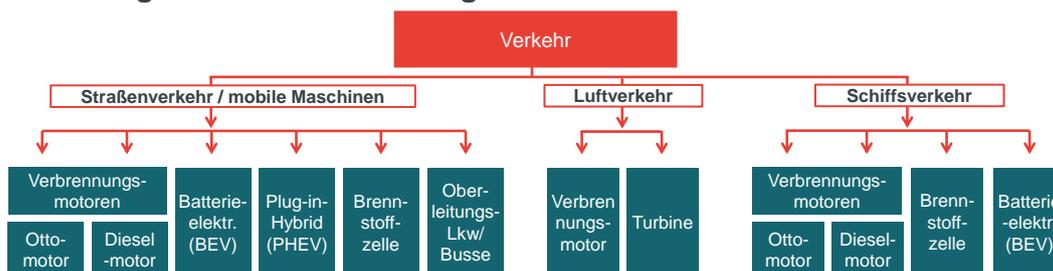
Im Folgenden gehen wir detaillierter auf Sektorkopplungstechnologien im Straßenverkehr ein.

²¹ Fraunhofer IWES (2015) geben selbst perspektivisch nur Steigerungen der Energiedichte für bspw. NMC (Lithium Nickel Manganese Cobalt Oxide) bis zu 240 Wh/kg an, was nicht annähernd an Methanol mit über 6000 Wh/kg herankommt.

²² UBA (2016) hält in der Binnenschifffahrt einen 50% Verkehrsanteil an synth. Methan oder 33% an Wasserstoff für möglich.

²³ Z.B. im Fährbetrieb zwischen Lavik und Oppedal über den norwegischen Sognefjord.

Abbildung 6 Antriebstechnologien im Verkehrssektor



Quelle: Frontier Economics

Verbrennungsmotoren

Verbrennungsmotoren sind etablierte Antriebe, die neben dem Verkehrssektor auch in der Landwirtschaft, Bauwirtschaft und der Industrie eingesetzt werden. Ottomotoren verbrennen durch Fremdzündung Brennstoffe wie Benzin, Methan, Wasserstoff und Methanol. Dieselmotoren funktionieren durch Selbstzündung des Kraftstoffes und sind auch für synthetische Brennstoffe einsetzbar. Während die Beimischung synthetischer Kraftstoffe – wie synthetischen Diesels oder Benzins – direkt möglich ist, wäre eine komplette Umstellung, z.B. auf Methanol, ggf. mit Modifikationen der Motoren verbunden.

Verbrennungsmotoren sind (heute noch) recht kostengünstig im Vergleich zu z.B. Elektromotoren in Kombination mit Batterien. Durch die hohe Energiedichte der Brennstoffe ergeben sich zudem Vorteile in der Handhabung des Brennstoffs, insbesondere eine hohe Reichweite und kurze Betankungszeiten.²⁴ Zudem können im Falle synthetischen Benzins, Diesels oder Methans bestehende Infrastrukturen auch zukünftig genutzt werden, was Investitionen in neue Infrastrukturen einspart.

Allerdings sind die Wirkungsgrade von Verbrennungsmotoren (36% bei Ottomotoren und 43% bei Dieselmotoren) trotz technischer Fortschritte geringer als bei Elektromotoren (über 90%).²⁵ Zudem fallen bei der Herstellung synthetischer Brennstoffe wie Methan oder Wasserstoff zusätzliche Kosten und Umwandlungsverluste an.

Vollelektrische Fahrzeuge (BEV)

Vollelektrische Fahrzeuge werden per Elektromotor angetrieben. Die dafür notwendige Energie muss entweder per Speicher (Batterie) mitgeführt oder kontinuierlich (z.B. über Oberleitungen) zugeführt werden.

Obwohl Elektromotoren vor allem im stationären Bereich eine etablierte Technologie darstellen, limitiert im Verkehr die Herausforderung der Speicherbarkeit von Strom eine schnellere Verbreitung. Das Ziel der Bundesregierung von 1 Mio. Elektrofahrzeugen in Deutschland im Jahr 2020 wird daher sehr wahrscheinlich verfehlt.²⁶

²⁴ Vgl. DLR/ifeu/LBST/DBFZ (2015).

²⁵ Vgl. DLR/ifeu/Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST)/DBFZ (2014), S. 90.

²⁶ Vgl. Bundesregierung (2011).

Der emissionsfreie Antrieb macht Elektroautos zu einer der Schlüsseltechnologien der Energiewende. Sie haben zudem einen hohen Wirkungsgrad von über 90% (tank-to-wheel).²⁷ Zusätzlich kann über 80% der Bremsenergie mittels Rekuperation in die Batterie zurückgespeist werden. Allerdings fallen bei der Stromspeicherung in den Autobatterien Wirkungsgradverluste von ca. 20% an. Elektromotoren sind langlebig und wartungsarm, da sie einfacher aufgebaut sind als Verbrennungsmotoren. In Bezug auf die Batterietechnik ist eine kontinuierliche Erweiterung der Reichweite zu erwarten, zudem waren bei Batterien in den vergangenen Jahren erhebliche Kostensenkungen möglich.²⁸

Neben dem Kernproblem der Reichweite von BEV und der langen Ladezeit des Akkumulators, sind die Kosten für Batterien derzeit immer noch vergleichsweise hoch. Zudem muss eine neue Ladeinfrastruktur aufgebaut werden. Eine vermehrte Nutzung von Strom im Verkehrssektor stellt zudem Stromnetzbetreiber vor erhebliche Herausforderungen, da Leistungsspitzen im Übertragungs- und Verteilnetz deutlich zunehmen können. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss die Flexibilität der Batterien in den Fahrzeugen genutzt und entsprechend gesteuert werden.

Brennstoffzellen (BSZ)

Brennstoffzellen sind keine neue Erfindung und werden seit Jahren z.B. in Unterseebooten oder testweise in PKWs und Omnibussen genutzt. Dennoch sind sie bislang ein Nischenprodukt.

Der Antrieb erfolgt durch Wasserstoff, der in der Brennstoffzelle mit Sauerstoff reagiert.²⁹ Der dabei entstehende Strom wird in einem Elektromotor für den Fahrzeugantrieb genutzt, während Wasser als Abfallprodukt entsteht.

Neben Brennstoffzellenfahrzeugen werden Wasserstoffverbrennungsmotoren für PKWs entwickelt, die flexibel Benzin oder Wasserstoff verbrennen können.³⁰

Brennstoffzellen sind neben PKWs auch für Lastwagen oder Busse geeignet. Wasserstofffahrzeuge sind bei entsprechenden Tanks auch für Langstrecken geeignet und schnell zu betanken. Wasserstofffahrzeuge sind wie BEV klimaneutral, wenn erneuerbarer Strom eingesetzt wird (hier durch synthetischen Wasserstoff als Energieträger).

Für die breite Verwendung von Wasserstoff fehlt allerdings bislang die nötige Infrastruktur. Während BEV grundsätzlich am bereits bestehenden Stromnetz geladen werden können, brauchen Brennstoffzellen Wasserstofftankstellen, von denen es in Deutschland bislang öffentlich zugänglich nur 50³¹ gibt. Daneben ist wegen der geringeren Energiedichte der Speicheraufwand höher als bei Methan

²⁷ Vgl. DLR/ifeu/Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST)/DBFZ (2014), S. 108 und MX-Electronic (2017). Ein Wirkungsgrad von 90% bedeutet, dass 1 Einheit elektrischer Energie aus der Batterie („tank“) 0,9 Einheiten mechanische Energie („wheel“) zur Fortbewegung genutzt werden.

²⁸ Vgl. UBA (2014), S. 112.

²⁹ Vgl. DLR/ifeu/LBST/DBFZ (2015): Obwohl auch Methan oder Methanol genutzt werden können, fokussieren wir uns im Folgenden auf Wasserstoffnutzung, da Wasserstoffnutzung am wahrscheinlichsten ist.

³⁰ Vgl. FVV (2013).

³¹ Vgl. Cleanenergypartnership (2017).

oder Flüssigbrennstoffen (PtL). Schließlich stieß Wasserstoff anfänglich aufgrund der Angst vor Explosivität bei einigen Nutzern auf Akzeptanzprobleme.³²

Hybridfahrzeuge

Bereits heute ist die Kombination aus mehreren Antrieben im Verkehrssektor häufiger anzutreffen. So werden seit Jahren PKW mit Hybridantrieben auf dem Markt angeboten. Dabei erstreckt sich die Vielfalt von Mildhybriden über Vollhybride³³ bis zu Plug-In-Hybriden (PHEV) und BEV mit Range Extender.

Hybrid-Technologien wurden entwickelt, um den Hauptnachteil des BEV, v.a. die mangelnde Reichweite der Fahrzeuge, auszugleichen. Hier existieren wiederum verschiedene technische Lösungen:

- Die meisten kommerziell erhältlichen Hybridfahrzeuge verfügen neben einem Elektromotor über einen Verbrennungsmotor. PHEV verfügen zusätzlich über einen Anschluss mit dem die Batterie an das Stromnetz angeschlossen werden kann, sodass die Batterie auch extern direkt geladen werden kann;
- „Range Extender“ dagegen nutzen den Elektromotor wie BEV als alleinigen Antrieb, verfügen aber zusätzlich über einen Verbrennungsmotor oder eine Brennstoffzelle, die, falls nötig, einen Generator antreiben, der Batterie sowie Elektromotor mit Strom versorgen kann.

Obwohl Hybridautos momentan mit einer Anzahl von 165.000 im Jahr 2017³⁴ noch relativ wenig verbreitet sind, wächst ihr Anteil in der Fahrzeugflotte beständig.

2.3 Technologien zur Herstellung synthetischer Brenn- und Kraftstoffe

Sollen auch bei weitgehender Klimaneutralität des Energiesystems „konventionelle“ Endanwendungstechnologien wie Brennwertthermen (im Gebäudesektor) oder Verbrennungsmotoren (im Verkehrssektor) eingesetzt werden, müssen die Brenn- und Kraftstoffe „defossilisiert“ und damit nicht aus fossilem Erdöl oder Erdgas, sondern aus Erneuerbaren Energien durch Synthetisierungsverfahren gewonnen werden. Bei diesen „synthetischen“, aus erneuerbarem Strom hergestellten Energieträgern sind wiederum eine Reihe von Varianten möglich, wie z.B.:

- synthetische Gase wie z.B. Wasserstoff (H₂) und Methan (CH₄) – dieser Herstellungsprozess wird auch als „Power-to-Gas“ (PtG) bezeichnet; oder
- synthetische Flüssigkraftstoffe wie Methanol, synthetisches Benzin/Diesel, Dimethylether (DME), etc. – dieser Herstellungsprozess wird auch als „Power-to-Liquid“ (PtL) bezeichnet.

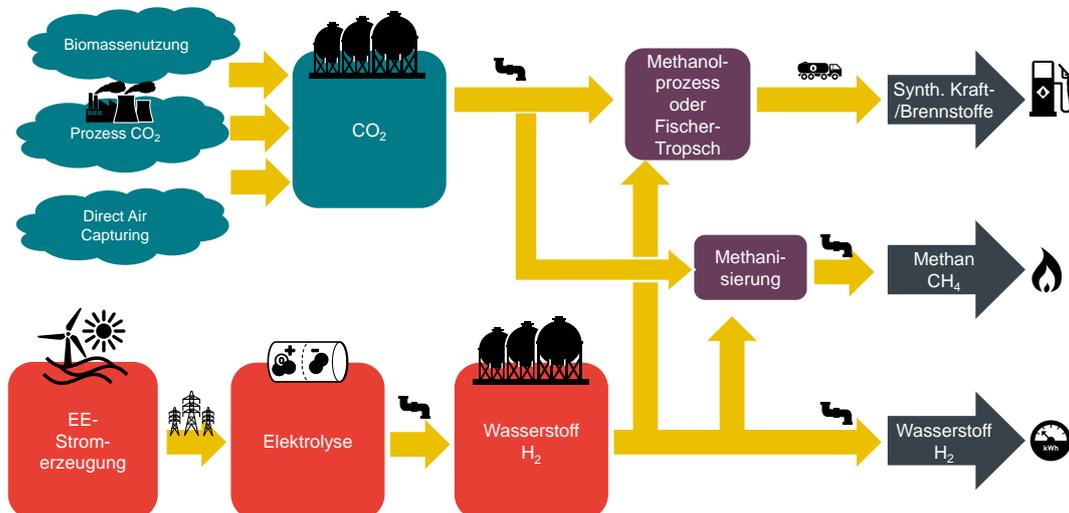
³² Vgl. <http://www.wiwo.de/technologie/green/tech/die-brennstoffzelle-im-auto-wasserstoff-selbst-ist-zwar-explosiv/19271916-2.html>.

³³ Mild- oder Vollhybrid bezieht sich auf den Grad, zu dem der Elektromotor für den Antrieb genutzt wird – die verbleibende Antriebsenergie erbringt ein Verbrennungsmotor. So kann der Vollhybrid, bspw. in Innenstädten, auch alleine durch den Elektromotor gestartet, vorangetrieben und gebremst werden, während beim Mild-Hybrid der Elektromotor nicht ausreicht, um den Wagen alleine anzutreiben.

³⁴ Vgl. Statista <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/265993/umfrage/anzahl-der-hybridautos-in-deutschland/>.

bereitgestellt werden. Die Kraftstoffe können z.B. in klassischen Verbrennungsmotoren eingesetzt werden.

Abbildung 8 Prozesskette für die Herstellung synthetischer Brenn- und Kraftstoffe



Quelle: Frontier Economics

Für die Umwandlung von Strom in synth. Gase und Liquide stehen eine Vielzahl von Technologien zur Verfügung, die z.T. bereits kommerziell eingesetzt werden (z.B. Elektrolyse in der Industrie). Darüber befinden sich neue Verfahren in der Entwicklung und Erprobung (z.B. SOEC).

Vor- und Nachteile bei PtG und PtL

Großer Vorteil der synthetischen Gase bzw. Liquide sind:

- Die sehr gute Speicherbarkeit,
- Die (bei einigen Produkten) mögliche Nutzung bereits vorhandener Speicher,- Transport- und Verteilinfrastrukturen,
- Die (teilweise) Nutzbarkeit in herkömmlichen Anwendungen, sowie
- Die hohe „Sauberkeit“ der Brenn- und Kraftstoffe auch bezüglich der lokalen Emissionen (geringe/keine Feinstäube, kein Schwefel etc.).

Aus heutiger Sicht stehen diese Technologien allerdings noch in den Anfangsstadien der Entwicklung. Entsprechend hoch sind die Herausforderungen in Bezug auf die:

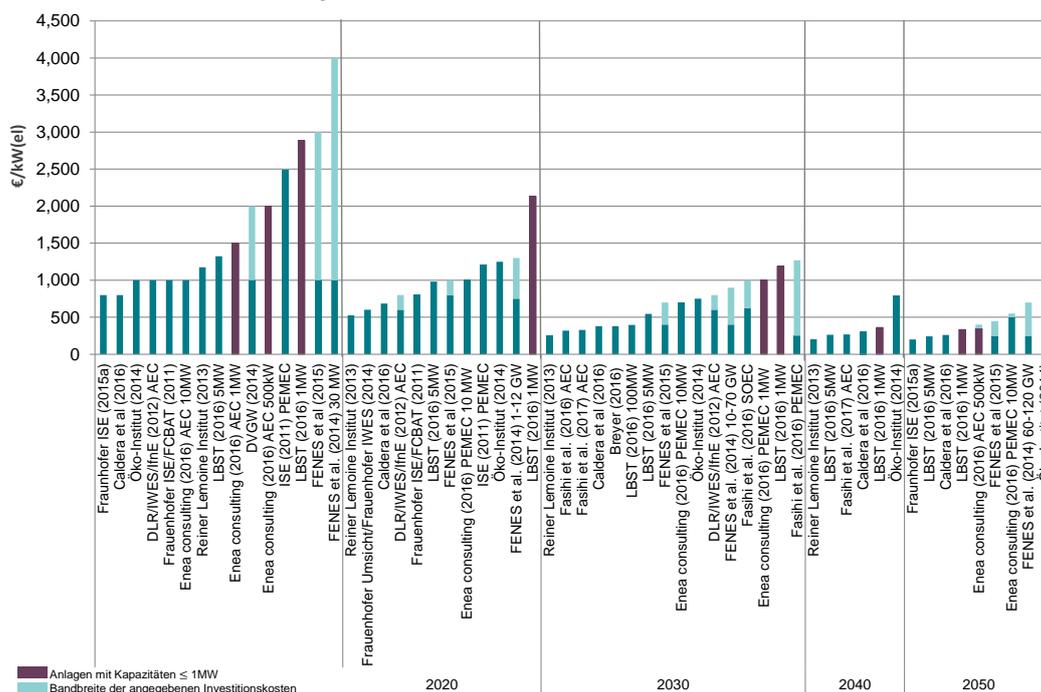
- Realisierten Wirkungsgrade der Technologien; sowie
- Den derzeit noch sehr hohen Investitionskosten in diese Umwandlungstechnologien.

Gleichzeitig ist aber auch mit bedeutsamen Lern- bzw. Skaleneffekten zu rechnen, wenn diese Technologien breite Anwendung finden: Z.B. kommen bereits heute Elektrolyse-Anlagen zur synthetischen Wasserstoffherzeugung aus Strom zum Einsatz (in Forschungs- und Demonstrationsanlagen, aber auch in Anlagen der chemischen Industrie). Allerdings ist noch weitgehend unerforscht, wie sich Wirkungsgrade und Kosten bei flächendeckender Durchdringung und

großen Anlagendimensionen entwickeln. So wurden bei Elektrolyse-Technologien in den letzten Jahren signifikante Kostensenkungen beobachtet (bis zu -80% im Laufe der letzten Jahre). Dies ist vergleichbar mit PV und Lithium-Ionen-Batterien. Weitere technologische Fortschritte lassen weitere Kostendegression erwarten: So reichen heutige Schätzungen für größere Anlagen für die Investitionskosten in 2050 beispielsweise von 200 €/kW(e) bis 700 €/kW(e) im Vergleich zu ca. 800 €/kW(e) heute (**Abbildung 9**).

Mindestens genauso hohe Unsicherheit besteht bezüglich der Entwicklung von Methanisierungstechnologien und deren Kosten.

Abbildung 9 Schätzungen für zukünftige Investitionskosten von Elektrolyse variieren erheblich



Quelle: Frontier Economics

Es ist also heute noch nicht absehbar, welche synthetischen Gase und Liquide sich kommerziell am Markt letztlich durchsetzen werden. Voraussetzung für die zukünftige kommerzielle Nutzung synthetischer Produkte sind Kostensenkungen und ein politischer Rahmen, der die Technologien als De-Fossilisierungsoption berücksichtigt.

2.4 Zwischenfazit zu Technologieoptionen

Im politischen Diskurs wird derzeit an vielen Stellen stark auf die unmittelbare Elektrifizierung des Energieverbrauchs über die allermeisten Sektoren hinweg abgestellt. Diese wird unbestritten in der Zukunft ein wesentlicher Bestandteil der Energiewende sein. Es ist also wichtig, die Weichen für eine direkte Elektrifizierung vieler Endanwendungen zu stellen, und zwar so effizient und innovativ wie möglich und unter Nutzung der Chancen aus Digitalisierung und Dezentralisierung.

Allerdings macht ein Blick in die Technologielandschaft ebenso deutlich, dass es ein sehr breites Spektrum an heutigen und zukünftigen Technologieoptionen gibt, die zu einer De-Fossilisierung der Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und Industrie beitragen können. Die Technologien weisen hierbei sehr unterschiedliche Vor- und Nachteile, technische Spezifika, Kostenstrukturen und Entwicklungsstadien auf. Bei vielen der hier untersuchten Technologieoptionen besteht heute noch hohe Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung der Potenziale, Machbarkeiten oder Kosten.

Gleichzeitig sind die Anforderungen, Ansprüche, Bedürfnisse und Vorlieben der Energieverbraucher in den verschiedenen Anwendungen äußerst unterschiedlich. So unterscheiden sich z.B. die Charakteristika von Gebäuden sowohl im Bestand als auch Neubau sehr stark voneinander, d.h. die „optimalen“ De-Fossilierungsmaßnahmen werden sich auch sehr stark voneinander unterscheiden. Auch die Akzeptanz der Technologien und die Unterschiedlichkeit der Vorlieben der Verbraucher sind nicht zu unterschätzen: Letztendlich entscheiden das Verhalten der Endanwender bzw. Verbraucher und deren Akzeptanz einzelner Technologien über die sich am Ende durchsetzende Option. So sind im Mobilitätssektor bei einigen Verbrauchern die Reichweiten von Fahrzeugen unerheblich, bei anderen Verbrauchern aber ein wesentliches Entscheidungskriterium für den Kauf eines Fahrzeugs. Eine Lösung „one-size-fits-all“ geht also hier an den Bedürfnissen vorbei.

Angesichts der Zukunftsoffenheit der Technologien und der Vielfalt der Verbraucherbedürfnisse ist die Politik also gut beraten:

- Keine Technologieoptionen auszuschließen, die dem Kriterium der „De-Fossilisierung“ entsprechen; und
- Die politischen Rahmenbedingungen so auszugestalten, dass sich die Verbraucher für die adäquaten und passenden Technologien frei entscheiden können, sodass also ein Wettbewerb zwischen den Technologien möglich ist.

Je nachdem welche der Optionen sich letztendlich durchsetzen, entstehen zudem spezifische Anforderungen an die Infrastruktur der Umwandlung und die Transport-/Verteilinfrastruktur von Energie. Diese Vielfalt der Anforderungen sollte also auch im Bereich der Infrastruktur heute bei der Gestaltung von Rahmenbedingungen mitgedacht werden.

3 TRANSFORMATIONSPFADE ZU ENERGIEWENDE UND SEKTORKOPPLUNG

Politikansätze im Bereich der Energiepolitik basieren heute stark auf langfristigen Zukunftsszenarien: Hierbei werden Zielszenarien für das Energiesystem z.B. für das Jahr 2050 entworfen, die bis hin zur Identifikation „geeigneter“ Zukunftstechnologien reichen. Das Selbstverständnis der derzeitigen Politik ist, heute das Energiesystem in Richtung der Zielszenarien zu steuern.

Allerdings ist die Zukunft grundsätzlich offen. Es führen viele Wege zu den Zielen Energiewende, d.h. insbesondere zur Dekarbonisierung des Energiesystems. Welcher Pfad sich hierbei einstellen wird, ist von einer Vielzahl von Faktoren abhängig, wie technischem Fortschritt, Verhalten der Verbraucher, internationalen politische Entscheidungen usw. Um dies zu illustrieren, beschreiben wir in diesem Kapitel verschiedene denkbare Transformationspfade des Energiesystems auf dem Weg zur weitgehenden Dekarbonisierung bis 2050. Hierzu:

- Identifizieren wir die wesentlichen Treiber der zukünftigen Entwicklung auf den einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette, d.h. bei den Endanwendungen, auf der Ebene der Infrastruktur sowie beim Energieaufkommen (**Abschnitt 3.1**);
- Skizzieren wir mögliche Transformationspfade, bei denen die zuvor identifizierten Kerntreiber unterschiedliche Ausprägungen annehmen, und zwar:
 - Im Bereich der Endanwendungen (**Abschnitt 3.2**);
 - Auf der Ebene der Infrastruktur (**Abschnitt 3.3**); und
 - Beim Energieaufkommen (**Abschnitt 3.4**).
- Leiten wir anhand dieser Transformationspfade Kernthesen über die Relevanz verschiedener Treiber in Bezug auf den Erfolg der Energiewende ab (**Abschnitt 3.5**). Diese sind Grundlage der politischen Handlungsempfehlungen in **Kapitel 4**.

3.1 Wie lassen sich die Transformationspfade beschreiben?

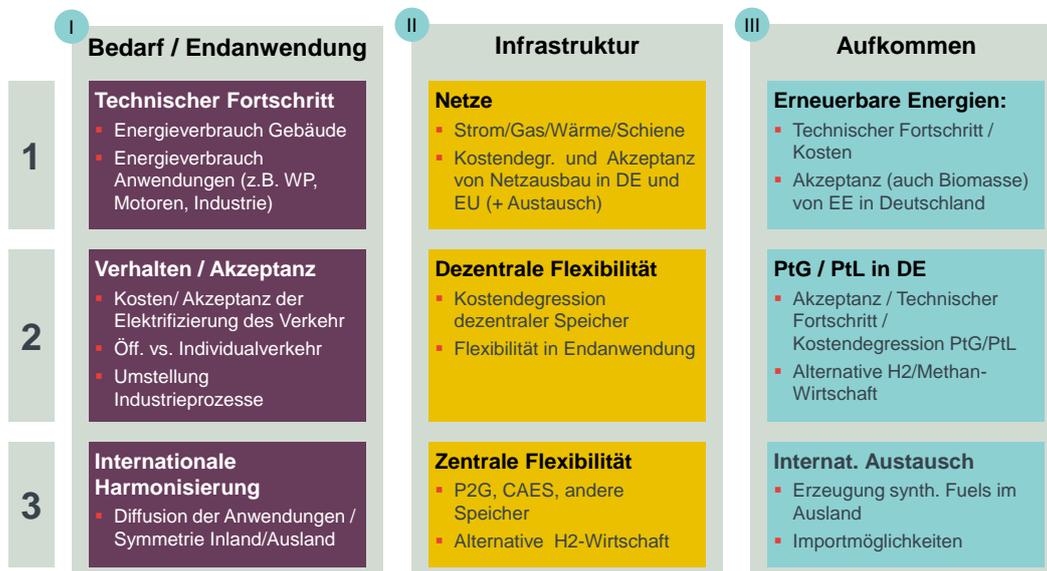
Im Zuge von Sektorkopplung kann das Energiesystem anhand drei grundlegender Stufen der Wertschöpfungskette beschrieben werden:

- Bedarf bzw. Endanwendung;
- Infrastruktur und Umwandlung; und
- Energieaufkommen.

Auf den einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette lassen sich wesentliche Einflussgrößen („Kern-Treiber“) identifizieren, welche determinieren, wie und

über welche Entwicklungspfade die Transformation des Energiesystems fortschreitet (**Abbildung 10**, Details in den **Abschnitten 3.2 bis 3.4**).

Abbildung 10 Beschreibung der Transformation des Energiesystems anhand der Wertschöpfungsstufen



Quelle: Frontier Economics

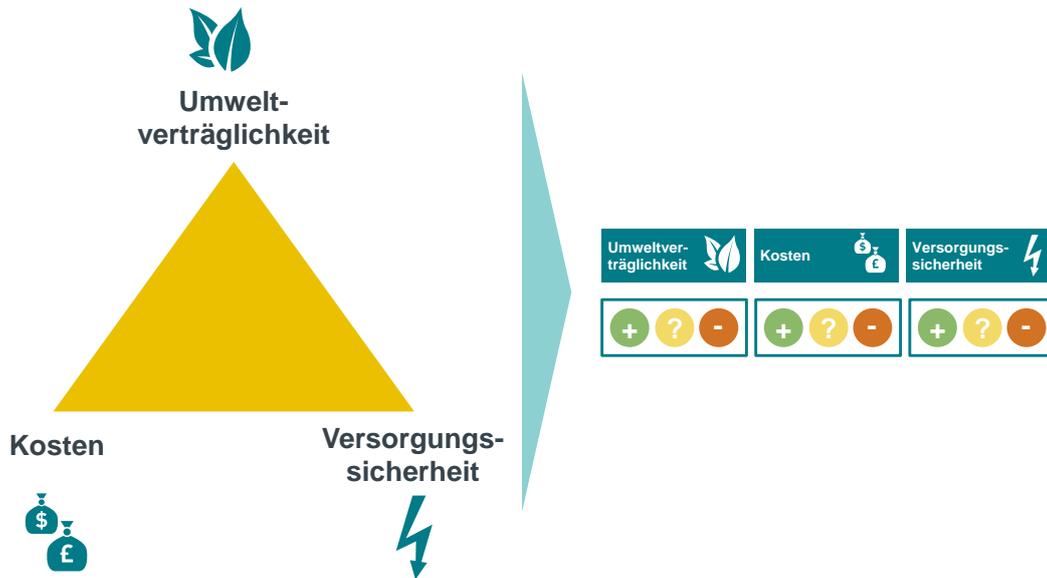
Abhängig von der Ausprägung dieser Kerntreiber ergeben sich unterschiedliche Entwicklungspfade für das Energiesystem. Um die wesentlichen „Trigger“ zukünftiger Transformationspfade zu identifizieren und zu beschreiben, gehen wir in den Abschnitten **3.2 bis 3.4** wie folgt vor:

- Wir definieren zunächst ein Referenzszenario, welches aus unserer Sicht den von der Bundesregierung avisierten Zielpfad beschreibt;
- Wir identifizieren alternative Entwicklungspfade in Abweichung vom Referenzszenario.

Wir führen die Beschreibung der Transformationspfade entlang der Wertschöpfungsstufen (Endanwendungen, Infrastruktur, Aufkommen) mit Hilfe von „Szenariobäumen“ durch. Die Auftrennung der Analyse in Wertschöpfungsstufen erfolgt aus Gründen der Übersichtlichkeit. In der Realität interagieren die Wertschöpfungsstufen stark miteinander, worauf wir in den einzelnen Abschnitten auch eingehen. Es sei allerdings darauf hingewiesen, dass der Zusammenhang zwischen den Treibern der unterschiedlichen Bereiche des Energiesystems – und damit die Szenariobäume - noch deutlich komplexer sind, als wir dies hier darstellen können.

Zur Bewertung der Entwicklungspfade ziehen wir die Zielsetzungen des Energiepolitischen Dreiecks heran (**Abbildung 11**).

Abbildung 11 Bewertung auf Basis des Energiepolitischen Zieldreiecks



Quelle: Frontier Economics

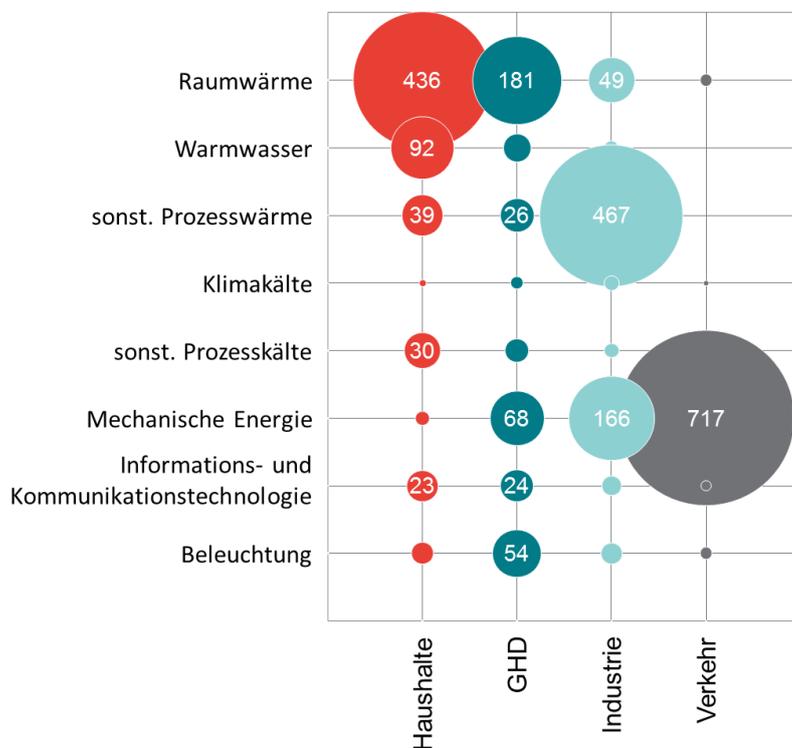
3.2 Transformationspfade im Bereich Endanwendungen

Wir befassen uns zunächst mit dem Bereich der Endanwendungen. Hierzu:

- Beschreiben wir die Ausgangslage des heutigen Endenergieverbrauchs in den wesentlichen Verbrauchssektoren (**Abschnitt 3.2.1**);
- Leiten wir in Anlehnung an die aus unserer Sicht von der Bundesregierung verfolgte Zielsetzung einen „Referenzpfad“ ab (**Abschnitt 3.2.2**);
- Illustrieren wir exemplarisch weitere mögliche Transformationspfade, wenn die im Referenzpfad implizit erwarteten Zukunftsentwicklungen in der Praxis tatsächlich nicht derart eintreffen (**Abschnitt 3.2.3**); und
- Fassen wesentliche Schlussfolgerungen zusammen (**Abschnitt 3.2.4**), welche im Rahmen der Formulierung von Handlungsempfehlungen in **Kapitel 4** wieder aufgegriffen werden.

3.2.1 Ausgangslage

Der Endenergieverbrauch in Deutschland beträgt heute etwa 2.500 TWh und wird durch Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser in Haushalten und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD), Prozesswärme in der Industrie sowie Mechanische Energie im Verkehr dominiert (**Abbildung 12**).

Abbildung 12 Endenergiebedarf nach Sektor und Anwendungsbereichen – 2015, in TWh/a

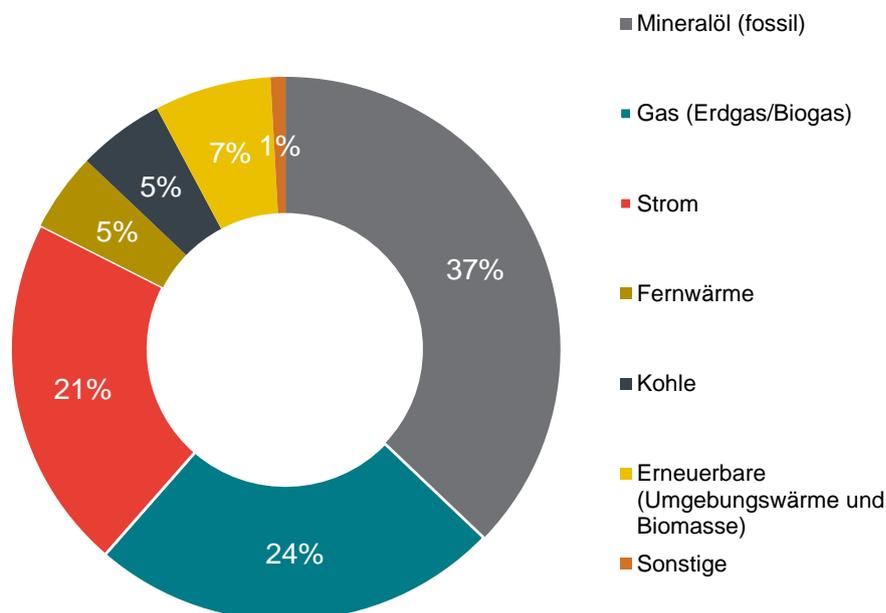
Quelle: Frontier Economics basierend auf Daten der AG Energiebilanzen.

Hinweis: Die Größe der Kreisflächen zeigt den Umfang der jeweiligen Energieanwendung an.

Dieser Endenergiebedarf wird heute zum überwiegenden Teil durch fossile Quellen gedeckt (**Abbildung 13**). Allein etwa 60% des Endenergiebedarfs wird durch Mineralölprodukte (v.a. Verkehr und Raumwärme/Warmwasser) und Erdgas (v.a. Raumwärme/Warmwasser und Prozesswärme) bedient.³⁵ Weitere 21% des Endenergiebedarfs werden durch Strom gedeckt (u.a. IKT und Beleuchtung), der seinerseits zu etwa 66% auf Kohle, Erdgas und Kernenergie basiert. Hinzu kommen 5% direkte Kohlenutzung (v.a. für Prozesswärme) sowie 5% Fernwärme (für Raumwärme/Warmwasser und Prozesswärme), die ihrerseits zu großem Anteil durch Kohle und Gas erzeugt wird.

³⁵ Beispielsweise wurden im Jahr 2014 knapp 50% der neuen Wohnungen mit einem primären Beheizungssystem auf Basis von Gas ausgestattet. Gefolgt von 21,5% auf Basis von Fernheizsystemen und 19,9% durch Wärmepumpen. Vgl. AG Energiebilanzen, 2015, S. 13. Im Bestand dominieren Heizöl und Erdgas.

Abbildung 13 Aufteilung des Endenergiebedarfs auf Energieträger – 2015, in TWh/a



Quelle: Frontier Economics basierend auf Daten der AG Energiebilanzen.

3.2.2 Zukünftige Entwicklung: „Referenzpfad“ auf Basis der Ziele der Bundesregierung

Klar ist: Um die Klimaziele 2030 – Reduktion der Treibhausgasemissionen um 55% gegenüber 1990 – und 2050 – Reduktion um 80 bis 90% – zu erfüllen, muss der Endenergieverbrauch zukünftig substantiell reduziert werden und/oder durch nicht-fossile Energiequellen gedeckt werden.³⁶

Die Klimastrategie der bisherigen Bundesregierung basiert diesbezüglich auf drei Säulen, dem sogenannten „Dreiklang der Energiewende“:³⁷

1. **Verringerung des Energieverbrauchs („efficiency first“)** – Als schnellster und direktester Weg zur Treibhausgasreduktion wird eine dauerhafte Senkung des Energieverbrauchs durch den Einsatz effizienter Technologien gesehen:
 - Dementsprechend hat die Bundesregierung im Energiekonzept das Ziel formuliert, die Endenergieproduktivität, also das reale Bruttoinlandsprodukt pro Einheit Endenergie, zwischen 2008 und 2050 um jährlich 2,1% zu erhöhen (im Vergleich: Jährliche Steigerung 2008 bis 2015 betrug 1,3%);
 - Der Endenergieverbrauch im Verkehr soll bis 2020 um 10% gegenüber 2005 gesenkt werden, bis 2050 um 40%;

³⁶ Dies gilt zumindest solange die Abscheidung und Untergrundspeicherung von CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS) keine ernsthafte Rolle spielt.

³⁷ Vgl. BMWi (2017), S. 13.

- Der Endenergieverbrauch für Gebäude soll bis 2020 bereits um 20% gegenüber 2008 reduziert werden. Hierzu soll unter anderem die Sanierungsrate von bisher etwa 1% auf 2% verdoppelt werden.
2. **Direkte Nutzung Erneuerbarer Energien** – Wo möglich, soll ein direkter Einsatz von Erneuerbaren Energien erfolgen, um Umwandlungsverluste zu vermeiden:
- Solar- und Geothermie sollen insbesondere für die Heizung und Klimatisierung von Gebäuden sowie die Bereitstellung von Warmwasser genutzt werden;
 - Biomasse soll vor allem in der Industrie (zum Beispiel in Produktionsprozessen) und im Verkehr (zum Beispiel im Flugverkehr) eine wichtige Rolle spielen. Für feste Biomasse soll das auch für den Gebäudebestand gelten;
 - Biomasse ist universell einsetzbar, aber knapp. Daher soll sie gezielt dort genutzt werden, wo Solar- oder Geothermie sowie Wind- und Sonnenstrom nicht sinnvoll einsetzbar sind.
3. **Einsatz von erneuerbarem Strom in den Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie (Sektorkopplung)** – Der Energiebedarf, der aus volkswirtschaftlichen oder anderen Gründen trotz Effizienzmaßnahmen und der direkten Nutzung Erneuerbarer Energien verbleibt, soll durch Strom aus Wind und Sonne gedeckt werden – vorrangig in Technologien, die mit wenig Strom viele fossile Brennstoffe ersetzen (zum Beispiel in Wärmepumpen und elektrischen Fahrzeugen) oder ihn in andere Energieträger wie Wasserstoff (Power-to-Gas) umwandeln.

3.2.3 Mögliche alternative Transformationspfade in Abhängigkeit verschiedener exogener Entwicklungen

Implizite Annahmen im Referenzpfad

Der von der Bundesregierung avisierte Transformationspfad basiert allerdings auf einer Reihe von Voraussetzungen bezüglich zukünftiger Entwicklungen, welche nur sehr bedingt im Einflussbereich der Politik liegen. Dies sei exemplarisch anhand der folgenden Kerntreiber illustriert:

- **Technischer Fortschritt bei Energieeffizienz** – Die Strategie der Bundesregierung setzt, wie oben dargelegt, stark auf eine Erhöhung der Energieeffizienz, einerseits durch Senkung des Nutzenergiebedarfs, im Gebäudesektor, z.B. durch eine Verdoppelung der Sanierungsrate (d.h. vor allem Wärmedämmung), andererseits durch eine hohe Durchdringung von Endanwendungen mit hoher energetischer Effizienz, z.B. Wärmepumpen in Gebäuden oder Elektrofahrzeugen im Verkehr.
 - Derzeit sind diese Technologien allerdings noch mit einer Reihe von Nachteilen verbunden: Zu nennen sind beispielsweise im Vergleich zu alternativen Technologien hohe Anschaffungskosten bei Wärmepumpen und Elektroautos oder geringe Fahrreichweite und lange Ladezeiten bei Elektroautos;

- Es ist gut möglich und wünschenswert, dass eine intensivierete Forschung und Produktion hier in den nächsten Jahren und Jahrzehnten zu großen technischen Fortschritten und somit auch Kostendegression führen werden;
- Inwieweit und wann es hierzu tatsächlich kommen wird, und wie sich alternative Technologien (wie z.B. Brennstoffzellen) weiterentwickeln werden, ist jedoch mit hoher Unsicherheit behaftet und zudem nur begrenzt durch politisches Handeln in Deutschland zu beeinflussen.
- **Verbraucherverhalten/Akzeptanz** – Die Strategie der Bundesregierung erfordert ein erhebliches Maß an Mitarbeit der Endverbraucher in Deutschland: Beispielsweise bedingt eine Verdopplung der Sanierungsrate, dass deutlich mehr Hauseigentümer substanzielle Sanierungsarbeiten, wie zum Beispiel Außendämmung, Dachdämmung oder -erneuerung, Austausch der Fenster o.Ä., vornehmen. Eine Durchdringung mit Elektroautos im motorisierten Individualverkehr setzt voraus, dass Autofahrer – soweit die technische Entwicklung hier nicht zu signifikanten Fortschritten führt – bereit sind, ihr Fahrverhalten anzupassen, um den im Vergleich zu Verbrennungsmotoren geringen Fahrreichweiten der Batterien bzw. den längeren Lade-/Tankzeiten gerecht zu werden.
- **Internationale Kompatibilität** – Die Strategie der Bundesregierung bezüglich der Elektrifizierung des Verkehrs impliziert, dass auch international stark auf Elektromobilität gesetzt wird. Andernfalls sind die zur Wirtschaftlichkeit notwendigen erheblichen Kostendegressionen kaum zu ermöglichen, und vor allem erfordert eine umfassende Umstellung des Straßenverkehrs auf Elektromobilität eine analoge und kompatible Ladeinfrastruktur zumindest im angrenzenden Ausland.

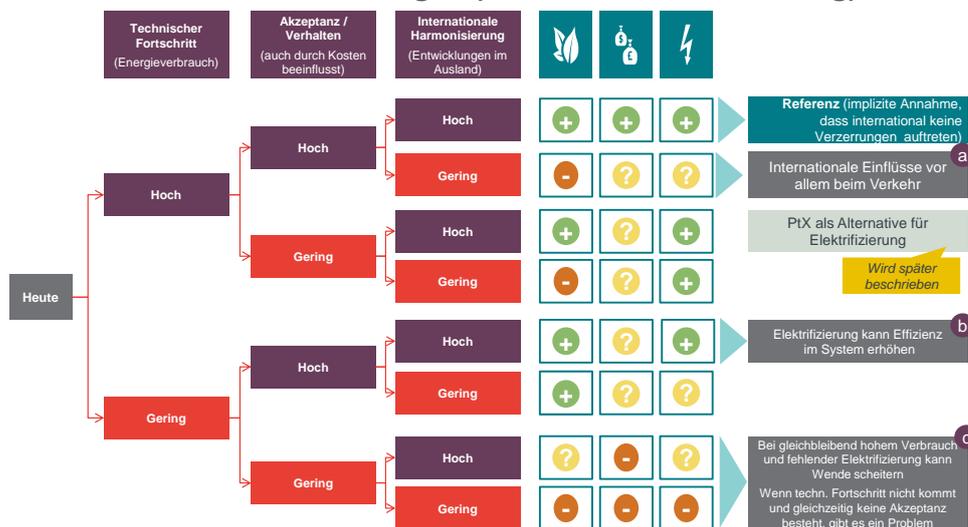
Alternative Transformationspfade

Im Folgenden wird exemplarisch veranschaulicht, welche unterschiedlichen Transformationspfade in Abhängigkeit den zuvor identifizierten Kerntreibern denkbar sind (**Abbildung 14**). Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird hierbei jeweils vereinfachend nur zwischen den Ausprägungen „hoch“ und „gering“ differenziert. Dabei steht die Klassifizierung in „hoch/niedrig“ jeweils für ein Bündel von Ausprägungen wie z.B.:

- **Technischer Fortschritt:** Der Treiber „technischer Fortschritt“ steht hier für das Erreichen „höherer“ oder „geringerer“ Lernkurveneffekte oder Kostensenkungen bestimmter Technologien im Endverbrauch im Vergleich zur impliziten Annahme des Referenzszenarios, zum Beispiel könnten höhere oder geringere Kostendegressionen im Bereich Wärmedämmung erreicht werden, als zuvor angenommen.
- **Akzeptanz:** Der Treiber „Akzeptanz“ berücksichtigt den Einfluss des Konsumentenverhaltens. Trotz erreichter technischer Fortschritte kann die Akzeptanz „neuer“ Endanwendungen durch den Verbraucher geringer ausfallen als angenommen, da bspw. eine Präferenz für den Status Quo oder Vorbehalte gegenüber bestimmten Technologien bestehen.
- **Internationale Harmonisierung:** Der Treiber „Internationale Harmonisierung“ beschreibt den Einfluss von Entwicklungen im Ausland. Im Referenzszenario

wird implizit davon ausgegangen, dass die eingeschlagenen Pfade kompatibel mit den im Ausland verfolgten Zielen sind. Der erreichte Grad der Harmonisierung kann aber auch geringer ausfallen, was sich z.B. bei der Wahl anderer Transportmodi oder Energieträger im Transport widerspiegeln würde.

Abbildung 14 Mögliche Transformationspfade im Bereich der Endanwendungen (schematische Darstellung)



Quelle: Frontier Economics

Es lassen sich folgende exemplarischen Erkenntnisse aus dem Szenarienbaum gewinnen:

- **Referenzpfad bei Eintreffen aller Voraussetzungen sinnvoll** – Sollten die o.g. erforderlichen Entwicklungen bezüglich technischem Fortschritt, Akzeptanz der Verbraucher sowie internationaler Harmonisierung tatsächlich eintreffen, ist der von der Bundesregierung avisierte Transformationspfad in der Lage, die Klimaziele zu vertretbaren Kosten umzustellen und dabei eine sichere Energieversorgung zu gewährleisten.
- **Alternativpfad a: Mangelnde internationale Harmonisierung könnte Klimaziele gefährden und zu Zusatzkosten führen** – Möglich wäre, dass zwar deutliche technische Fortschritte bei den von der Bundesregierung avisierten Endanwendungen (z.B. E-Fahrzeuge) erzielt werden und auch deren Akzeptanz bei Endanwendern deutlich zunimmt, jedoch andere Länder andere Zielentscheidungen zur Dekarbonisierung treffen.
 - Anschaulichstes Beispiel hierfür wäre, wenn Deutschland bei der Dekarbonisierung des Straßengüterverkehrs auf Oberleitungs-LKW setzte und eine entsprechende Infrastruktur installierte, Anrainer-Staaten Deutschlands ihre Klimastrategie jedoch auf andere Technologien wie Eisenbahn oder Batterie- oder Brennstoffzellen-basierte LKW fußen.
 - Ähnliches gilt auch für den motorisierten Individualverkehr, wo eine Lade-Infrastruktur in Deutschland allein nicht ausreicht, um effektiv in großem Stil auf Elektromobilität umsteigen zu können. Auch zukünftig werden Autofahrer sich kaum durch mangelnde Tankinfrastruktur im Ausland, z.B. in ihrer Urlaubswahl, einschränken lassen wollen.

- Eine unzureichende internationale Harmonisierung der Klimastrategien, insb. im Verkehr, können daher die in Deutschland beabsichtigten Ziele gefährden und zu Zusatzkosten führen.
- **Alternativpfad b: Energieeffizienz lässt sich auf verschiedenen Wegen erhöhen, Substitutionseffekte sollten hier beachtet werden** – Denkbar wäre auch, dass sich das Ziel einer Verringerung des Nutzenergiebedarfs nicht erreichen lässt, z.B. weil der Mobilitätsbedarf (insb. im Güterverkehr) stark zunimmt oder weil sich die Vorbehalte gegen energetische Sanierung trotz verstärkter Förderprogramme (wie z.B. dem gebäudeindividuellen Sanierungsfahrplan)³⁸ nicht auflösen lassen und die Sanierungsrate auf dem bisherigen niedrigen Niveau verbleibt.
 - Falls sich in diesem Fall deutliche technische Fortschritte bei energetisch effizienten Endanwendungen ergeben und diese von Endanwendern auch angenommen werden, kann die Energieeffizienz trotzdem erheblich gesteigert werden. Denn: Letztlich sind die Verringerung von Nutzenergie (z.B. MWh zu Heizzwecken) bei gleichem Nutzen (also z.B. beheizter Fläche und erreichte Temperatur) und der Einsatz von energetisch effizienten Technologien zwei konkurrierende Mittel, um den Primärenergieverbrauch und damit letztlich die Treibhausgasemissionen zu verringern.
 - Einfache Rechnungen zeigen, dass in vielen Fällen Energieverbrauch kostengünstiger eingespart werden kann, wenn auf eine kostenintensive Wärmedämmung verzichtet wird und stattdessen modernisierte Heizungstechnologien wie Gasbrennwertthermen zum Einsatz kommen. In anderen Fällen wiederum, wie z.B. Wärmepumpen, ist eine effiziente Wärmedämmung Voraussetzung für effiziente Heizungstechnologien, insbesondere da sich die Heizfläche andernfalls nicht mit den geringen Vorlauftemperaturen erwärmen lässt, welche eine effiziente Nutzung von Wärmepumpe erfordert.

Im folgenden Exkurs und zugehörigen **Anhang B** gehen wir auf die Substitutionsbeziehung von Elektrifizierung und Verbrauchsreduktion im Gebäudesektor ein.

³⁸ Vgl. BMWi (2015), Energieeffizienzstrategie Gebäude.

Exkurs: Substitution zwischen Dämmung und Elektrifizierung in Gebäuden

Das übergeordnete Ziel der Energiewende in Deutschland ist der Wechsel von einer CO₂ basierten Energieversorgung hin zu einer nachhaltigen, (nahezu) CO₂ freien Energieversorgung. Dem Gebäudesektor kommt hierbei aufgrund des hohen CO₂ Vermeidungspotentials eine wesentliche Bedeutung zu. Die Optionen der CO₂ Vermeidung für Gebäudewärme bestehen dabei aus:

- Zusätzlicher Dämmung zur Reduzierung des Heizbedarfs pro Wohnfläche; sowie
- Dem Einsatz von elektrischen Heiztechnologien mit (verschieden) hohen Wirkungsgraden, die (zukünftig) nahezu CO₂ freien Strom einsetzen.

Da die unterschiedlichen Technologien sich durch verschieden hohe Investitions- und Betriebskosten kennzeichnen, ist deshalb eine integrierte bzw. systematische Betrachtung der CO₂ Vermeidungsstrategien sinnvoll.

Auf Basis von definierten Standardhäuser (Baujahresklassen) und Dämmstandards (Dämmstandard 0 bis Dämmstandard 2) untersuchen wir relevante elektrische Heiztechnologien (Erdwärmepumpe, Luftwärmepumpe und Elektrodirektheizung) im Vergleich zum Referenzsystem eines Gaskessels. Dabei betrachten wir sowohl die Gesamtkosten des „Heizung + Dämmung“ Verbundsystems als auch die erreichte Emissionsminderung für einen Zeitraum von 15 Jahren, startend in 2020 oder 2030.

Prinzipiell lässt sich erkennen, dass:

- Heiztechnologien mit hohem Wirkungsgrad (Wärmepumpen) trotz der höheren Investitionskosten gegenüber elektrischer Direktheizungen in allen Varianten kostengünstiger sind;
- Dieser Kostenvorteil der Wärmepumpen mit steigender Dämmung aufgrund des abnehmenden Wärmebedarfs gegenüber der Direktheizung sinkt.

Die Betrachtung der Emissionsminderung für die beiden Zeiträume 2020 und 2030 zeigt zudem, dass:

- Eine frühzeitige Umsetzung der Elektrifizierung zu höheren Vermeidungskosten und höheren gesamtwirtschaftlichen Kosten führen kann;
- Durch die abnehmende CO₂-Intensität des Strommixes wird mit der Zeit durch die Elektrifizierung bei gleichen Kosten wesentlich mehr CO₂ eingespart, wodurch die spezifischen Vermeidungskosten mit der Zeit sinken.

Dies zeigt, dass eine Abwägung zwischen Heiztechnologien mit unterschiedlichen Wirkungsgraden sinnvoll sein kann. Eine politische Festlegung auf eine Technologie sollte wenn überhaupt dann nur auf Basis der Gesamtheit aus Vermeidungskosten- und Emissionseinsparungsdifferenzen getroffen werden.

- **Alternativpfad c: Bei gleichbleibend hohem Nutzenergieverbrauch und mangelnder Akzeptanz effizienter Technologien sind Energieeffizienzziele gefährdet** – Sollten sich weder der Nutzenergieverbrauch – z.B. aufgrund von Vorbehalten gegenüber Wärmedämmung oder wegen hohen Mobilitätsbedarfs – substanziell reduzieren lassen, noch energetisch effiziente Technologien bei Endanwendern angenommen werden, sind die Energieeffizienzziele nicht zu erreichen. Die Klimaziele sind in diesem Fall nur zu erreichen, wenn alternative Routen gefunden werden, beispielsweise über Power-to-Gas oder Power-to-Liquids, welche eine Dekarbonisierung trotz Nutzung etablierter Technologien wie z.B. Gasbrennwertthermen oder Verbrennungsmotoren erlauben.

Wir haben gezeigt, dass die Vision der Bundesregierung zur Transformation des Endverbrauchs auf einigen impliziten Annahmen basiert. Bei einigen dieser Voraussetzung kann ein Abweichen vom „Referenzpfad“ dazu führen, dass die Umsetzung der Energiewende gefährdet oder zumindest verteuert wird. Im Folgenden leiten wir die Schlussfolgerungen für den Bereich der Endanwendungen ab.

3.2.4 Schlussfolgerungen zum Bereich der Endanwendungen

Aus den illustrativen Szenarien lassen sich folgende Schlussfolgerungen für den Bereich der Endanwendungen ableiten, welche in **Abschnitt 3.5** aufgegriffen werden und gemeinsam mit den im Folgenden abgeleiteten Thesen zu den anderen Stufen der Wertschöpfungskette letztlich die Basis für die politischen Handlungsempfehlungen in **Kapitel 4** bilden:

- **Internationale Kompatibilität sicherstellen** – Internationale Koordination und Harmonisierung auch auf Ebene der Anwendungen ist essenziell. Im Verkehrsbereich sind internationale Vernetzungen (innerhalb der EU) und Einflüsse (auch global) aus dem Ausland zu beachten, weniger bedeutsam sind diese im Gebäudebereich. Zudem können technische Entwicklungen im Ausland maßgeblichen Einfluss auf die Durchdringung von Technologien im Inland nehmen (positiv wie negativ);
- **Akzeptanz bei Endverbrauchern im Blick halten** – Ohne Akzeptanz bei Endverbrauchern wird die Umstellung auf neue Technologien nicht effektiv funktionieren. Die Politik sollte sich daher nicht frühzeitig auf einzelne Anwendungen (z.B. pro/contra Brennwertthermen, Verbrennungsmotoren etc.) festlegen und Lock-in Effekte erzeugen, die ein Umschwenken bei später zu Tage tretenden Akzeptanzproblemen erschweren könnten;
- **Technologieoffenheit wahren** – Beispielsweise ist eine reine Fokussierung der Energieeffizienz auf die Reduktion des Nutzenergiebedarfs (z.B. durch Wärmedämmung) nicht kosteneffizient. CO₂-Minderungsmaßnahmen sind in großen Teilen substituierbar, z.B. kann eine Durchdringung von Technologien mit hohem Wirkungsgrad geringere inkrementelle Energieeffizienzgewinne z.B. bei Wärmedämmung überkompensieren.

3.3 Transformationspfade auf der Ebene der Infrastruktur

Zur Analyse möglicher Entwicklungen auf der Ebene der Infrastruktur:

- Beschreiben wir die Ausgangslage (**Abschnitt 3.3.1**);
- Leiten wir in Anlehnung an die aus unserer Sicht von der Bundesregierung verfolgte Zielsetzung einen „Referenzpfad“ ab (**Abschnitt 3.3.2**);
- Illustrieren wir exemplarisch weitere mögliche Transformationspfade, wenn die im Referenzpfad implizit erwarteten Zukunftsentwicklungen in der Praxis tatsächlich nicht derart eintreffen (**Abschnitt 3.3.3**); und
- Fassen wesentliche Schlussfolgerungen zusammen (**Abschnitt 3.3.4**).

Unter Infrastruktur fassen wir dabei neben Netzen zum Transport und der Verteilung von Energie auch angebots- und nachfrageseitige Flexibilität, sowohl zentral als auch dezentral, zusammen, da diese weder eindeutig der Aufkommens- noch der Bedarfsseite zuzuordnen sind. Weiterhin hängt der Netzausbaubedarf maßgeblich von dem netzdienlichen Einsatz von angebots- und nachfrageseitiger Flexibilität ab.

3.3.1 Ausgangslage

Deutschland verfügt heute über eine differenzierte Infrastruktur:

■ Netze:

- **Stromnetz** – Deutschland verfügt heute über etwa 35.000 Stromkreiskilometer im Übertragungsnetz und 1,7 Mio. Stromkreiskilometer im Verteilnetz. Die Transportkapazität von Nord- nach Süddeutschland beträgt etwa 18 GW und die Importkapazität etwa 21 GW (**Abbildung 15**), verglichen mit einer deutschlandweiten Spitzenlast von knapp 80 GW. Es besteht bereits heute erheblicher Ausbaubedarf, sowohl im Übertragungsnetz als auch im Verteilnetz;
- **Gasnetz** – Das Gastransport- und -verteilnetz in Deutschland ist etwa 500.000 Kilometer lang. Die Transportkapazität von Nord- nach Süddeutschland beträgt ca. 75 GWh/h, die Importkapazität mehr als 340 GWh/h. Die Gasnetze sind heute relativ gut ausgelastet, flächendeckender Netzausbaubedarf besteht aufgrund der in den letzten Jahren rückläufigen Bedeutung von Erdgas (insb. in der Stromerzeugung) derzeit nicht;
- **Wärmenetze** – Zudem verfügt Deutschland über eine Vielzahl einzelner Fern- und Nahwärmenetze. Insgesamt gibt es etwa 1.400 große Fernwärmenetze mit einer Gesamtlänge von knapp 21.000 Kilometern;³⁹
- **Wasserstoffnetz** – Deutschland verfügt derzeit nicht über ein flächendeckendes Wasserstoffnetz. Es gibt jedoch bereits heute ca. 50 Wasserstofftankstellen, die sich insb. auf Ballungszentren und Großstädte konzentrieren.⁴⁰

■ Zentrale Flexibilität:

- Heute verfügt Deutschland über umfangreiche zentral angesiedelte Flexibilität. Hierzu zählen beispielsweise:
 - Die etwa 70 GW gas- und kohlebasierten Kraftwerke;
 - Die o.g. grenzüberschreitende Gas- und Stromtransportkapazität, welche einen Import von Flexibilität erlaubt; sowie
 - Die vorhanden Poren- und Kavernenspeicher mit einem Gasspeichervolumen von etwa 260 TWh.

■ Dezentrale Flexibilität:

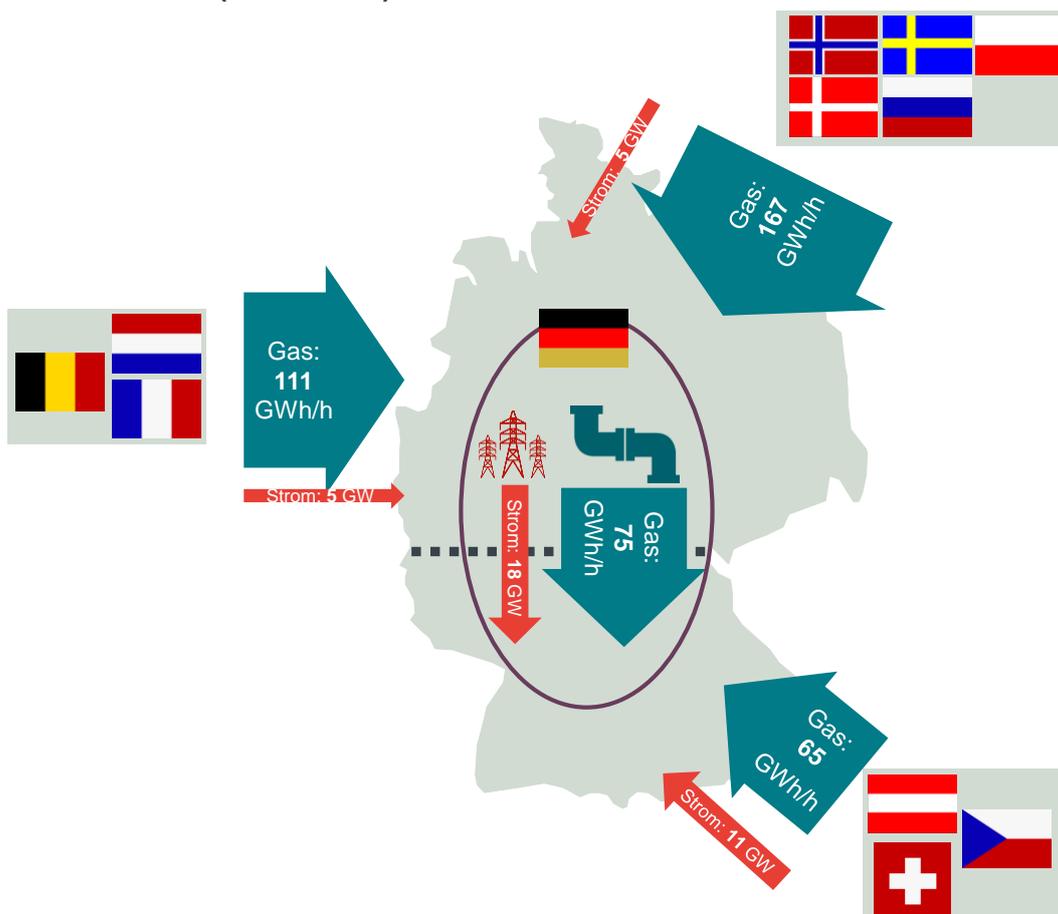
- Das abrufbare Potenzial an dezentraler Flexibilität, also strom- oder gasbasierte, erzeugungs- oder verbrauchs-basierte Flexibilität im

³⁹ Vgl. Clausen (2017), S. 9.

⁴⁰ Vgl. „Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“ (NIP).

Verteilnetz, ist heute noch vergleichsweise gering und v.a. auf große Energieverbraucher beschränkt, wird aber zukünftig u.a. durch den geplanten Smart Meter Rollout und die Möglichkeiten in Folge der voranschreitenden Digitalisierung in jedem Fall ansteigen – zunächst einmal unabhängig von dem Ausmaß z.B. der Elektrifizierung von Wärme- und Verkehrsanwendungen.

Abbildung 15 Import- und Transportkapazität von Strom- und Gasnetzen (Stand 2016)



Quelle: Frontier Economics basierend auf Entso-E, Entso-G sowie Angaben der Übertragungsnetz- und Fernleitungsnetzbetreiber.

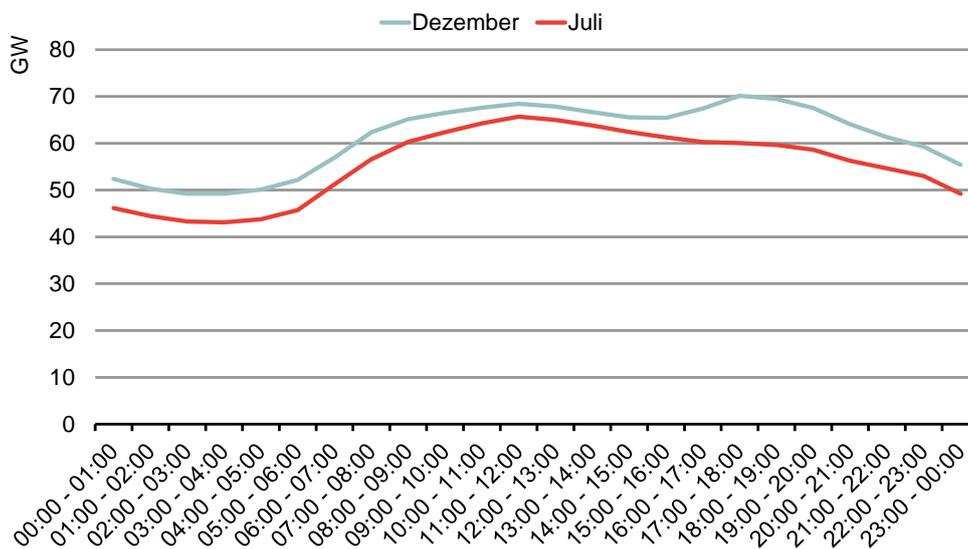
Allerdings wird sich auch der Bedarf an Flexibilität in Zukunft grundlegend ändern. Dies betrifft nicht nur kurzfristige Fluktuationen bei Stromerzeugung und –verbrauch, sondern auch die saisonale Struktur von Erzeugung/Verbrauch. Heute stellt sich die Ausgangssituation diesbezüglich wie folgt dar:

- Bereich Strom: Die Peaklast, also der Zeitpunkt des höchsten Gesamtverbrauchs im Inland, beträgt etwa 80 GW.⁴¹ Das Verbrauchsprofil variiert vergleichsweise systematisch innerhalb des Tages (mit Mittags- und Abendpeak) und der Woche (mit systematisch geringerem Verbrauch am Wochenende). Eine saisonale Zyklizität des Stromverbrauchs ist in Deutschland

⁴¹ ENTSO-E (2017): Power statistics, Monthly Hourly Load.

allerdings bisher aufgrund der geringen Durchdringung von strombasierten Heizungen und Klimaanlage kaum gegeben (**Abbildung 17**);

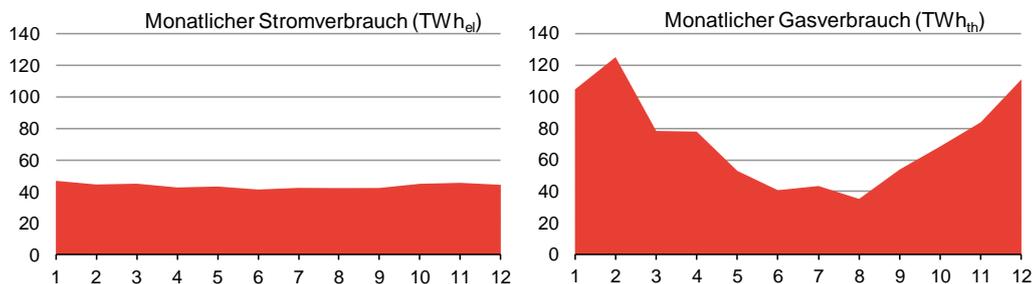
Abbildung 16 Durchschnittliche stündliche Last, Dezember und Juni 2016



Quelle: Frontier Economics basierend auf ENTSO-E

- Bereich Gas: Der jährliche Gasverbrauch in Deutschland – bisher zum Großteil Erdgas und zum Teil Biogas – beträgt knapp 600 TWh. Das entspricht etwa 24% des gesamten Endenergiebedarfs in Deutschland. Im Wärmesektor beträgt der Anteil von Gas sogar 45%. Vor allem wegen der hohen Durchdringung im Wärmemarkt ist der Gasverbrauch sehr temperaturabhängig und dementsprechend von erheblicher saisonaler Zyklik geprägt, mit deutlich höherem Verbrauch im Winter gegenüber dem Sommer (**Abbildung 17**).

Abbildung 17 Vergleich der monatlichen Nachfrage im Strom- und Gassektor in Deutschland (in TWh)



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Entso-E und IEA.

3.3.2 Zukünftige Entwicklung: „Referenzpfad“ auf Basis der Ziele der Bundesregierung

Zunehmender Stromnetzausbau bei sinkender Auslastung der Gasnetze

Im Zuge der Energiewende, also der Umstellung von meist lastnaher fossiler auf intermittierende und z.T. lastferne erneuerbare Stromerzeugung sowie von Sektorkopplung, insbesondere in Form der von der Bundesregierung präferierten direkten Elektrifizierung von Endanwendungen im Wärme- und Verkehrssektor, ergibt sich ein erheblicher Ausbaubedarf des Stromnetzes. Dies gilt sowohl für das Verteilnetz, wie auch für das Übertragungsnetz:

- **Geplanter Ausbaubedarf:** Eine erste Einschätzung der für die Strom-ÜNB zu tätigen Investitionen im Rahmen der Energiewende lieferte die DENA Netzstudie I aus dem Jahr 2005. Die Studie stellte damals für das Übertragungsnetz einen Ausbaubedarf von 1242 km, bzw. 7% fest. Die zweite Netzstudie der DENA wurde im Jahr 2010 veröffentlicht und ermittelte für das Übertragungsnetz einen Ausbaubedarf von rund 3.600 km. Die DENA II Studie schätzt das dafür benötigte Investitionsvolumen auf ca. 6 Mrd. Euro. Aktuell geht man gemäß dem Netzentwicklungsplan bereits von ca. 40 Mrd. Euro Investitionen bis zum Jahr 2025 (Netzentwicklungsplan Onshore und Offshore 2025, Ausbauszenario A) aus.

Für die Stromverteilernetze weist die DENA Verteilnetzstudie aus dem Jahr 2012 einen Neubaubedarf bis 2030 von 135.000 bis 192.000 km sowie die Umrüstung von 21.000 – 24.500 km aus. Das Investitionsvolumen beläuft sich nach den Ergebnissen der Studie auf 27,5 bis 42,5 Mrd. Euro.

- **Zukünftiger Ausbaubedarf:** In einer aktuellen Studie schätzt das IAEW der RWTH Aachen, dass
 - das heutige Übertragungsnetz (bezüglich der Stromkreiskilometer) bis 2050 mehr als verdoppelt werden muss, wenn das nationale Klimaschutzziel einer Reduktion der Treibhausgasemissionen von 95 % gegenüber 1990 erreicht werden soll und Endanwendungen weitgehend elektrifiziert werden. Der Ausbaubedarf geht dabei um 85% über den im aktuellen Netzentwicklungsplan (2015) bis zum Jahr 2035 bereits identifizierten Ausbaubedarf hinaus (**Abbildung 18**).⁴² Die Langfristszenarien der Bundesregierung deuten darauf hin, dass über die heute bereits gesetzlich vorgesehenen Maßnahmen hinaus noch einmal das in etwa 1,4-fache an Netzausbau benötigt wird.⁴³
 - das Verteilnetz (bezüglich der Stromkreiskilometer) bis 2050 um 55% gegenüber dem heutigen Bestand ausgebaut werden muss (**Abbildung 19**).

Im Gegenzug werden Gasnetze bei einer anhaltenden Substitution von gasbasierten durch strombasierte Endanwendungen immer weniger ausgelastet

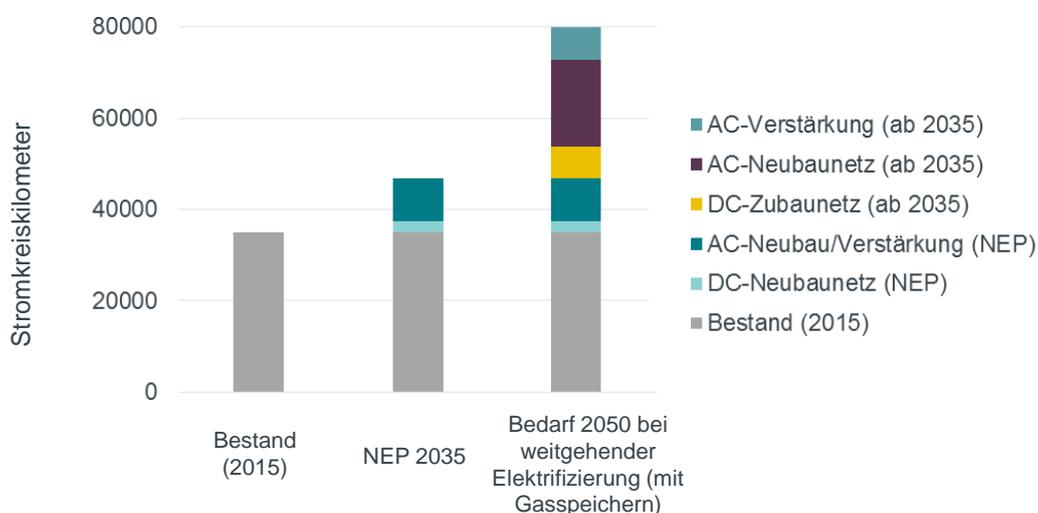
⁴² Basierend auf einem angestrebten Emissionsrückgang von 95% gegenüber 1990, also dem oberen Rand des Zielkorridors. Der Verkehr basiert dabei sogar noch zu einem Großteil auf importierten synthetischen Brennstoffen, und ist nur im Schienenverkehr (100%) und im Straßenverkehr (zu 50%) strombasiert. Zudem erfolgt die saisonale Speicherung über Power-to-Gas und anschließende Rückverstromung.

⁴³ Fraunhofer et al. (2017), Model 3, S. 345.

werden. Während das Ferngasnetz aufgrund eines beträchtlichen Transitanteils ggf. noch längerfristig genutzt wird (je nachdem, welche Rolle Erdgas, Biogas oder synthetisches Gas in angrenzenden Ländern spielen werden), wird das Gasverteilnetz in einem solchen Szenario zunehmend geringer ausgelastet und teilweise rückgebaut werden.

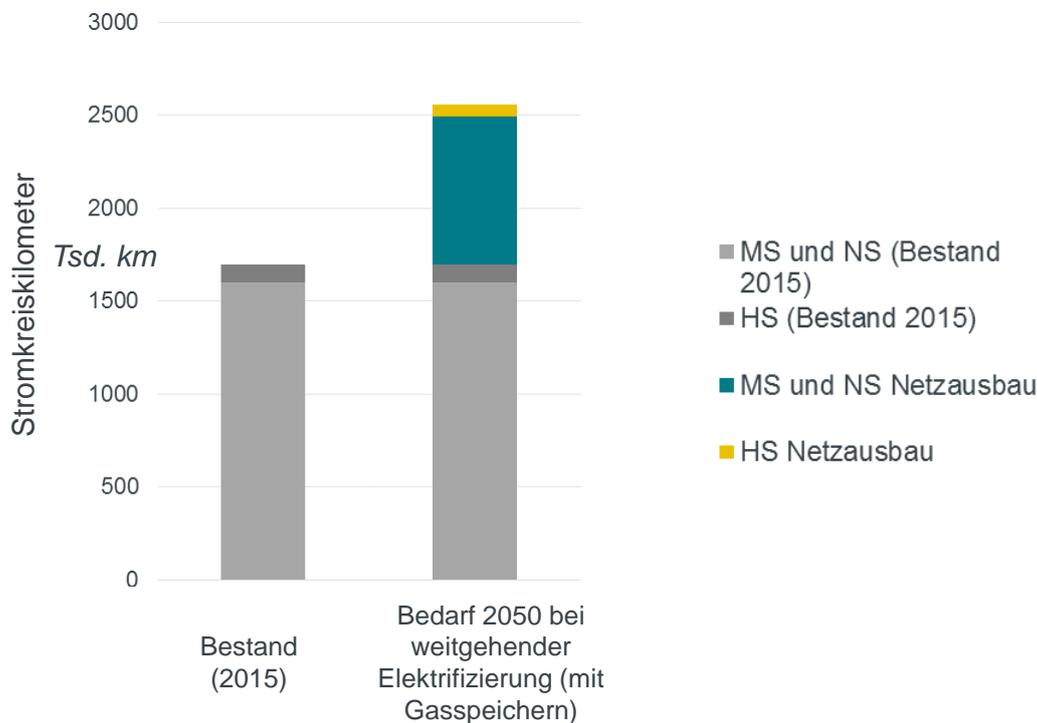
Wärmenetze könnten eine zunehmende Rolle spielen, sowohl zur Versorgung von Prozesswärme in Hochtemperaturprozessen, welche weiterhin auf Basis von (zunächst fossilen und langfristig synthetischen) Flüssig- oder Gasbrennstoffen basieren werden, als auch im Bereich einer zentralisierten Wärmeerzeugung z.B. auf Basis von Blockheizkraftwerken (BHKW) in Neubau-Quartieren.

Abbildung 18 Ausbaubedarf im Übertragungsnetz bei weitgehender Elektrifizierung von Endanwendungen bis 2050



Quelle: Simulationsergebnisse IAEW.⁴⁴

⁴⁴ Vgl. Frontier Economics, IAEW, 4M, EMCEL (2017), S. 37ff.

Abbildung 19 Ausbaubedarf im Verteilnetz bei weitgehender Elektrifizierung von Endanwendungen bis 2050

Quelle: Simulationsergebnisse IAEW.⁴⁵

Verschiebung von zentraler zu dezentraler Flexibilität

Die Umstellung der Stromerzeugung auf Erneuerbare Energien geht mit einem Verlust eines Großteils der zentralen Flexibilität des Energiesystems einher. Es verbleiben vor allem Pumpspeicher, deren kumulierte Turbinenleistung in Deutschland derzeit ca. 10 GW bei einem Gesamtspeichervolumen von etwa 0,4 TWh beträgt. Ausbaupotenziale sind hier aufgrund fehlender geologischer Bedingungen bzw. z.B. umweltrechtlicher Restriktionen beschränkt.

Zudem besteht die Möglichkeit, Gaskraftwerke verfügbar zu halten bzw. ggf. auszubauen, um im Zusammenspiel mit den vorhandenen Gasspeichern die intermittierende Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zu ergänzen. Bis etwa in die 2030er Jahre könnten diese mit Erdgas betrieben werden. Langfristig muss allerdings aufgrund der Klimaziele auch der Einsatz von Erdgas deutlich zurückgehen. Substituierend könnte synthetisches Gas zum Einsatz kommen.

Zusätzliche Flexibilität wird zudem durch den Ausbau der Strom-Internektorkapazität geschaffen. Der aktuelle TYNDP sieht vor, die Austauschkapazität von und nach Deutschland von heute etwa 20 in den nächsten Jahrzehnten auf 30-40 GW auszubauen.

Ein Großteil der (kurzfristigen) Flexibilität wird allerdings zukünftig dezentral angesiedelt sein müssen. Hier bietet die Kombination von neuen Steuer- und Kommunikationstechnologien mit neuen dezentralen Stromerzeugungsanlagen (z.B. Biomasse), Batteriespeichern und neuen Stromanwendungen, wie

⁴⁵ S.o.

Wärmepumpen und Batterie-Autos, neuartige Möglichkeiten für Flexibilität aus der Aggregation und Steuerung vieler kleiner dezentraler Einheiten, sowohl zu netz- wie auch zu systemdienlichen Zwecken. Allerdings bieten diese Technologien vor allem Möglichkeiten für Flexibilität in kurzer Frist, z.B. zur Überbrückung mehrstündiger Windflauten oder Wolkenbedeckung. Optionen zum langfristigen Ausgleich von verstärkt im Sommer verfügbarer Energie, aber verstärkt im Winter benötigter Energie bieten diese Technologien nur sehr bedingt.

3.3.3 Mögliche alternative Transformationspfade in Abhängigkeit verschiedener exogener Entwicklungen

Implizite Annahmen im Referenzpfad

Der von der Bundesregierung avisierte Transformationspfad basiert auf einer Reihe von Voraussetzungen bezüglich zukünftiger Entwicklungen, welche nur sehr bedingt im Einflussbereich der Politik liegen. Dies sei exemplarisch anhand der folgenden Kerntreiber auf der Ebene der Infrastruktur illustriert:

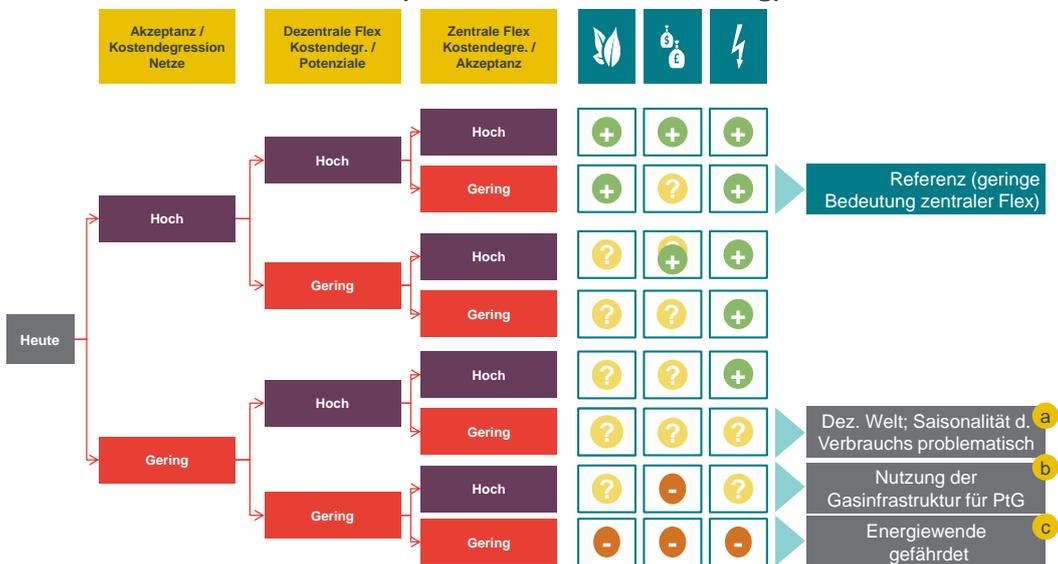
- **Akzeptanz des Stromübertragungsnetzausbaus** – Die obigen Ausführungen machen deutlich, dass ein vor allem auf direkter Elektrifizierung basierender Transformationspfad erheblichen Stromnetzausbau erfordert. Dieser erfordert eine entsprechende Akzeptanz in der vom Ausbau betroffenen Bevölkerung – sowohl im Fall einer unmittelbaren Betroffenheit durch räumliche Nähe zur Leitung, als auch im Fall einer allgemeinen Betroffenheit aller Stromverbraucher, welche die Kosten des Netzausbaus zu tragen haben;
- **Dezentrale Flexibilität** – Die Energiewende in der Vision der Bundesregierung findet zu einem großen Teil dezentral, d.h. beim Verbraucher, statt. Diese Entwicklung setzt voraus, dass weitere Kostendegression von dezentralen Technologien ist (z.B. dezentrale Speicher) erreicht werden, aber auch das dezentrale Flexibilität systemdienlich unter Berücksichtigung von Knappheit und Engpässen, sei es im Netz oder auf Erzeugungsseite, eingesetzt wird;
- **Zentrale Flexibilität** – Neben der dezentralen Flexibilität spielt auch die zentrale Flexibilität durch Energiegroßspeicher eine wichtige Rolle, zum Beispiel gleichen heute Gasspeicher einen Großteil der saisonalen Wärmenachfrage aus, wer in Zukunft diese Rolle übernehmen soll, ist dem von der Bundesregierung avisierten Transformationspfad nicht eindeutig identifiziert.

Alternative Transformationspfade

Im Folgenden wird exemplarisch veranschaulicht, welche unterschiedlichen Transformationspfade in Abhängigkeit davon denkbar sind, wie sich die zuvor identifizierten Kerntreiber entwickeln (**Abbildung 20**). Dabei steht die Klassifizierung in „hoch/niedrig“ jeweils für ein Bündel von Ausprägungen wie z.B.:

- Akzeptanz/Kostendegression Netze** - Wie oben beschrieben stellt die Energiewende sehr große Herausforderungen an die Netzinfrastruktur und induziert einen erheblichen Ausbaubedarf. Im Referenzszenario wird angenommen, dass dieser gebotene Ausbau erreicht werden kann. Wir untersuchen, welche Folgen es hätte, wenn die Akzeptanz des Stromübertragungsnetzausbaus „geringer“ ausfällt als angenommen;
- Dezentrale Flexibilität/Kostendegression/Potenziale** - Das Referenzszenario setzt voraus, dass es weitere Kostensenkungen im Bereich dezentraler Flexibilität gibt und dass der Einsatz der Flexibilität systemdienlich erfolgt. Der Treiber dezentrale Flex beschreibt in der Ausprägung „gering“ demnach den Zustand, in dem entweder Kostensenkungen nicht erreicht werden, die Potenziale geringer ausfallen oder nicht systemdienlich eingesetzt werden;
- Zentrale Flexibilität/Kostendegression/Akzeptanz** - Zentrale Flexibilität spielt im gedanklichen Zielszenario der Bundesregierung nur eine untergeordnete Rolle. Dieser Treiber beschreibt beispielsweise eine „höhere“ oder „geringere“ Degression der Kosten, Potenzialen von Großspeichern (z.B. CAES) im Vergleich zum Referenzszenario. Auch die Akzeptanz von Großanlagen oder der Nutzung des Gasnetzes kann in ihrer Ausprägung vom gedanklichen Zielszenario der Bundesregierung abweichen.

Abbildung 20 Mögliche Transformationspfade auf der Ebene der Infrastruktur (schematische Darstellung)



Aus dem Szenarienbaum lassen sich folgende exemplarische Erkenntnisse auf der Ebene der Infrastruktur ableiten:

- Referenzpfad bei Eintreffen aller Voraussetzungen sinnvoll** – Im gedanklichen Zielszenario der Bundesregierung lässt sich der erforderliche Stromnetzausbau zu moderaten Kosten realisieren und dezentrale Flexibilität kann in erheblichem Maße zum Ausgleich von Energie-Angebot und -Nachfrage beitragen. In diesem Fall kann die Energieversorgung in der

Tat unter weitgehendem Verzicht auf zentrale Flexibilität z.B. aus Großkraftwerken umweltverträglich und sicher gewährleistet werden;

- **Alternativpfad a: Dezentrale Welt bei stockendem Übertragungsnetzausbau möglich, aber saisonale Speicherung benötigt** – Sollte sich die Akzeptanz des Stromnetzausbaus im Übertragungsnetz (und die geringen Kosten einer Erdverkabelung im Übertragungsnetz) nicht wie erhofft einstellen, kann ein Teil des Netzausbaus durch Nutzung dezentraler Flexibilität substituiert werden, z.B. indem der Zubau von Erneuerbaren Energien verstärkt im Einklang mit der vorhandenen Netztopologie regional gesteuert wird.⁴⁶ Dieser Fall erfordert jedoch in verstärktem Maße lokale Stromspeicher oder nicht strombasierte Speichermöglichkeiten – insbesondere zum Ausgleich der saisonalen Stromnachfrage aus dem Wärmesektor, da ein Import von stromseitiger Flexibilität aus dem Ausland mangels Netzausbau nicht in ausreichendem Umfang möglich ist. Hierzu könnte es Gasspeicher bedürfen, welche in langer Frist auf Basis von synthetischem „Grünem Gas“ betrieben werden müssten;
- **Alternativpfad b: Bei stockendem Stromnetzausbau und mangelnder dezentraler Flexibilität funktioniert Energiewende nur bei Rückgriff auf zentrale Flexibilität** – Sollten sich zudem auch die Möglichkeiten dezentraler Flexibilität nicht entwickeln wie erhofft, z.B. weil Endverbraucher nicht gewillt sind, Einschränkungen ihres Verbrauchsverhaltens (z.B. beim Betanken/Beladen ihrer Fahrzeuge) hinzunehmen, bedarf es in jedem Fall einem Rückgriff auf nicht strombasierte Flexibilitätsquellen. Naheliegende Möglichkeiten sind hier Endanwendungen auf Basis von synthetischen Flüssigkraftstoffen (Power-to-Liquids) oder synthetischen Gasen (Power-to-Gas);
- **Alternativpfad c:** Wird zusätzlich auch auf die Nutzung der Flexibilität der Gasinfrastruktur verzichtet bzw. ist diese nicht durchsetzbar, ist die Energiewende nicht umsetzbar.

Wir haben gezeigt, dass die Vision der Bundesregierung zur Transformation des Energiesystems auf einigen impliziten Annahmen zur Entwicklung der Infrastruktur basiert. Bei einigen dieser Voraussetzung kann ein Abweichen vom „Referenzpfad“ dazu führen, dass die Umsetzung der Energiewende gefährdet oder zumindest verteuert wird. Im Folgenden leiten wir die Schlussfolgerungen für den Bereich der Infrastruktur ab.

⁴⁶ Vgl. z.B. Frontier / IAEW (2017) oder Agora Energiewende (2017).

3.3.4 Schlussfolgerungen auf der Ebene der Infrastruktur

Aus den illustrativen Szenarien lassen sich folgende Schlussfolgerungen für den Bereich der Endanwendungen ableiten, welche in **Abschnitt 3.5** aufgegriffen werden und gemeinsam mit den im Folgenden abgeleiteten Thesen zu den anderen Stufen der Wertschöpfungskette letztlich die Basis für die politischen Handlungsempfehlungen in **Kapitel 4** bilden:

- **Parallele Infrastrukturen als Optionalität und als Versicherung begreifen** – Die Politik sollte die Voraussetzung schaffen, die Gasinfrastruktur weiter zu betreiben, einerseits zur Versorgung des Gebäudebereichs und ggf. des Verkehrssektors, andererseits auch komplementär zum und als „Versicherung“ gegen langfristige Widerstände beim Stromnetzausbau. Eine frühzeitige Entscheidung gegen die Instandhaltung von Gas-Infrastruktur und der Verzicht auf die Entwicklung alternativer Technologieoptionen wie Power-to-X könnten langfristig die Kosten des Systems erhöhen oder sogar die Energiewende gefährden.
- **Offenheit bei Speichertechnologien sicherstellen** – Eine nahezu vollständige Elektrifizierung der Wärmenachfrage sorgt für starke Saisonalität des Verbrauchs, die nur durch Kombination von dezentraler und zentraler Flexibilität abgefangen werden kann. Bei fast vollständiger Elektrifizierung der Nachfrage entstehen extreme Nachfragespitzen und hohe Kapazitätsanforderungen zur Absicherung dieser Spitzen.
- **„Level playing Field“ für Flexibilität schaffen** – Die Politik sollte Erlösquellen für Speichermöglichkeiten entsprechend ihres Nutzens, also auch im Netz, sichern (dezentral/zentral). Dazu muss der Marktzugang für alle Flexibilitätsoptionen diskriminierungsfrei möglich sein. Zudem sollten Erlösmodelle für Flexibilität auch im Bereich der Netze verstärkt ermöglicht werden. Gleichzeitig sollte im Rahmen der Regulierung die Nutzung von Flexibilität bei den Netzbetreibern forciert und z.B. dem Netzausbau gleichgestellt werden. Es ist dann in der Verantwortung der Netzbetreiber, die Weiterentwicklung der Netze unter Berücksichtigung von Flexibilität zu optimieren.

3.4 Transformationspfade beim Energieaufkommen

Zur Analyse möglicher Entwicklungen bezüglich der Aufkommenseite:

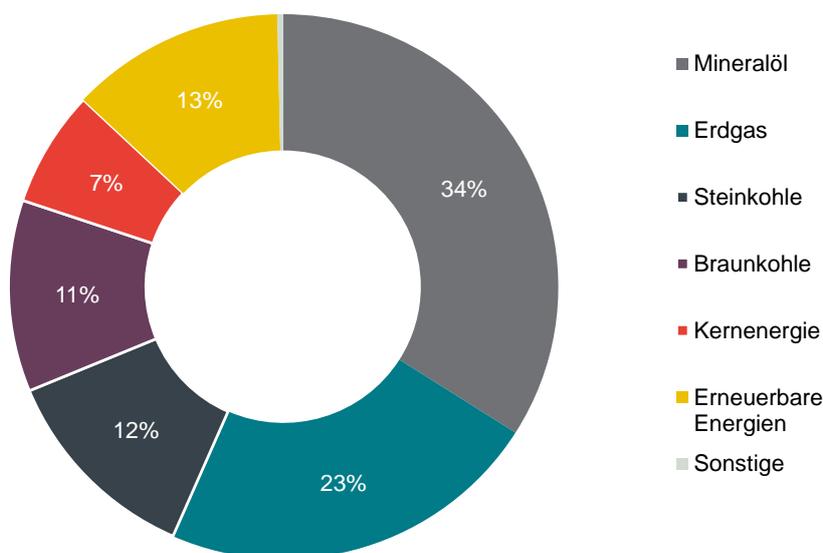
- Beschreiben wir die Ausgangslage (**Abschnitt 3.4.1**);
- Leiten wir in Anlehnung an die aus unserer Sicht von der Bundesregierung verfolgte Zielsetzung einen „Referenzpfad“ ab (**Abschnitt 3.4.2**);
- Illustrieren wir exemplarisch weitere mögliche Transformationspfade, wenn die im Referenzpfad implizit erwarteten Zukunftsentwicklungen in der Praxis tatsächlich nicht derart eintreffen (**Abschnitt 3.4.3**); und
- Fassen wesentliche Schlussfolgerungen zusammen (**Abschnitt 3.4.4**).

3.4.1 Ausgangslage

Heute stellt sich die Situation in Deutschland wie folgt dar:

- Der Primärenergieverbrauch beträgt etwa 3.700 TWh im Jahr (**Abbildung 21**). Mit 34% der größte Anteil hiervon stammt aus Mineralöl, gefolgt von Erdgas (23%), und Kohle (23% Braun- und Steinkohle zusammen). 7% stammen aus Kernenergie. Der Anteil Erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch beträgt etwa 13%.

Abbildung 21 Primärenergieverbrauch 2016 in TWh/a (insgesamt 3.718 TWh)



Quelle: Frontier Economics basierend auf Daten der AG Energiebilanzen.

- Der Großteil des in Deutschland verbrauchten Mineralöls wird unmittelbar importiert (98% Nettoimporte). Ebenfalls das für die Raffinerierung zu Mineralölprodukten in Deutschland erforderliche Rohöl wird nahezu vollständig importiert (97% Nettoimporte).⁴⁷ Synthetische Flüssigkraftstoffe auf Basis von PtL spielen bisher keine nennenswerte Rolle.
- Auch das in Deutschland verbrauchte Erdgas wird 93% importiert, und zwar zu 29% aus Russland, zu 34% aus Norwegen und zu 35% aus den Niederlanden.⁴⁸ Im Jahr 2015 wurden lediglich 8 TWh Biogas, bzw. 774 Nm³ in Gasnetz eingespeist.⁴⁹ Synthetisches Gas auf Basis von PtG spielt bisher in der breiten Anwendung keine nennenswerte Rolle.
- Der in Deutschland verbrauchte Strom wird zu überwiegendem Anteil in Deutschland erzeugt. Über das Jahr gerechnet ist Deutschland derzeit Nettoexporteur, mit kumulierten Stromexporte in Höhe von 85 TWh (d.h. ca. 12,5% des Bruttostromverbrauchs) gegenüber kumulierten Stromimporten in Höhe von 33 TWh (d.h. ca. 5% des Bruttostromverbrauchs).⁵⁰ Die installierte

⁴⁷ BMWi (2017): Energiedaten.

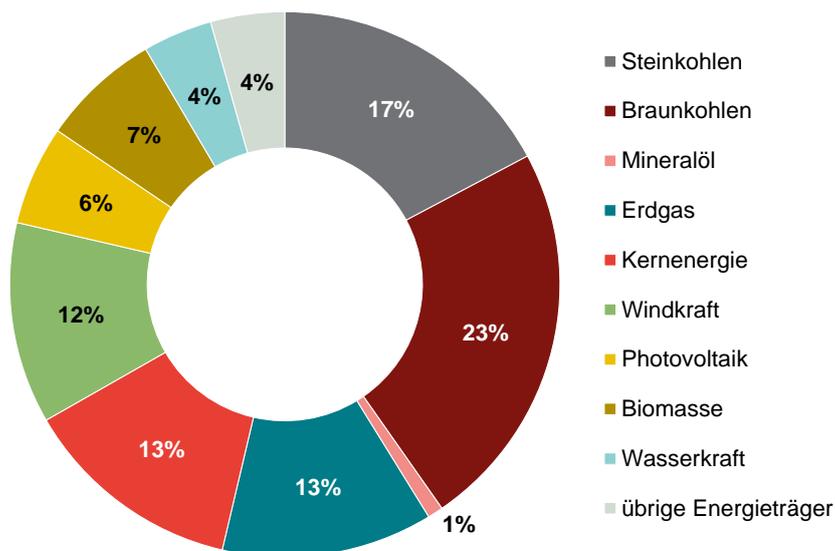
⁴⁸ BMWi (2017): Energiedaten.

⁴⁹ BNetzA/BKartA (2016): Monitoringbericht, S. 272.

⁵⁰ BMWi (2017): Energiedaten.

Gesamtleistung aller Stromerzeugungsanlagen (inkl. Pumpspeicher) in Deutschland beträgt etwa 185 GW (im Vergleich zu einer Spitzenlast von ca. 80 GW). Fast 50% dieser installierten Leistung entfällt auf Erneuerbare Energien (Wind an Land 21%, Photovoltaik 19%). Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien beträgt etwa 30% (Windenergie 12%, Biomasse 7%, Photovoltaik 6%).

Abbildung 22 Zusammensetzung der Bruttostromerzeugung in Deutschland (2016)



Quelle: Frontier Economics auf Basis von BMWI-Energiedaten.

3.4.2 Zukünftige Entwicklung: „Referenzpfad“ auf Basis der Ziele der Bundesregierung

Die Strategie der Bundesregierung bezüglich des Energieaufkommens basiert sowohl auf einer Reduktion des Primärenergieverbrauchs, als auch auf einer Umstellung von fossilen auf Erneuerbare Energien in allen Sektoren:

- Gemäß Energiekonzept soll der Primärenergieverbrauch von 2008 bis 2020 um 20% und bis 2050 um 50% sinken. Der Primärenergiebedarf in Gebäuden soll bis 2050 sogar um 80% reduziert werden;
- Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch soll von knapp 15% in 2015 auf 30% in 2030, 45% in 2040 bis auf 60% in 2050 gesteigert werden. Der Anteil am Bruttostromverbrauch soll gemäß EEG 2017 erhöht werden auf 40 bis 45% bis zum Jahr 2025, 55 bis 60% bis zum Jahr 2035 und mindestens 80% bis zum Jahr 2050. Im Sinne einer Dekarbonisierung weiterer Sektoren außerhalb der originären

Stromnachfrage, also z.B. dem Wärme- und Verkehrssektor, durch Elektrifizierung bedarf es allerdings noch höherer Erneuerbaren Anteile, wenn die Klimaziele erreicht werden sollen;

- Entsprechend ist davon auszugehen, dass die erforderliche Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien um ein Vielfaches gegenüber heute (ca. 200 TWh) steigen muss. Gleiches gilt für die installierte Kapazität von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, also v.a. Windkraftanlagen und Photovoltaik. Im Referenzszenario der Langfristszenarien des BMWi steigt die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auf über 400 TWh, bei einer Emissionsreduktion von ca. 80% gegenüber 1990.⁵¹

3.4.3 Mögliche alternative Transformationspfade in Abhängigkeit verschiedener exogener Entwicklungen

Implizite Annahmen im Referenzpfad

Der von der Bundesregierung avisierte Transformationspfad basiert auf einer Reihe von Voraussetzungen bezüglich zukünftiger Entwicklungen, welche nur sehr bedingt im Einflussbereich der Politik liegen. Dies sei exemplarisch anhand folgender Kerntreiber auf der Ebene des Energieaufkommens illustriert:

- **Erneuerbare Energien in Deutschland** – Die Strategie der Bundesregierung erfordert trotz ambitionierter Energieeffizienzziele einen erheblichen Zubau von Erneuerbaren Energien. Neben der Frage der Verfügbarkeit und sozialen Akzeptanz der direkten Nutzung von Biomasse als Energiequelle ist der kritische Faktor insbesondere die Akzeptanz von Windrädern und Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen in der Bevölkerung;
- **Power-to-Gas/Liquid in Deutschland** – Bisher setzt die bisherige Bundesregierung stark auf energetisch effiziente Technologien, weshalb zusätzliche Umwandlungsschritte wie im Fall von PtG oder PtL möglichst vermieden werden sollen. Während dies heute aufgrund der noch hohen Kosten dieser Technologien bzw. der Existenz günstigerer CO₂-Vermeidungstechnologien im Grundsatz sinnvoll ist, könnte sich dies ändern, wenn diese Technologien zukünftig deutliche Kostendegression erfahren und/oder der Stromübertragungsnetzausbau nicht die erforderliche Akzeptanz erfährt;
- **Internationaler Austausch** – Derzeit setzt die Bundesregierung in erheblichem Maße auf eine Bereitstellung der Erneuerbaren Energien im Inland, um die Probleme der Energiewende nicht zu exportieren. Inwiefern dies auch langfristig die sinnvolle Strategie darstellt, hängt u.a. davon ab wie sich die Akzeptanzfrage in Deutschland und anderen Ländern entwickelt oder welche Importwege zukünftig zur Verfügung stehen.

⁵¹ Fraunhofer et al. (2017), S. 223.

Alternative Transformationspfade

Im Folgenden wird exemplarisch veranschaulicht, welche unterschiedlichen Transformationspfade in Abhängigkeit den zuvor identifizierten Kertreibern denkbar sind (**Abbildung 14**). Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird hierbei jeweils vereinfachend nur zwischen den Ausprägungen „hoch“ und „gering“ differenziert. Dabei steht die Klassifizierung in „hoch/niedrig“ jeweils für ein Bündel von Ausprägungen wie z.B.:

- **Kostendegression/Akzeptanz von EE in Deutschland** – Unter einer „geringen“ Ausprägung des Treiber „Kostendegression/Akzeptanz von EE“ kann z.B. ein stärkerer Widerstand in der Gesellschaft gegenüber dem Errichten von EE-Anlagen verstanden werden;
- **Akzeptanz/Kostendegression PtL/PtG** – Im Referenzszenario kommt PtL bzw. PtG mittelfristig keine besondere Bedeutung zu. Dies basiert implizit auf der Annahme, dass die Kosten der Umwandlung zu hoch und daher andere Technologien besser geeignet sind die Energiewende zu begleiten. Bei einer „hohen“ Ausprägung bilden wir einen Alternativpfad ab, in dem frühzeitig höhere Wirkungsgradsteigerungen erreicht werden können;
- **Internationaler Austausch/Import synth. Brennstoffe** – Deutschland ist bisher im Bereich der Primärenergie häufig in der Rolle eines Importeurs (z.B. in Form von Gas oder Öl). In Bezug auf den Import von synth. Brennstoffen gibt sich die Bundesregierung derzeit zurückhaltend. Mit einer „hohen“ Verfügbarkeit von synth. Brennstoffen zeigen wir nachfolgend die damit verbundenen Chancen auf.

Abbildung 23 Mögliche Transformationspfade beim Energieaufkommen (schematische Darstellung)



Quelle: Frontier Economics

Hieraus lassen sich folgende exemplarische Erkenntnisse auf der Ebene der Infrastruktur ableiten:

- **Referenzpfad bei Eintreffen aller Voraussetzungen möglich** – Die Strategie der Bundesregierung zur Erreichung der Energiewendeziele basiert auf einem signifikanten Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland und, wo möglich, dem Einsatz von EE-Strom in allen Nachfragesektoren. Wenn die Ausbauziele erreicht bzw. übertroffen werden und auch auf nachgelagerten Wertschöpfungsstufen, z.B. Netze oder Anwendungen, keine Hindernisse auftreten, kann eine nahezu vollständige Dekarbonisierung erreicht werden. Voraussetzung hierfür ist jedoch unter anderem ein massiver Ausbau der Stromübertragungsnetze (siehe **Abschnitt 3.3.3**);
- **Alternativpfad a: Durch Import synthetischer Brennstoffe oder EE-Strom aus dem Ausland kann die Kosteneffizienz der Energiewende erhöht werden** – Selbst wenn die Entwicklung der Akzeptanz bzw. der Kosten von PtG/PtL in Deutschland gering sind, können diese Technologien/Energieträger durch den Import aus dem Ausland einen wichtigen Beitrag zur Deutschen Energiewende leisten. Da EE-Anlagen und Umwandlungsanlagen im Ausland teilweise höhere Auslastungen erreichen könnten als in Deutschland (z.B. durch Geothermie oder höhere Sonneneinstrahlung), fallen die spezifischen Kosten von synthetischen Brennstoffen an diesen Standorten deutlich geringer aus;
- **Alternativpfad b: Wenn keine Akzeptanz für EE in Deutschland besteht, scheitert die Energiewende oder wird sehr teuer** – Der Einsatz von EE-Strom in allen Nachfragebereichen ist ein Eckpfeiler der Strategie der Bundesregierung. Was passiert jedoch, wenn der Ausbau von EE-Anlagen aufgrund von gesellschaftlichen Widerständen ins Stocken gerät oder nicht ausreicht? Es ist als unwahrscheinlich einzustufen, dass ein Großteil der erforderlichen EE-Strommenge aus dem Ausland importiert werden könnte. Akzeptanzprobleme bei dem Ausbau von EE-Anlagen können aber auch bereits in kleinerer Größenordnung die Kosten der Energiewende in die Höhe treiben. Am Beispiel von Mindestabstandsregeln für Wind an Land zeigen wir im nachfolgenden Exkurs, dass mit pauschalen Zugeständnissen der Politik gegenüber Kritikern wohngebietsnaher Windenergieanlagen die Kosten der Energiewende für alle Verbraucher erhöht werden. Dies kann wiederum die Akzeptanz der Energiewende in der Öffentlichkeit schmälern. Statt genereller Abstandsgebote sollten deshalb z.B. Baugenehmigungen von EE-Anlagen stattdessen wie bisher auf (lokalen) Einzelfallprüfungen basieren.

EXKURS: EINFLUSS VON MINDESTABSTANDSREGELN FÜR WIND AN LAND AUF DIE KOSTEN DER ENERGIEWENDE

Bundesweit einheitliche, gesetzlich festgelegte Mindestabstände zu Wohnhäusern oder Siedlungsbereichen gab und gibt es allerdings nicht. Indirekt ergibt sich ein erforderlicher Abstand durch die im Immissionsschutzgesetz festgelegten Schallrichtwerte, da diese – allerdings in Abhängigkeit der konkreten Fallgestaltung – erst in gewissen Abständen eingehalten werden können. Im Allgemeinen wird davon ausgegangen, dass dies bei einem Abstand von etwa 500 bis 600 Metern zur Wohnbebauung eingehalten wird. Diese Regeln werden jedoch zunehmend durch Windenergieerlasse in einzelnen Bundesländern

verschärft. Beispiele hierfür sind:

- Bayern hat bereits 2014 die sogenannte 10-H-Regel eingeführt.⁵² Demnach muss der Abstand eines Windrads zu geschützten Wohngebäuden mindestens zehn Mal so weit sein wie die Anlage hoch ist. Bei einem 200 Meter hohen Windrad – wie in Bayern üblich – sind dies 2.000 Meter;
- Die neue Landesregierung in NRW hat im Koalitionsvertrag deutlich gemacht, dass sie größere Mindestabstände zu reinen und allgemeinen Wohngebieten für zweckmäßig hält (hier: 1.500 Meter).⁵³

Aus dem Spannungsfeld von ambitionierten Klimaschutzzielen und zunehmenden Einschränkungen von Flächen für Wind an Land ergeben sich zwei Fragen:

- Welche Auswirkung haben Mindestabstandsregeln auf die Kosten der Energiebereitstellung?
- Welche Auswirkung haben Mindestabstandsregeln auf die Potenziale für Erneuerbare Energien?

Bereits 2013 bzw. 2014 hat das Umweltbundesamt (UBA) festgestellt, dass höhere Abstandsregeln das verfügbare Potenzial deutlich verringern.⁵⁴ Darüber hinaus wirken sich unterschiedliche Abstandsregeln auf die Verteilung der Standortgüte der verfügbaren Flächen aus und führen dazu, dass vermehrt Standorte mit schlechterer „Wind-Ernte“ ausgebaut werden müssen.

Diese Einschränkung von Flächen mit guter Standortqualität führt zu erheblichen Mehrkosten. Diese Einschränkung von Flächen mit guter Standortqualität führt zu erheblichen Mehrkosten. Wird exemplarisch davon ausgegangen, dass innerhalb der nächsten 20 Jahre – zusätzlich zu den derzeit etwa 65 TWh/a Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land – weitere 200 TWh/a⁵⁵ erforderlich sein werden, würde eine bundesweite Erhöhung des effektiven Abstands zur Wohnbebauung von 600m auf 1.500m dazu führen, dass:

- **Zusätzliche Windanlagen mit einer Gesamtleistung von etwa 10 GW** notwendig wären, da die Abstandsregeln zu einer erheblichen Einschränkung der Potenziale von Standorten mit guter Windausbeute führen würde, und somit mehr Leistung installiert werden müsste, um die erforderliche Strommenge zur Deckung der Stromnachfrage zu decken. Bei einer durchschnittlichen Größe von 3 MW pro Anlage entspräche dies knapp 3.300 zusätzlichen Windrädern – mit entsprechenden Implikationen für die Akzeptanz der Errichtung der Anlagen vor Ort;
- **Zusätzliche Investitionskosten für Wind an Land Anlagen in Höhe von etwa 23 Mrd. Euro** anfielen. Diese resultieren zum einen aus dem Bedarf von 10 GW zusätzlichen Anlagen (s.o.) und zum anderen daraus, dass eine

⁵² Siehe Art. 82 Abs. 1 Bayerische Bauordnung (BayBO), <http://gesetze-bayern.de/Content/Document/BayBO-82>.

⁵³ Siehe CDU und FDP, Koalitionsvertrag für Nordrhein-Westfalen für 2017 – 2022, S. 39f, https://www.cdu-nrw.de/sites/default/files/media/docs/nrwkoalition_koalitionsvertrag_fuer_nordrhein-westfalen_2017_-_2022.pdf.

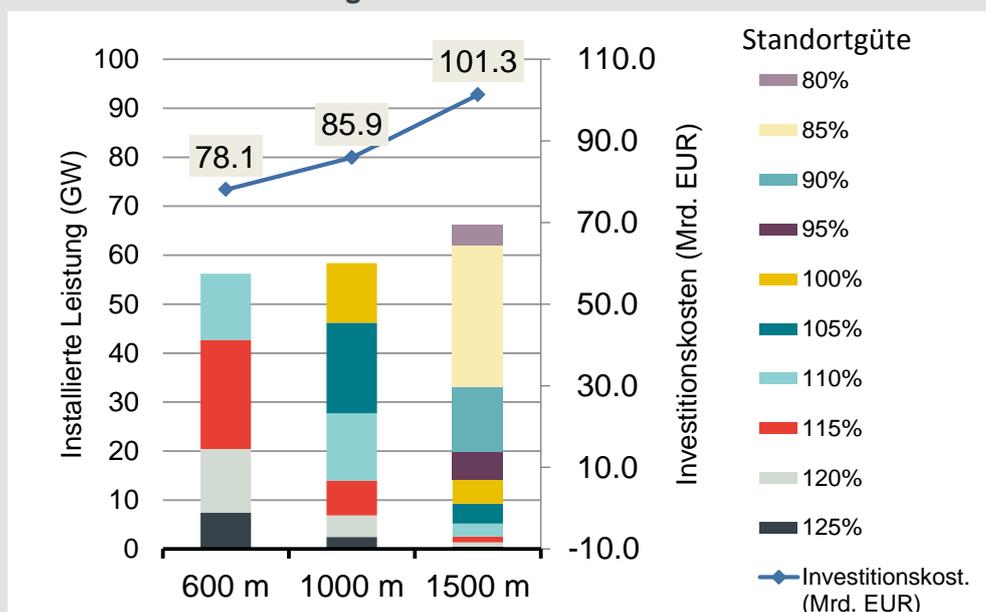
⁵⁴ Vgl. UBA (2013) und UBA (2014).

⁵⁵ Selbst dies wäre nur ein kleiner Teil der bis 2050 voraussichtlich notwendigen 800 bis zu 3.000 TWh Strom aus Erneuerbaren Energien (siehe Verweis auf Drittstudien oben).

Einschränkung der Flächen die durchschnittlichen Investitionskosten der zu installierenden Windräder erhöht, da durch die strengere Abstandsregel ein erheblicher Teil der günstig zu erschließenden Flächen nicht mehr verfügbar wäre. Dies entspricht jährlichen Mehrkosten von über 1 Mrd. Euro. Die Betriebskosten (z.B. für Wartung und Instandhaltung) der zusätzlich benötigten Anlagen sind dabei noch nicht einmal enthalten.

Abbildung 24 fasst die zentralen Ergebnisse zusammen, zusätzliche Informationen finden sich im **Anhang A**.

Abbildung 24 Notwendige installierte Leistung und resultierende Investitionskosten bei unterschiedlichen bundesweiten Abstandsregeln



Quelle: Frontier Economics

Wir haben gezeigt, dass die Vision der Bundesregierung zur Transformation des Energiesystems auf einigen impliziten Annahmen zur Entwicklung des Energieaufkommens basiert. Bei einigen dieser Voraussetzungen kann ein Abweichen vom „Referenzpfad“ dazu führen, dass die Umsetzung der Energiewende gefährdet oder zumindest verteuert wird. Gleichzeitig bieten sich z.B. durch den Import von synth. Brennstoffen Chancen, die Kosten der Energiewende zu senken. Im Folgenden leiten wir die Handlungsempfehlungen für den Bereich der Energieaufkommen ab.

3.4.4 Schlussfolgerungen bezüglich des Energieaufkommens

Aus den illustrativen Szenarien lassen sich folgende Schlussfolgerungen bezüglich des Energieaufkommens ableiten, welche nachfolgend aufgegriffen werden:

- **Technologieoffenheit bewahren** – Durch eine möglichst technologie neutrale Förderung kann Optionenvielfalt geschaffen werden. Bestehende Förderregime oder auch Endverbraucherabgaben sollten daher überarbeitet und diskriminierungsfrei ausgestaltet sowie international geöffnet werden. Daneben gilt es verschiedene Technologien auf ihre Eignung hin zu prüfen und zu erforschen bzw. weiter zu entwickeln.
- **Akzeptanz ist der Schlüssel zum Erfolg** – Zum Gelingen der Energiewende muss in der Gesellschaft Akzeptanz für EE-Ausbau geschaffen werden. Der erforderlicher Anstieg der EE-Erzeugung führt zu zunehmendem Flächenverbrauch in DE, der in Konkurrenz zu alternativen Nutzungen stehen kann und ggf. Widerstände in Bevölkerung vergrößert. Daher ist tendenziell mit Widerstand gegenüber EE-Ausbau zu rechnen.
Eine Einschränkung der Flächen geht aber auch mit höheren Kosten für den Ausbau einher! Diese Mehrkosten sollten in einer Kosten-Nutzen-Abwägung strengerer Flächenbeschränkungen berücksichtigt werden.
- **Internationalisierung nutzen** – Mit der steigender Auslastung von Umwandlungseinrichtungen sinken die spezifischen Kosten. Daher die Standortvorteile, die sich in Abhängigkeit von der Verfügbarkeit von EE (sonniger, windiger, Geothermie) ab bestimmten Standort im In- oder Ausland ergeben zu nutzen. Im Ausland könnten z.B. kostengünstiger synthetische Brennstoffe erzeugt werden als es in Deutschland möglich ist.

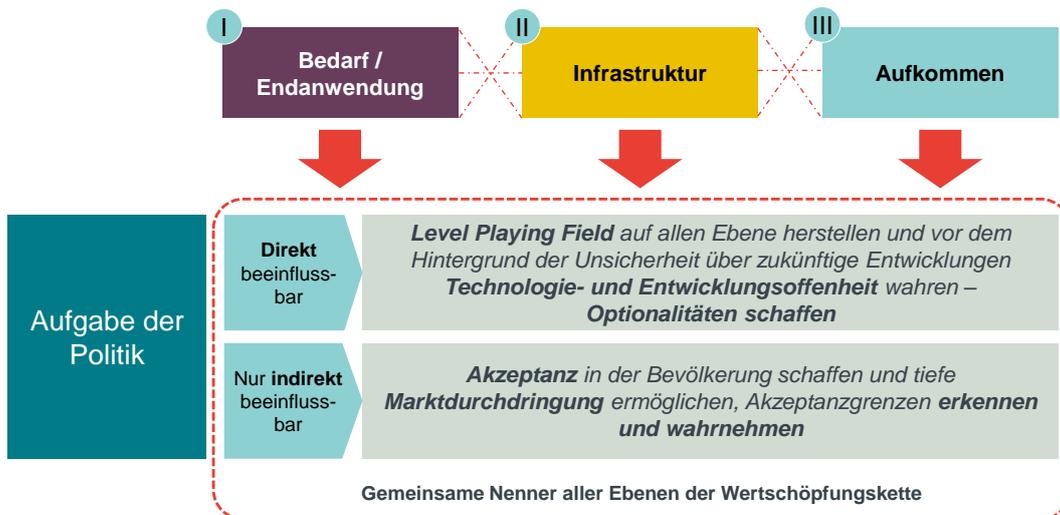
3.5 Zusammenführung der Kernthesen

Aus den Kernthesen der einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette lassen sich zwei Hauptaufgaben für die Politik ableiten:

- Sicherstellen eines „**Level Playing Fields**“ auf allen Ebenen und die Garantie eines **technologie neutralen gesetzlichen Rahmens**, sowie
- Das Schaffen von **Akzeptanz in der Bevölkerung**, insb. in Bezug auf Infrastruktureinrichtungen wie Netze und Erzeugungsanlagen.

Zu beachten ist hierbei, dass lediglich der erste Punkt in den direkten Einflussbereich der Politik fällt, der zweite hingegen nur indirekt beeinflussbar ist.

Abbildung 25 Hauptaufgaben der Politik



Quelle: Frontier Economics

4 POLITIK ZUKUNFTSOFFEN UND DEZENTRAL GESTALTEN

Die in **Abschnitt 3** erarbeiteten Kernthesen enthalten teilweise schon Anforderungen an die Gestaltung der Politik heute und in der Zukunft. In diesem Abschnitt setzen wir uns mit grundlegenden Anforderungen an die Politik sowie konkreten politischen Maßnahmen auseinander.

4.1 Ausgangspunkt: Die Zukunft offen denken

Die besondere Herausforderung besteht darin, dass die Ziele der Energiewende heute weitestgehend vorgezeichnet sind und auch klar ist, dass Sektorkopplung eine entscheidende Rolle spielt. Es ist aber heute unklar, wie das ideale Energiesystem in 30 bis 40 Jahren aussehen wird: Weder ist heute vorhersehbar welcher zukünftige Technologiemix sich wirtschaftlich in Anbetracht von Verbraucherpräferenzen und Kostentrends durchsetzen wird, noch wie der Transformationspfad dorthin tatsächlich aussehen wird und wann welche Entscheidungen von den Akteuren (und hier vor allem der Politik) getroffen werden sollen/müssen. Auch sind die Zusammenhänge zwischen Energieverbrauchsmustern, Transport- und Speicher-Infrastruktur und Energiebereitstellung äußerst komplex und dynamisch.

Für den Politikansatz ist deshalb wichtig zu erkennen, dass die Zukunft, trotz aller Versuche in Prognosen, Szenarien und Vorausschauen, grundsätzlich nicht vorhersehbar ist. So zeigt ein Blick zurück in die Prognosen z.B. der 1970er Jahre, dass fundamentale Erwartungen an die Zukunft regelmäßig nicht eingetreten sind: So hat weder die Erdölförderung bislang ihren Höhepunkt erreicht („peak oil“), noch hat sich die Kernenergie als dauerhafte Lösung aller Energieprobleme etabliert (zumindest nicht in Deutschland). Auch wurde der Boom der Erneuerbaren Energien der letzten Jahre sehr lange nicht vorhergesehen.

Die mangelnde Kenntnis zukünftiger Entwicklungen - und damit auch Chancen - betrifft auch unmittelbar das Thema Sektorkopplung. So befindet sich eine Vielzahl der Sektorkopplungstechnologien heute noch in der Entwicklungs- bzw. Erprobungsphase. Hier besteht zum Teil erhebliche Unsicherheit über die zukünftigen technischen Fähigkeiten (z.B. Wirkungsgrade, Kapazitäten), die zukünftige Kostenentwicklung und den Grad, in welchem diese Technologien von Verbrauchern bzw. betroffenen Bürgern angenommen werden. Diese Entwicklungen sind zudem nicht oder nur indirekt durch die Politik beeinflussbar. Beispielfhaft seien genannt:

- **Verbraucherpräferenzen bei Endanwendungen** – Während die Energiewende bisher vornehmlich auf die Energiegewinnung (Wind, PV) fokussierte und Entscheidungen kommerzieller Investoren betraf, erfordert die nächste Phase der Energiewende Entscheidungen von Millionen von Haushalten zu Formen der Mobilität, Antriebstechniken und Heiztechniken im Wärmebereich. Haushalte entscheiden nicht nur nach kommerziellen

Kriterien, sondern auch subjektiv und auf Basis des „Bauchgefühls“. Die zukünftigen Präferenzen von Verbrauchern sind kaum vorhersehbar und nur bedingt zu beeinflussen. Erfahrungen zeigen, dass viele zunächst vielversprechend scheinende Technologien häufig an Vorbehalten bei Verbrauchern scheitern: Beispielsweise werden weder Erdgasautos noch E10-Kraftstoff flächendeckend angenommen, noch können sich Elektroautos bisher im erwarteten Umfang durchsetzen. Autofahrer haben – nicht immer rational zu erklärende – Befürchtungen um ihre Sicherheit, um die Langlebigkeit der Antriebsmotoren (vgl. die Diskussionen um E10-Kraftstoffe) oder, wie im Fall von Elektroautos, sehen ihren Komfort durch derzeit geringe Fahrreichweiten und noch lange Ladezeiten zu sehr eingeschränkt und sind ggf. nicht bereit hierfür deutliche Aufpreise bei den Anschaffungskosten in Kauf zu nehmen;

- **Entwicklung von Power-to-Gas-Technologien** – Elektrolyse-Anlagen zur synthetischen Wasserstoffherzeugung aus Strom existieren heute bereits. Allerdings ist noch weitgehend unerforscht, wie sich Wirkungsgrade und Kosten bei flächendeckender Durchdringung und großen Anlagendimensionen entwickeln. So wurden bei Elektrolyse-Technologien in den letzten Jahren signifikante Kostensenkungen beobachtet (bis zu -80% im Laufe der letzten Jahre). Dies ist vergleichbar mit PV und Lithium-Ionen-Batterien. Weitere technologische Fortschritte lassen weitere Kostendegression erwarten: So reichen heutige Schätzungen für größere Anlagen für die Investitionskosten in 2050 beispielsweise von 200 €/kW(el) bis 700 €/kW(el) im Vergleich zu ca. 800 €/kW (el) heute;
- **Akzeptanz des Stromübertragungsnetzausbaus** – Seit Jahren hinkt der Ausbau des Stromübertragungsnetzes dem Ausbaubedarf deutlich hinterher, wodurch es zu ansteigenden Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement kommt. Die Bundesnetzagentur schätzt, dass diese Kosten bis 2023 auf 4 Mrd. Euro pro Jahr steigen.⁵⁶ Die Verzögerungen resultieren vor allem aus erheblichen lokalen Widerständen gegen konkrete Freileitungsausbauvorhaben (not in my backyard, „NIMBY“). In Folge des bayrischen Widerstandes gegen die geplanten Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) hat die Bundesregierung im Dezember 2015 beschlossen, dass die erforderlichen HGÜ künftig vorrangig als Erdkabel statt als Freileitung realisiert werden.

Inwieweit sich hiermit tatsächlich die Akzeptanz sicherstellen und somit der Netzausbau beschleunigen lässt, ist heute kaum absehbar. Die höheren Kosten – die Bundesregierung selbst schätzt die Mehrkosten der unterirdischen Verkabelung auf 3 bis 8 Mrd. Euro – sowie die heute weitgehend unbekanntenen Auswirkungen von HGÜ-Erdkabel auf den Boden könnten die Akzeptanz auch zukünftig gefährden und entsprechend alternative Lösungen erforderlich machen.

Daneben sind Technologiesprünge und -innovationen möglich, die heute noch überhaupt nicht antizipierbar sind. Ein Blick in die Vergangenheit zeigt, dass derartige Entwicklungen relativ wahrscheinlich sind, auch wenn heute nicht

⁵⁶ Siehe BMWi (2016).

absehbar ist, wie derartige „disruptive“ Sprünge aussehen könnten. So waren die erheblichen Umwälzungen durch die Informationstechnologien innerhalb und außerhalb des Energiesektors vor 20 Jahren genauso wenig vorhersehbar wie die sehr schnellen Technologieentwicklungen bei den Erneuerbaren Energien.

Eine Energiepolitik „vom Reißbrett“ trägt diesen Rahmenbedingungen nicht Rechnung

Der weitgehenden Unkenntnis über die Zukunft ist in den politischen Entscheidungen und Rahmenbedingungen Rechnung zu tragen. Ansonsten wird Politik sprunghaft, Chancen z.B. aus Innovationen werden vergeben, Industrie und andere Verbraucher werden mit unnötigen „Zwangskosten“ belegt und die Akzeptanz der Energiewende wird insgesamt gefährdet.

Grundlage des heute vorherrschenden Politikansatzes ist allerdings eine Philosophie der Top-Down-Steuerung des Energiesystems: Auf Basis der bereits genannten mittel- und langfristigen Energieprognosen werden detaillierte energiewirtschaftliche Zielsysteme entwickelt, auf die in der Folge mit sehr konkreten politischen Eingriffen hingesteuert werden soll. So beinhaltet die derzeitige Energiepolitik in Deutschland eine zunehmende Anzahl von steuernden Eingriffen in das Energiesystem. Dies ist an einer mittlerweile praktisch unüberschaubaren Anzahl von Detailregelungen und kleinteiligen politischen Maßnahmen in diversen energiewirtschaftlich relevanten Gesetzen erkennbar, vom Energiewirtschaftsgesetz über das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) bis hin zu weiteren Gesetzen wie z.B. dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (welches – gemeinsam mit dem Energieeinspargesetz und der Energieeinsparverordnung – vom Gebäudeenergiegesetz abgelöst werden soll). Dies führt nicht nur zu einer sehr hohen Komplexität und z.T. Widersprüchlichkeit von Regelungen, sondern auch zu frühen technologischen Vorfestlegungen, die der grundsätzlichen Ungewissheit über Zukunftsentwicklungen nicht Rechnung tragen können.

So ist nicht erkennbar, warum bereits heute entschieden werden muss, Gasbrennwerthermen im Gebäudebereich oder Verbrennungsmotoren im Straßenverkehr, wie teilweise gefordert, ab einem bestimmten Jahr (z.B. 2030) zu verbieten, zumal diese Technologien den Nutzern eine Reihe von Vorteilen bieten (wie kostengünstiger Einbau von Brennwertthermen in Gebäudebestand). Es ist auch möglich, dass sich die „klassischen“ Technologien strikten Klimaanforderungen z.B. über „grüne Brennstoffe“ anpassen. Dies auszuschließen, heißt auf Optionen zu verzichten. Eine zukunfts offene Politik heißt dementsprechend auch, bestimmte Entscheidungen bewusst heute nicht zu treffen und damit eine offene Entwicklung zuzulassen.

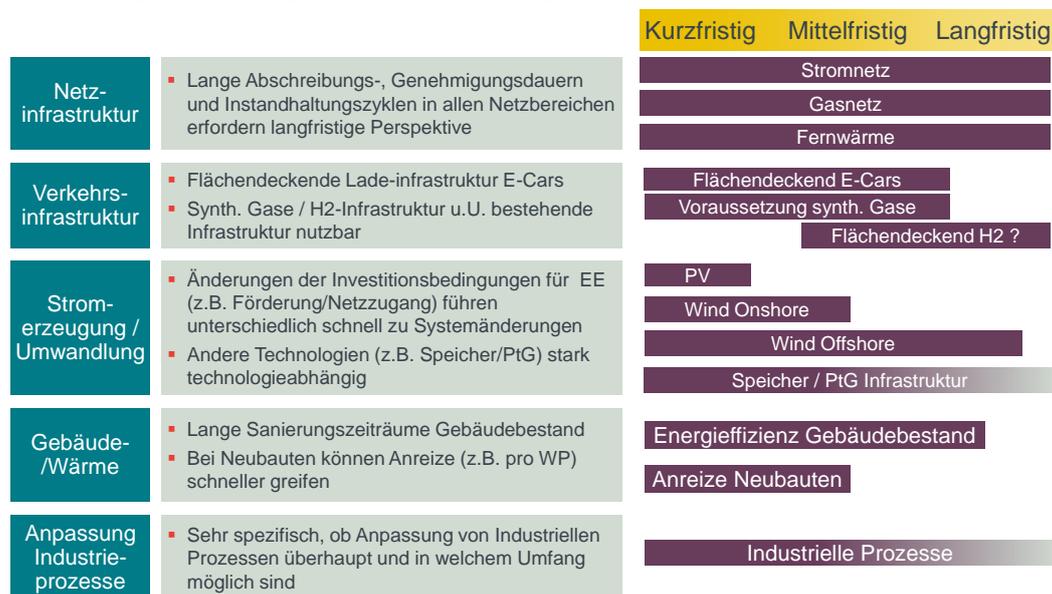
Insofern trägt eine Energiepolitik, die sich der Schaffung eines Energiesystems „auf dem Reißbrett“ verschrieben hat, und die in der Folge detailliert steuernd in die energiewirtschaftlichen Prozesse eingreift, unerwarteten Entwicklungen nicht Rechnung und führt deshalb zu Fehlsteuerungen und zu hohen gesellschaftlichen Kosten. Die heutigen Kosten der Förderung der ersten Generation von Erneuerbaren Energien sind hier ein eindringliches Beispiel von vielen.

Politische Entscheidungen zudem zum rechten Zeitpunkt fällen

Neben diesen grundsätzlichen Überlegungen zur Vorteilhaftigkeit von Festlegungen bzw. Technologieoffenheit entscheidet die Fristigkeit von Technologien bzw. Handlungsfelder darüber, ob und wann frühzeitig politische Weichen gestellt werden müssen. Die Fristigkeit hängt zum Beispiel von Genehmigungsdauern, Abschreibungs- und Instandhaltungszyklen ab.

Abbildung 26 zeigt schematisch die Fristigkeit für verschiedene Handlungsfelder. So sind zum Beispiel Maßnahmen, die die Netzinfrastruktur betreffen, eher langfristig anzugehen als solche, die am Endverbraucher ansetzen, der tendenziell schneller auf geänderte Rahmenbedingungen reagiert.

Abbildung 26 Fristigkeit von Handlungsfeldern



Quelle: Frontier Economics

Diese Überlegung lässt sich für jede Stufe der Wertschöpfungskette wiederholen (siehe **Kapitel 3**):

- Bedarf/Endanwendung** - Auf der Ebene des Bedarfs oder der Endanwendung ist eine frühzeitige politische Festlegung auf eine bestimmte Technologie, z.B. durch die derzeit diskutierte E-Car Quote nicht sinnvoll. Die Kosten der Anwendungen sind in der Regel weniger kapitalintensiv als auf anderen Stufen, daher ist die Gefahr von versunkenen Investments geringer. Wenn Endverbraucher ihre Entscheidung auf Basis effizienter Preissignale treffen, sinkt gleichzeitig die Gefahr einer nicht systemdienlichen Verbrauchsentscheidung.
- Infrastruktur** – Der Infrastrukturbereich ist, wie oben beschrieben, durch lange Vorlaufzeiten bzw. und Investitionszyklen gekennzeichnet. Gleichzeitig sind die Kosten der Bereithaltung teilweise konkurrierender Infrastrukturen sehr hoch. Bei einer zur restriktiven Politik und bspw. vorzeitigem Rückbau bestimmter Infrastrukturen steigen jedoch auch die Kosten einer fehlerhaften Festlegung extrem.

Vor diesem Hintergrund und unter Berücksichtigung der Bedeutung der Infrastruktur für die vor- bzw. nachgelagerten Stufen der Wertschöpfungskette, sollte ein möglichst breites Feld an Technologien Berücksichtigung finden.

Es kann jedoch sein, dass der Nutzen der Infrastruktur nur in Verbindung mit entsprechenden Endanwendungen zum Tragen kommt. Um diese Netzwerkeffekte zu internalisieren, kann ein Eingreifen der Politik notwendig sein. Als prominentes Beispiel kann hier das „Henne-Ei-Problem“ der Elektromobilität genannt werden: Ohne ausreichend dichtes Netz von Ladesäulen werden Autofahrer kaum E-Cars erwerben, ohne Durchdringung mit E-Cars haben private Akteure unter Umständen keinen Anreiz, in die Ladeinfrastruktur zu investieren.

- **Energieaufkommen** – Auf der Ebene des Energieaufkommens verhält es sich grundsätzlich wie bei den Endanwendungen: Wenn Preissignale Knappheit adäquat wiedergeben, sollten Marktakteure und nicht die Politik die Entwicklung bestimmter Technologien forcieren. Um einen An Schub zu leisten die Entwicklung von neuen Technologien zu ermöglichen, stellt die Politik Forschungsförderung bereit. Je diverser diese angelegt ist, desto höher fallen die Kosten aus, es sinkt jedoch auch die Wahrscheinlichkeit auf das „falsche Pferd“ gesetzt zu haben.

Zusammenfassend gilt also, dass lediglich auf der Ebene der Infrastruktur eine Festlegung erforderlich ist. Diese sollte vor allem eine Entscheidung für neue als eine Entscheidung gegen bestehende Infrastruktur darstellen. Durch die Instandhaltung von Bestandsinfrastruktur können bestehende Optionen offen gehalten werden (z.B. Versorgung von Gebäuden mit klimaneutralem Gas) und unter Umständen auch neue Technologien auf anderen Wertschöpfungsstufen (z.B. Versorgung von H2-Tankstellen für den Verkehr) ermöglicht werden. In jedem Fall ist eine differenzierte Betrachtung geboten.

Abbildung 27 Sinnhaftigkeit einer frühen Festlegung nach Wert-schöpfungsstufe

	Kosten der Technologievielfalt	Wahrscheinlichkeit/ Kosten einer fehlerhaften Festlegung	Festlegung sinnvoll?
I Bedarf / End-anwendung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Die Kosten für die Endanwendung trägt in der Regel der Verbraucher ▪ Anwendungen sind in der Regel nicht sehr kapitalkostenintensiv ▪ Rückwirkung auf Infrastrukturebene sind zu beachten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Am Ende entscheidet Verbraucherakzeptanz über Einsatz oder Ablehnung von Anwendungen ▪ Im Verkehrsbereich können Spill Over-Effekte aus dem Ausland auftreten 	Festlegung nicht sinnvoll, Verbraucher sollten auf Basis von Preissignalen entscheiden 
II Infrastruktur	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Betrieb und Instandhaltung mehrerer Netzinfrastrukturen erhöht Kosten ▪ Lange Vorlaufzeit bei Genehmigung und Errichtung erhöhen Kosten der Technologievielfalt 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dynamische Sicht: Heute unvollständige Information über die zukünftige Entwicklung, daher kann es sinnvoll sein mehrere Optionen offen zu halten ▪ Rückwirkung mit Aufkommensebene zu beachten 	Unter Umständen sinnvoll, um Netzwerkeffekte zu internalisieren, Aber: Optimalität schaffen 
III Aufkommen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kosten einer breit angelegten Forschungsförderung ▪ Abhängig vom Energieträger ergeben sich Rückwirkungen auf die Infrastrukturebene 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wenn Level Playing Field zwischen Energieträgern besteht und Knappheit und Nachhaltigkeit berücksichtigt werden, sollte sich effizientester Energieträger/ Technologie durchsetzen 	Festlegung nicht sinnvoll, Akteure sollten auf Basis von Preissignalen entscheiden 

Quelle: Frontier Economics

4.2 Sektorkopplungshemmnisse abbauen und Innovationen ermöglichen

Der Gesetzgeber sollte also ein Zielsystem entwickeln, in welchem er übergeordnete Ziele z.B. bezüglich des Klimaschutzes definiert (wie dies ja besteht) – dies bietet Orientierung für alle Akteure –, sich jedoch nicht frühzeitig auf einzelne Technologien festlegen bzw. andere Technologien frühzeitig ablehnen.

Das heißt indes nicht, dass Politik nichts tun kann: Handlungsbedarf besteht insbesondere in der Gestaltung von Rahmenbedingungen, die ein „Level Playing Field“ zwischen verschiedensten Technologien und Energieträgern sicherstellen. Die Entscheidung über die „richtigen“ technologischen Lösungen sollte hierbei den Marktakteuren überlassen bleiben, wodurch ein produktiver Wettbewerb ermöglicht und Innovationen im Sinne der Präferenzen der Verbraucher gefördert werden. Administrative Vorentscheidungen sind hierbei im Ergebnis wenig zielführend, auch wenn sie kurzfristig plausibel erscheinen mögen.

„Level Playing Field“ für Sektorkopplungstechnologien schaffen

Diese grundsätzliche Leitlinie gilt auch für den Bereich der Sektorkopplung. Ein Blick auf die derzeitigen energiepolitischen Rahmenbedingungen zeigt, dass ein „Level Playing Field“ für die Sektorkopplung noch geschaffen werden muss und Sektorkopplungshemmnisse abgebaut werden sollten. Ansatzpunkte sind hierbei:

- **„Level Playing Field“ bei Steuern und Abgaben schaffen**, z.B. durch **Einstieg in CO₂-basierte Energiesteuern** oder Abgaben im Wärmemarkt: Bisher werden CO₂-Emissionen in verschiedenen Anwendungen (z.B. Wärme, Verkehr) und auf Basis unterschiedlicher Energieträger (z.B. Strom, Erdgas, Öl) in völlig unterschiedlichem Maß mit Kosten belastet. Dies führt zu erheblichen Verzerrungen bei den Verbraucherentscheidungen und resultiert in impliziten, kostspieligen Technologie- und Energieträgervorfestlegungen.
 - **Kurz- und mittelfristig** sollten Maßnahmen wie **CO₂-basierte Energie- und Stromsteuern** oder eine für alle Energieträger geltende **CO₂-Abgabe** im Wärmesektor die derzeitigen Verzerrungen beheben;
 - **Langfristig** sollte das **Europäische Emissionshandelssystem (EU ETS)** möglichst auf weitere Sektoren wie den Wärme- und Verkehrssektor ausgeweitet werden, damit Emissionsminderungen dort vorgenommen werden, wo dies mit dem geringsten Aufwand möglich ist.
- **Ordnungsrechtliche Vorschriften öffnen**: Gleichzeitig beinhaltet das Ordnungsrecht wie beispielsweise die Erneuerbaren Energien - Wärmegeetze auf Bundes- und Länderebene eine Vielzahl von Detailregelungen, die den technologieoffenen Einsatz von Erneuerbaren Energien behindern oder einseitig bestimmte technologische Lösungen bevorzugen (z.B. Energieeffizienz). So ist der Einsatz von Biogas/Biomethan zur Erfüllung der Pflichten im Rahmen der Erneuerbaren Energien-Wärmegeetze praktisch nicht möglich. Für Bestandsgebäude bestehen

zudem keine entsprechenden Regelungen, obwohl gerade hier Handlungsbedarf besteht und Brennstoffe wie Biogas gut einsetzbar wären.

Eine systematische Durchforstung bestehender ordnungsrechtlicher Vorgaben mit Vereinfachungen bei ordnungsrechtlichen Vorgaben einerseits und Erweiterungen im Geltungsbereich andererseits scheint deshalb dringend geboten. Vorbild könnte das derzeitige Wärmegesetz in Baden-Württemberg sein. Dieses ermöglicht, zumindest anteilig, Nutzung grüner Gase (Biomethan) in Bestandsgebäuden bei Renovierung/Ersatzinvestitionen.

- **Verursachungsgerechte Netzentgeltstruktur** – Die derzeitige Netzentgeltstruktur bildet die neue Realität in Folge der schon erfolgten Energiewende nicht adäquat ab: Vorrangig zeitkonstante, arbeitsbasierte Netzentgelte unterminieren Anreize für Netzkosten-entlastenden flexiblen Strombezug, z.B. im Wärmesektor. Die bestehenden Regelungen für atypische Netznutzung reichen hier nicht aus. Hier bedarf es einer umfassenden Reform der Netzentgeltstruktur sowie geeigneter Mechanismen zur netzdienlichen Nutzung dezentraler, verbraucherseitiger Flexibilitätspotenziale (z.B. durch „smart markets“ im Verteilnetz, netzseitiger Flexibilitätstarife oder -produkte).
- **Reform der EEG-Umlage** – Auch die Abrechnung der EEG-Umlage über den Stromverbrauch reflektiert die energiewirtschaftliche Realität nicht angemessen. So belastet die EEG-Umlage Stromverbrauch auch dann, wenn Strom nicht knapp ist und Stromverbrauch das System entlastet. Hier könnten aber flexible Sektorkopplungstechnologien ihre Flexibilität ausspielen. Zudem beinhaltet die EEG-Umlage „Altlasten“ aus der Phase, als die Kosten von Erneuerbaren Energien noch sehr hoch waren und damit eine starke Komponente der Technologieförderung enthielten.

Die Kosten der EE-Förderung könnten vor diesem Hintergrund auf eine breitere Basis gestellt werden, entweder durch eine (teilweise) Finanzierung durch den Staatshaushalt oder durch eine Ausweitung auf andere Energieträger, ggf. in Kombination mit der Einführung einer CO₂-Besteuerung/Abgabe. Als „Second Best“ Lösung, ggf. auch für den Übergang, wäre auch eine Flexibilisierung der EEG-Umlage für die Zeiten mit Stromüberschüssen denkbar (Teilflexibilisierung).

- **Abschaffung oder Anpassung der Stromsteuer** – Die Stromsteuer wurde als Teil der Ökosteuern ursprünglich eingeführt, um Stromverbrauch zu verteuern und entsprechend zu verringern. Mit zunehmender „Grünifizierung“ der Stromerzeugung überholt sich diese Motivation. Im Gegenteil, die Stromsteuer in heutiger Form steht einer Dekarbonisierung weiterer Sektoren durch Elektrifizierung im Wege. Sie sollte auf das notwendige Minimum (EU) abgesenkt werden, insbesondere weil Strom auch im Rahmen des EU ETS bereits einem CO₂-Regime unterliegt.
- **Umwandlungs- bzw. Speichertechnologien (z.B. PtG) sollten nicht als Strom-Letzterverbraucher gesehen werden** – Aktuell werden Umwandlungs- und Speichertechnologien regulatorisch zumindest in Teilen als Stromletztverbraucher behandelt. Das Abgaben- und Umlagensystem sollte aus Effizienzgründen allerdings so ausgestaltet sein, dass Umwandlung und Speicherung von Strom als Teil der Energiewertschöpfungskette gesehen

werden und entsprechend Abgaben, Steuern und Umlagen für Letztverbraucher nicht anfallen. Im Gegenzug wären die Energieträger beim Endverbraucher einheitlich zu behandeln, d.h. „indirekter“ Stromeinsatz z.B. in Form synthetischer Brennstoffe, hergestellt aus Erneuerbaren Energien, wären beim Verbraucher so zu behandeln und zu belasten wie direkter Stromeinsatz.

Infrastruktur schaffen und erhalten, Digitalisierung und Dezentralität vorantreiben

Eine zukunftsorientiertes „Level Playing Field“ des Ordnungsrahmens für Sektorkopplungstechnologien reicht allerdings nicht aus. Gerade im Zusammenhang mit Infrastrukturen haben Entscheidungen der Politik und der Unternehmen, also vor allem Netzbetreiber, sehr langfristige Auswirkungen. So nimmt der Aus- und Aufbau von Energienetzen Jahrzehnte in Anspruch, und die Anlagen können Jahrzehnte genutzt werden. Zudem sind Ausbau und Investitionen in Energieinfrastruktur regelmäßig mit erheblichen Kosten verbunden – hier müssen entsprechend Kapitalgeber gefunden werden. Erschwert wird die Situation dadurch, dass die verschiedenen Energienetze teilweise miteinander in Konkurrenz stehen (Strom, Gas, Wärme...).

Gleichzeitig hat der Ausbau von Energienetzen eine erhebliche Auswirkung darauf, welche Technologien sich auf der Aufkommens- wie auf der Verbrauchsseite entwickeln können. Z.B. ist ohne Schaffung einer Ladeinfrastruktur keine E-Mobilität denkbar. Gleiches gilt für die Wasserstoffwirtschaft: Ohne diese wird es keinen Durchbruch der Brennstoffzellentechnologie geben. Insofern ist essentiell, dass die Entscheidung über Energieinfrastruktur gleichzeitig Technologie- und Innovationspolitik ist.

Für die anstehenden politischen Entscheidungen lassen sich hieraus folgende Empfehlungen ableiten:

- **Regulierung „fit“ für die Zukunft machen, Digitalisierung und dezentrale Lösungen stärken:** Die Netze, und hier insbesondere die Stromverteilnetze, werden einen erheblichen Beitrag zur Aufnahme und Verteilung von Energie aus Erneuerbaren leisten müssen. Netze, die bislang ausreichend dimensioniert waren, werden zunehmend an Belastungsgrenzen stoßen. Für eine kosteneffiziente Bewältigung dieser Aufgaben ist nicht nur in Leitungen zu investieren, sondern insbesondere auch Digitalisierung und „smarte“ Flexibilisierung der Netze können hier einen Beitrag leisten. Diese Lösungen müssen regulatorisch ermöglicht werden, um EE-Aufkommen und -nutzung optimal zu vernetzen.
- **Infrastruktur erhalten:** Die Energiewende wie auch die Sektorkopplung finden nicht auf der „grünen Wiese“ statt: So sind bestehende Infrastrukturen auch in Zukunft nutzbar, gerade wenn die Energieträger „grün“ erzeugt werden. So können Gasnetze und –speicher zukünftig auch grünes Gas transportieren und speichern, das z.B. in Bestandsgebäuden oder im Verkehr eingesetzt wird.

Bei zunehmender Elektrifizierung werden die bereits jetzt hohen Ausbauanforderungen an das Stromnetz noch weiter ansteigen. Eine

zumindest teilweise Mitnutzung anderer Transportwege, z.B. über das PtG und das Gasnetz können den Ausbaubedarf senken und die Akzeptanz erhöhen. Denn: Die Netzkapazität beim Nord-Süd-Transport beträgt im Gasnetz heute etwa 75 GWh/h, im Stromnetz nur etwa ein Viertel dessen. Das verfügbare Speichervolumen von Gasspeichern beträgt etwa 260 TWh. Heutige Stromspeicher – inklusive aller Pumpspeicher in Deutschland – können nur etwa 0,04 TWh speichern – weniger als ein 800-stel des Volumens von Gasspeichern.

Weiterer Vorteil einer Weiternutzung von Gasinfrastruktur wäre, dass auch die Endgeräte bzw. bestehenden Anlagen bei den Kunden teilweise weiter genutzt werden können bzw. die Kunden sich nicht umstellen müssen. Auch die bestehende Wärmeinfrastruktur (wie Fernwärmenetze) wäre in diesem Sinne nutzbar.

Bestehende Gas- und Wärmeinfrastruktur bieten also Zukunftsoptionen, die Kosten müssen aber für die Netzbetreiber refinanzierbar sein.

- **Neue Infrastruktur schaffen und fördern:** Daneben wird es erforderlich sein, neue Infrastrukturen zu schaffen und zu stärken. So können temporäre politische Moderation und ggf. Förderung neuer Infrastruktur (wie z.B. E-Ladesäulen) das „Henne-Ei-Problem“ lösen: Verbraucher kaufen nur selten ein Elektroauto, wenn die erforderliche Lade-Infrastruktur nicht besteht. Andererseits halten sich privatwirtschaftliche Investoren mit der Schaffung einer flächendeckenden Infrastruktur zurück, solange kaum Elektroautos auf den Straßen fahren. Um dieses Dilemma (Henne-Ei-Problem) zu überwinden, kann die staatliche Förderung des Aufbaus einer kritischen Masse an nötiger Infrastruktur sinnvoll sein, z.B. durch die Förderung der Einrichtung von Ladesäulen. Die Förderung sollte jedoch auf die Überwindung der Henne-Ei-Problematik beschränkt sein. Dies könnte zukünftig z.B. auch die Schaffung einer Infrastruktur für Wasserstoff (für Brennstoffzellenfahrzeuge) bzw. die Nutzung der heutigen Gasinfrastruktur (für Fahrzeuge mit Gasmotoren) betreffen.

Bei Infrastrukturen stellt sich zudem die Frage, inwieweit Redundanzen (z.B. zwischen Strom-, Gas-, Wärme-, Wasserstoffnetzen) geschaffen bzw. aufrechterhalten werden sollen. Wäre die Zukunft bekannt, wäre dies aus Kostengesichtspunkten unsinnig! Allerdings können die Schaffung und der Erhalt eines gewissen Maßes an Redundanzen an Infrastrukturen innovationsfördernd sein. Durch parallele Infrastrukturen werden zusätzliche Technologiebereiche erschlossen, die heute nicht bekannte technologische Innovationen ermöglichen können und die auch als komplementär und „Versicherung“ dienen können, wenn sich Erwartungen an technologische Entwicklungen oder Akzeptanz durch die Verbraucher bei heute favorisierten Technologien nicht einstellen sollten. Insofern ist der „Test“ unterschiedlicher Infrastrukturen im Sinne einer zukunfts offenen Politik sehr wichtig. Hierbei sollten auch Erfahrungen aus anderen Ländern, die andere Infrastrukturen und Technologien testen, eingebracht und intensiv ausgewertet werden.

Politische Maßnahmen technologieoffen denken

Um bestimmte energiepolitische Ziele zu erreichen, greift die Politik über den Bereich der Infrastrukturen hinaus, zunehmend in die Energiemärkte ein. Im Sinne eines zukunfts-offenen energiepolitischen Ansatzes sollte hierbei allerdings sehr vorsichtig vorgegangen werden. Im Einzelnen sollten die folgenden Grundsätze gelten:

- **Keine frühzeitigen Entscheidungen gegen einzelne Technologien** – Aufgrund der beschriebenen Unsicherheiten über zukünftige Entwicklungen – z.B. mögliche „Grünifizierung“ von Gas oder Flüssigbrennstoffen durch PtG bzw. PtL – sollte sich die Politik mit generellen Verboten einzelner Technologien oder Energieträger (z. B. Verbot von Verbrennungsmotoren oder Gasthermen) zurückhalten. Stattdessen sollte dem Verbraucher über eine effektive Signalisierung von CO₂ Emissionskosten die Wahl der Technologie überlassen bleiben;
- **Technologieoffene Ausschreibungen für Erneuerbare Energien** – Um einen fairen Wettbewerb um die besten Technologien, Standorte und (z.B. Speicher-)Konzepte zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu schaffen, sollten möglichst alle Erzeugungstechnologien in gemeinsamen Ausschreibungen um Förderzahlungen konkurrieren;
- **Keine selektive großflächige Anwendungsförderung von Einzeltechnologien:** Technologiespezifische Förderungen sollten auf eine frühe Entwicklungsphase beschränkt werden und auf Forschungs- und Entwicklung fokussieren, statt auf spezifische Anwendungsförderung. Eine großflächige Anwendungsförderung einzelner Technologien birgt Risiken für erhebliche Marktverzerrungen und Kosten für Verbraucher in Deutschland. Sobald die zahlreichen derzeitigen Verzerrungen in den Preis- und Investitionssignalen behoben sind (s.o.), bedarf es keiner großflächigen Förderungen einzelner Sektorkopplungstechnologien mehr;
- **Stattdessen Fokus auf F&E-Förderung:** Hoheitliche Förderbemühungen sollten sich auf Forschung und Entwicklung fokussieren, wie z.B. die finanzielle und genehmigungsrechtliche Förderung von Pilotanlagen neuer Technologien, zum Beispiel um die Option einer Wasserstoffwirtschaft offen zu halten. Darüber hinausgehende Anreize oder Vorgaben sollten möglichst technologie-neutral ausgestaltet sein;
- **Förderlandschaft im Wärmemarkt konsolidieren** – In den letzten Jahren wurde eine Vielzahl unterschiedlicher Fördermechanismen zur Beanreizung von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz (z.B. Gebäudedämmung) eingeführt. In Summe sind diese Maßnahmen jedoch wenig erfolgreich, nicht zuletzt da die Vielzahl der existierenden Programme für die betroffenen Personen sehr unübersichtlich ist. Hier bedarf es einer grundlegenden Konsolidierung, in welcher auch verhaltensökonomische Erkenntnisse (wie muss ein Programm ausgestaltet sein, damit reale Menschen in der Praxis tatsächlich handeln?) einfließen.

Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung mit flexiblen & dezentralen Ansätzen zu überwinden versuchen

Um den Erfolg der Energiewende nicht zu gefährden bzw. die Kosten für den Verbraucher nicht unnötig zu erhöhen, sollte die Politik darauf abzielen, eine möglichst breite Akzeptanz für die Energiewende zu schaffen. Dies ist allgemein anerkannt und nicht neu. Dies heißt aber gleichzeitig, sehr konkret die Abwägung z.B. bei der Schaffung von Energieinfrastruktur (Netze und Erzeugungsanlagen) im Sinne der Energiewende vorzunehmen.

...aber gleichzeitig mögliche Akzeptanzgrenzen erkennen und Rückfalloptionen erhalten

Gleichzeitig sollte die Politik mögliche Akzeptanzgrenzen in der Bevölkerung bzw. bei den Verbrauchern erkennen und keinesfalls ignorieren. So stößt der Ausbau der Stromübertragungsnetze bereits heute auf erheblichen Widerstand in den betroffenen Regionen. Selbst wenn es gelingt, die derzeit in Planung befindlichen Gleichstromtrassen von Nord- nach Süddeutschland in den 2020er Jahren zu errichten, ist unklar, inwieweit die darüber hinaus langfristig erforderlich weiteren Stromnetzausbauten realisierbar sind.

Die Politik ist gut beraten, sich hier abzusichern. Eine Option wäre hierbei z.B. der Erhalt bzw. die langfristige Nutzung der existierenden Gasnetzinfrastruktur. So besteht technologisch die Möglichkeit, Strom aus Erneuerbaren Energien im Norden Deutschlands in synthetische Gase zu transformieren, diese über das bestehende Gasnetz nach Süddeutschland zu transportieren und in Endanwendungen (Wärme, Verkehr) einzusetzen bzw. wieder in Strom umzuwandeln. Dies ist ein weiteres Beispiel dafür, dass Redundanzen in Infrastrukturen als „Versicherungen“ gegen unerwartete zukünftige Entwicklungen dienen und Optionen schaffen können.

Sektorkopplungspolitik muss zudem europäisch & international koordiniert werden

Energiewende und Sektorkopplung werden nicht alleine in Deutschland umsetzbar sein. Dies wäre mit Blick auf die internationale Klimapolitik und die Kosten auch nicht sinnvoll. Dies heißt in Bezug auf die Energiepolitik v.a.:

- **Internationale Koordination bei Infrastruktur für Endanwendungen vorantreiben:** Für Akzeptanz und Erfolg neuer Technologien ist es notwendig, Systeme grenzüberschreitend kompatibel zu gestalten sowie Skalen- und Vernetzungsvorteile zu nutzen. Dies betrifft z.B. Technologieinfrastruktur für den Verkehrssektor;
- **Internationale Koordination auf Aufkommenseite vorantreiben:** Erneuerbare Energien oder synthetische Brennstoffe auf Basis Erneuerbarer Energien weisen teilweise außerhalb Deutschlands geringere Gestehungskosten auf. Zudem sind in vielen Ländern (z.B. in Nordafrika oder dem Nahen Osten) Standorte für Erneuerbare Energien reichlich vorhanden. Insofern sollten Rahmenbedingungen geschaffen werden, den internationalen Austausch und Import von Erneuerbaren Energien zu ermöglichen, sei es als

Strom oder in Form synthetischer Brennstoffe. Dies beinhaltet in kurzer Frist u.a. die weitergehende Öffnung der Förderung Erneuerbarer Energien (z.B. durch Ausweitung internationaler EE-Ausschreibungen). Daneben wäre ein Rahmen für übergreifende europäische oder internationale Märkte für Bioenergien (z.B. Biomethan/Biogase, synthetische Brennstoffe etc.) erforderlich. Voraussetzung dafür wären z.B. einheitliche europäische bzw. internationale Standards sowie marktwirtschaftliche Mechanismen für diese Energieträger;

- **Offen bleiben für neue Erfahrungen und Erkenntnisse aus dem Ausland:** Ohnehin wird sich der Erfolg neuer Technologien nicht alleine in Deutschland, sondern im europäischen oder sogar globalen Verbund entscheiden (insb. beim Individualverkehr). Hier gilt es, Skaleneffekte zu nutzen und voneinander zu lernen.

4.3 Kurzfristiger Handlungsbedarf: Aufgaben für die nächste Legislaturperiode

Für die anstehende Legislaturperiode sehen wir aus der Vielzahl der relevanten Handlungsfelder als prioritär an:

- **Reform des Steuer- und Abgabensystems:** Das derzeitige Steuer- und Abgabensystem behindert die frühzeitige Erschließung von Sektorkopplungspotenzialen bis hin zur Realisierung von Pilotprojekten. So sollte Energieverbrauch im Umwandlungsbereich oder in der Speicherung nicht als Endverbrauch klassifiziert werden, sondern Steuern und Abgaben sollten energieträgerübergreifend beim Endkunden ansetzen. Der Einstieg in ein zumindest in Teilen CO₂-basiertes, energieträgerübergreifendes Steuer- und Abgabensystem würde hierbei am eigentlichen Ziel, nämlich der Senkung der CO₂-Emissionen, ansetzen. Dabei muss allerdings die Finanzierungsfunktion gerade der Abgaben weiterhin gesichert bleiben, oder zumindest ein Teil der zu refinanzierenden Kosten (z.B. Altlasten aus der EE-Finanzierung) könnten z.B. steuerfinanziert werden.
- **Netzregulierung und Netzentgeltstruktur fit für die Zukunft machen:** Die gleichen Erwägungen wie bei den Steuern und Abgaben gelten auch für die Netzentgeltstrukturen. So muss Flexibilität, die dem Netzbetreiber zur Entlastung des Netzes zur Verfügung gestellt wird, auch verbrauchsseitig honoriert werden. Daneben ist sicherzustellen, dass die Netzregulierung das Offenhalten von Infrastrukturen ermöglicht.
- **Nutzung von Marktinstrumenten statt Administration und Verbote:** Die Verbraucher und Kunden sollten die Möglichkeit erhalten, die für sie passenden Produkte und „Lösungen“ zu suchen und nachzufragen, solange das Grundprinzip der De-Fossilisierung erfüllt ist. Dies schließt z.B. ein vorab Verbot von bestimmten Technologien wie Gasbrennwertthermen oder Verbrennungsmotoren aus, da diese auch mit klimaneutralen Kraftstoffen betrieben werden können. Dies schließt keinesfalls aus, die für die E-Mobilität erforderlichen Infrastrukturen zu schaffen - beide Technologien können ihre Einsatzzwecke haben.

Zudem sollten auch auf der Erzeugungsseite Marktprozesse greifen. Mit dem Einstieg in die Ausschreibung von EE-Auktionen ist hier bereits ein wichtiger Schritt getan. Erneuerbare Energien sollten darüber hinaus zunehmend technologieoffen gefördert und beschafft werden, hier auch verstärkt international. Zudem sollte die Ausschreibungen und die EE-Förderung neutral – d.h. z.B. ohne die Bevorzugung einzelner Akteure oder Anlagentypen - erfolgen.

- **Akzeptanz stärken:** Wesentliche Grundlage der Energiewende ist die langfristige Akzeptanz von Technologien und Maßnahmen. Dies erfordert, dass einerseits Bürgeranliegen adäquat berücksichtigt werden. Wesentlich ist allerdings auch, dass z.B. Flächenkulissen für Erneuerbare Energien mit Augenmaß definiert werden (z.B. keine überzogenen Abstandsregeln für Windenergieanlagen an Land). Ansonsten steigen die Kosten der Energiewende deutlich an, oder – im Extremfall sind die Ziele der Energiewende nicht erreichbar.

Abbildung 28 Kurzfristiger Handlungsbedarf

	<p>Einstieg in CO₂-basierte Energiesteuern, Stromsteuer abschaffen → CO₂-Besteuerung/Abgaben auch im Wärmemarkt einführen</p> <p>EEG-Umlage umstrukturieren → z.B. sektorübergreifende Refinanzierung von „Altlasten“ des EEG; (teil-) steuerfinanziert; (vorübergehend) teildynamische Umlage</p>
	<p>Netzregulierung „fit“ für die Zukunft machen, dezentrale Lösungen stärken → Digitalisierung und smarte Flexibilisierung der Netze regulatorisch ermöglichen</p> <p>Netzentgeltstruktur reformieren → Vorgaben für Netzentgelte derart verändern, dass Flexibilität von Sektorkopplungstechnologien entlohnt wird (z.B. stärkere Leistungsorientierung oder „Flexibilitätstarife“)</p>
	<p>Keine Stigmatisierung und Verbote von Einzeltechnologien, die zur Energiewende beitragen können → kein Verbot von Brennwertthermen, Motoren, etc. die mit EE-Kraftstoff betrieben werden können</p> <p>Technologieoffene und grenzüberschreitende EE-Auktionen forcieren → Technologieoffene und grenzüberschreitende Pilotausschreibungen ausweiten; tech-spezifische EE-Förderung auslaufen lassen</p>
	<p>Akzeptanz stärken und z.B. keine generellen Abstandsregeln für Wind Onshore einführen → Akzeptanzprobleme mit flexiblen & dezentralen Ansätzen überwinden, d.h. Genehmigungen wie bisher auf (lokale) Einzelfallprüfungen basieren</p>

Quelle: Frontier Economics

LITERATURVERZEICHNIS

- **AG Energiebilanzen e.V. (2016):** Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2015.
- **AG Energiebilanzen e.V. (2017):** Energiebilanz 2015.
- **Agora Energiewende (2017):** Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap.
- **BMWi (2015):** Energieeffizienzstrategie Gebäude, Wege zu einem nahezu klimaneutralem Gebäudebestand.
- **BMWi (2017):** Ergebnispapier Strom 2030 – Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre.
- **BNetzA/BKartA (2016):** Monitoringbericht 2016.
- **Bundesministerium für Umwelt (2016):** Der Klimaschutzplan 2050 – Die deutsche Klimaschutzlangfriststrategie.
- **Cleanenergypartnership (2017):** aufrufbar unter: <https://cleanenergypartnership.de/faq/wasserstoffinfrastruktur/?scroll=true>.
- **Clausen (2017):** Wärmenetze – Transformationsfeldanalyse im Rahmen des Projekts Evolution2Green-Transformationspfade zu einer Green Economy.
- **Deutsche Windguard (2015):** Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland – Update Dezember 2015.
- **Die Bundesregierung (2011):** Regierungsprogramm Elektromobilität.
- **DLR/ifeu/LBST/DBFZ (2015):** Erneuerbare Energien im Verkehr. Potenziale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger.
- **DLR/ifeu/Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST)/DBFZ (2014):** Power-to-Gas (PtG) im Verkehr. Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven.
- **Energy Brainpool (2017):** Kalte Dunkelflaute. Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter. Studie im Auftrag der Greenpeace Energy EG.
- **Enervis (2017):** Klimaschutz durch Sektorenkopplung: Optionen. Szenarien. Kosten. Studie der Enervis energy advisors GmbH im Auftrag von DEA. EWE. Gascade. Open Grid Europe. Shell. Statoil. Thüga und VNG.
- **ENTSO-E (2017):** Power statistics, Monthly Hourly Load.
- **Fraunhofer IWES (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. gefördert durch das BMWi.
- **Fraunhofer, Consentec et al. (2017):** Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- **Fraunhofer IWES/IBP (2017):** Wärmewende 2030, Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

- **Frontier Economics / IAEW (2017):** Praktische Aspekte bei der Ausgestaltung der Schnittstelle Markt-Netz im Verteilnetz, eine Studie für das Bundesamt für Energie.
- **Frontier Economics, IAEW, 4M und EMCEL (2017):** Der Wert von Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland – Eine modellbasierte Analyse, Studie im Auftrag des FNB Gas e.V, Oktober 2017.
- **FVV (2013):** Kraftstoffstudie. Zukünftige Kraftstoffe für Verbrennungsmotoren und Gasturbinen, abrufbar unter <http://www.fvvnet.de/de/download/kraftstoffstudie/kraftstoffstudie.html>.
- **HTW (2016):** Sektorkopplung durch die Energiewende, Anforderungen an den Ausbau Erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung.
- **MX-Electronic (2017):** Wirkungsgrad-Vergleich zwischen Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor und Fahrzeugen mit Elektromotor, abgerufen unter: <http://www.mx-electronic.com/pdf/Der-Elektrofachmann-Wirkungsgrad-Vergleich-zwischen-Fahrz.pdf>.
- **OTH/FENES/Energy Brainpool (2015):** Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland. Studie im Auftrag von Greenpeace.
- **Umweltbundesamt (2013):** Potenzial der Windenergie an Land – Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergie an Land.
- **Umweltbundesamt (2014):** Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050.
- **Umweltbundesamt (2014):** Einfluss des Abstands zwischen Windenergieanlagen und Wohnbauflächen auf das Potenzial der Windenergie an Land Ergebnisse einer Sensitivitätsanalyse auf Grundlage der UBA-Studie „Potenzial der Windenergie an Land“.
- **Umweltbundesamt (2016):** Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050.

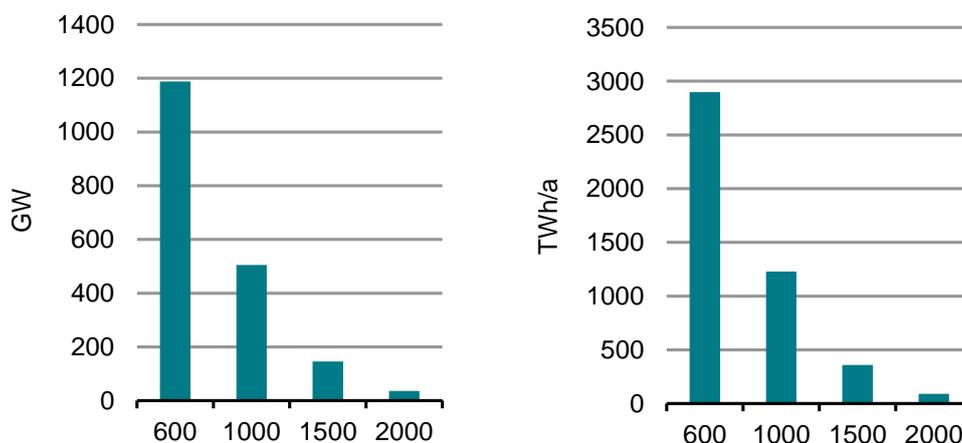
ANHANG A ERLÄUTERUNG DER RECHNUNGEN ZU WIND-ABSTANDSREGELN

In diesem Anhang erläutern wir die Methodik und die zentralen Annahmen zur Ermittlung der in **Abschnitt 3.4** dargestellten Kostenwirkung unterschiedlicher Abstandsregeln bei Windanlagen auf Land.

Einfluss von Wind-Abstandsregeln auf Leistungs- und Ertragspotenzial sowie Standortgüte der Anlagen gemäß Studien des Umweltbundesamtes

Wir verwenden die von UBA (2013) bzw. UBA (2014) ermittelten bundesweiten Leistungs- und Ertragspotenziale von Windenergieanlagen an Land in Abhängigkeit unterschiedlicher Abstandsregeln zur Wohnbebauung (**Abbildung 9**).

Abbildung 29 Einfluss des Abstands zu Wohnbauflächen auf das bundesweite Leistungspotenzial in GW (links) bzw. das Ertragspotenzial in TWh/a (rechts)

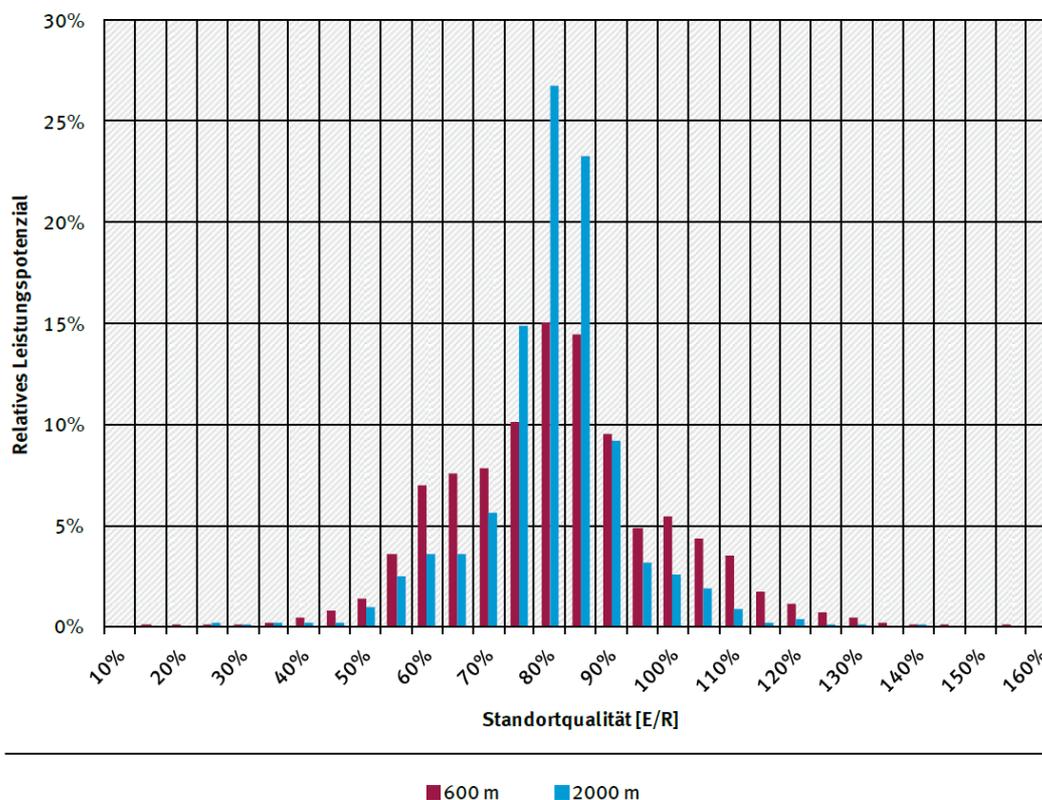


Quelle: Frontier Economics auf Basis von UBA (2014).

Unterschiedliche Abstandsregeln wirken sich zudem auf die Verteilung der Standortgüte der verfügbaren Flächen aus. Auch hier greifen wir auf die Ergebnisse der UBA-Studien zurück (**Abbildung 30**).⁵⁷

⁵⁷ Zur Ermittlung der Standortgüte bei einem Abstand von 1.500 Metern interpolieren wir zwischen der Standortgüte von 600 und 2.000 Metern.

Abbildung 30 Darstellung des ermittelten Leistungspotenzials nach Standortqualität (E/R) bei einem Abstand von 600 bzw. 2.000 m zu Wohnbauflächen

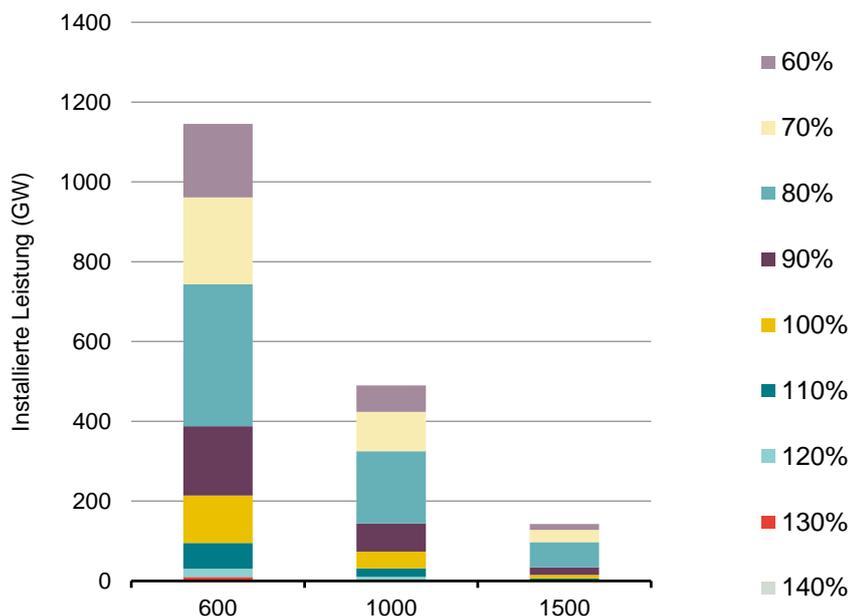


Quelle: UBA (2014), S. 9.

Resultierende Ertragspotenziale pro Standortgüte

Aus der Kombination der Ertragspotenziale in Abhängigkeit der Abstandsregeln (**Abbildung 9**) und der Verteilung der Standortqualität in Abhängigkeit der Abstandsregeln (**Abbildung 30**), ergibt sich das Ertragspotenzial nach Abstandsregeln differenziert nach Standortgüte (**Abbildung 31**).

Abbildung 31 Leistungspotenzial (in GW) differenziert nach Standortgüte bei unterschiedlichen Wind-Abstandsregeln



Quelle: Frontier Economics

Angenommener Bedarf nach Stromerzeugung aus Wind an Land: 200 TWh

Für eine Abschätzung des Einflusses unterschiedlicher Abstandsregeln auf die Kosten treffen wir die Annahme, dass innerhalb der nächsten 20 Jahre – zusätzlich zu den derzeit etwa 65 TWh/a Stromerzeugung aus Wind an Land – weitere 200 TWh/a erforderlich sein werden. Selbst dies wäre nur ein Bruchteil der bis 2050 voraussichtlich notwendigen 800 bis zu 3.000 TWh Strom aus Erneuerbaren Energien (siehe Einführung oben).⁵⁸

Annahme: Standort mit bester Qualität werden jeweils zuerst erschlossen

Zur Bestimmung der installierten Leistung von Wind an Land Anlagen, welche zur Herstellung der 200 TWh Strom erforderlich sind, nehmen wir an, dass jeweils die Standorte mit der besten Windausbeute zuerst erschlossen werden. Dies stellt in zweierlei Hinsicht eine Vereinfachung dar:

- Wie oben erläutert, sind die von UBA ermittelten und von uns verwendeten Leistungs- und Ertragspotenziale in der Praxis nicht vollständig realisierbar, insbesondere weil bei der Potenzialabschätzung nicht alle im Einzelfall zu

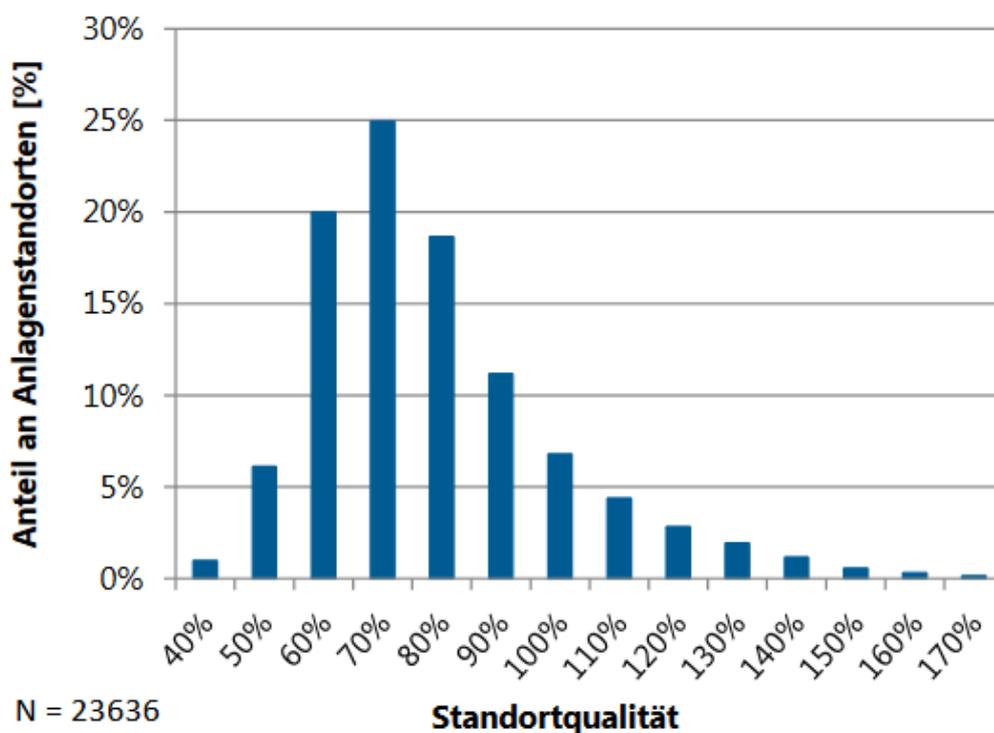
⁵⁸ Im Basisszenario der Klima- und Langfristszenarien der Bundesregierung wird beispielsweise davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2050 Stromerzeugung aus Windanlagen an Land von 200 TWh bis 2050 hinzukommen müssen. Dies basiert allerdings allein auf einer Reduktion der Treibhausgasemissionen von 80% bis 2050 gegenüber 1990 – also der unteren Grenze des Zielkorridors der Bundesregierung. Es ist davon auszugehen, dass im Rahmen des noch ausstehenden 95%-Szenarios wesentlich früher 200 TWh Stromerzeugung aus Windenergie an Land nötig sein werden.

betrachtende Belange – wie v.a. der besondere Artenschutz – berücksichtigt werden konnten.⁵⁹

- Nicht zuletzt aufgrund des Referenzertragsmodells – durch welches Anlagen an Standorten mit geringerer Windausbeute höhere bzw. längere Vergütungszahlungen erhalten – werden in der Praxis nicht zwingend die Standorte mit der besten Windausbeute zuerst erschlossen.⁶⁰

Dies verdeutlicht die Verteilung der Standortqualitäten der in Deutschland installierten Windanlagen (**Abbildung 32**): Obwohl theoretisch noch Potenzial mit sehr hoher Standortqualität (über 100%) verfügbar ist, beträgt die Standortqualität der meisten der in der Praxis erschlossenen Flächen nur zwischen 60 und 80%.

Abbildung 32 Verteilung der Standortqualitäten von bis 2013 in Deutschland installierten Windenergieanlagen



Quelle: Deutsche Windguard (2015), S. 26.

Investitionskosten auf Basis einer Studie von Deutsche Windguard

Die zur Deckung des zusätzlichen Strombedarfs aus Wind an Land zu installierenden Anlagen werden mit Investitionskosten (einschließlich Erschließungskosten) bepreist. Diese basieren auf einer Studie der Windguard

⁵⁹ Vgl. z.B. UBA (2014), S. 4.

⁶⁰ Zudem können verschiedene weitere Standortfaktoren dazu führen, dass ein Standort mit guter Windausbeute nicht der attraktivste Standort ist (z.B. höhere Auflagen, höhere Pachtzahlungen, aufwändigere technische Erschließung, ...).

von Dezember 2015,⁶¹ und variieren in Abhängigkeit der Standortgüte von 1.463 €/kW bis zu 1.711 €/kW (**Abbildung 33**).

Um die zukünftig zu erwartende Kostendegression zu berücksichtigen, wird angenommen, dass die zu installierenden Leistung gleichmäßig über die nächsten 20 Jahre installiert wird. Die Investitionskosten gemäß Windguard werden um einen jährlichen Kostendegressionsfaktor von 0,5% reduziert, welcher einer Studie von Fraunhofer (2015)⁶² entnommen ist (**Abbildung 34**).

Abbildung 33 Verwendete spezifische Investitionskosten (€/kW) in Abhängigkeit der Standortqualität

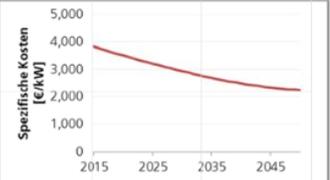
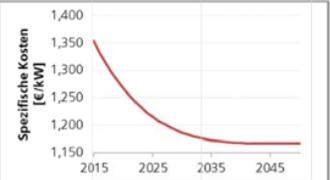
Projektbeschreibung										
Standortqualität in % vom Referenzstandort	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Spezifische Flächenleistung (W/m ²)	280	280	324	324	324	354	354	354	354	354
Nabenhöhe (m)	139	139	125	125	125	100	100	100	100	100
Rotordurchmesser (m)	110	110	102	102	102	102	102	102	102	102
Spezifischer Energieertrag (kWh/kW/a)	2088	2436	2688	3024	3360	3366	3672	3978	4284	4590
Spezifischer Energieertrag (kWh/qm/a)	584	682	872	981	1090	1190	1299	1407	1515	1623
Finanzierungsparameter										
Eigenkapitalanteil	15%									
Fremdkapitalanteil	85%									
Fremdfinanzierungszins	2,5%									
Anschlussfinanzierungszins	5%									
Fremdfinanzierungsdauer (Jahre)	17	17	17	16	14	12	10	10	10	10
Eigenkapitalverzinsung	8%									
Projektkosten										
Spezifische Gesamtinvestition (€/kW)	1711	1711	1628	1628	1628	1463	1463	1463	1463	1463
Betriebskosten Jahr 1 - 10 (€/MWh)	26	25	24	23	23	22	22	21	21	21
Betriebskosten Jahr 11 - 20 (€/MWh)	29	28	27	26	25	25	24	24	23	23
Vermarktungskosten (€/MWh)	2									

Quelle: Deutsche Windguard (2015), S. 41.

⁶¹ Deutsche Windguard (2015), Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland – Update Dezember 2015.

⁶² Fraunhofer (2015), [https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/Forschungsfelder/Energie-Rohstoffe/Fraunhofer-ISE_Transformation-Energiesystem-Deutschland_final_19_11%20\(1\).pdf](https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/Forschungsfelder/Energie-Rohstoffe/Fraunhofer-ISE_Transformation-Energiesystem-Deutschland_final_19_11%20(1).pdf).

Abbildung 34 Angenommene Kostendegression basierend auf Fraunhofer (2015)

Stromerzeugung (ohne Biomasse)				
Komponente	Größe	Einheit	Wert	Quellen
Wind Offshore 	Kosten 2013	€/kW	3978	[34]; [35]
	Kosten 2050	€/kW	2251	[34]; [35], [36]
	K.-Exponent	-	1.5	In Anlehnung an [37]
	Lebensdauer	a	20	[34]; [35]
	Volllaststunden	h	4000	E.A. basierend auf [37]
	M/O-Kosten	% Invest	3.03	[34]; [35]
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen
Wind Onshore 	Kosten 2013	€/kW	1400	[38]
	Kosten 2050	€/kW	1167	[34]; [35]; [38]
	K.-Exponent	-	4	In Anlehnung an [39]
	Lebensdauer	a	22.5	[34]; [36], [35]
	Volllaststunden	h	2500-2000	E.A. basierend auf [38]
	M/O-Kosten	% Invest	3.4	[34]; [35]
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen

Quelle: Fraunhofer (2015), S. 73.

ANHANG B SUBSTITUTION ZWISCHEN ENERGIEEFFIZIENZ UND ELEKTRIFIZIERUNG IM GEBÄUDEBEREICH

Einordnung der Thematik

Das übergeordnete Ziel der Energiewende in Deutschland ist der Wechsel von einer CO₂ basierten Energieversorgung hin zu einer nachhaltigen, (nahezu) CO₂ freien Energieversorgung. Kernbestandteil der Umsetzungsstrategie ist eine Erhöhung der Energieeffizienz sowie, gegeben eines zunehmend CO₂ freien Strommixes, die Elektrifizierung der Endanwendungen. Dem Gebäudesektor kommt hierbei aufgrund des hohen CO₂ Vermeidungspotentials eine wesentliche Bedeutung zu.

Die Optionen der CO₂ Vermeidung für Gebäudewärme bestehen aus zusätzlicher Dämmung zur Reduzierung des Heizbedarfs pro Wohnfläche sowie dem Einsatz von elektrischen Heiztechnologien mit (verschieden) hohen Wirkungsgraden. Elektrische Heiztechnologien vermeiden CO₂ Emissionen bei einem Wechsel von konventionellen Technologien (Gas, Heizöl) auf (zunehmend bzw. nahezu) CO₂ freien Strom sowie verringerten Primärenergiebedarfs aufgrund hoher Wirkungsgrade.

Beide CO₂ Vermeidungsstrategien sind durch hohe Investitionskosten gekennzeichnet. Dem stehen Einsparungen bei den Betriebskosten gegenüber. Zusätzliche Dämmung verringert den Heizbedarf während Technologien mit hohem Wirkungsgrad direkt den Primärenergiebedarf senken. Da beide Strategien letztendlich den Primärenergiebedarf verringern, sinkt bei gleichzeitigem Einsatz von sehr effizienten Heiztechnologien und Dämmung der Vorteil der sinkenden Betriebskosten. Unter Kostengesichtspunkten ist deshalb eine integrierte bzw. systematische Betrachtung der CO₂ Vermeidungsstrategien sinnvoll.

Berechnung und Annahmen

Wir haben untersucht, wie sich die Gesamtkosten der Wärmebereitstellung sowie die spezifischen CO₂ Vermeidungskosten von Heiztechnologien mit unterschiedlichen Wirkungsgraden im Zusammenspiel verschiedener Gebäudedämmung entwickeln. Ausgangspunkt für die Untersuchung sind definierte Standardhäuser und Dämmstandards sowie relevante elektrische Heiztechnologien:

- **Standardhäuser:** Einfamilienhäuser (EFH) und Mehrfamilienhäuser (MFH) in den Kategorien I bis III. Kategorie I mit der schlechtesten Grunddämmung bis Kategorie III mit der besten Grunddämmung;
- **Dämmstandards (DS):** 0 bis 2, wobei DS 0 gleich keiner zusätzlichen Dämmung bis DS 2 stärkste zusätzliche Dämmung;

- **Heiztechnologien:** Luftwärmepumpe (WP Luft), Erdwärmepumpe (WP Erde) und elektrische Direktheizung mit einem Wirkungsgrad von jeweils 2.9, 3.9 und 0.98.

Für die Kostenbetrachtung haben wir jeweils die (jährlichen) Gesamtkosten aller Kombinationen aus Standardhäusern, Dämmstandards und Heiztechnologien berechnet (siehe Appendix für detaillierte Darstellung aller getroffenen Annahmen). Zudem haben wir hierauf aufbauend die Menge der über dem Lebenszeitraum vermiedenen CO₂ Emissionen und die spezifischen CO₂ Vermeidungskosten relevanter Kombinations-Varianten berechnet. Als Referenzzustand dient ein EFH I im Dämmstandard 0 mit Gaskessel. Die Berechnungen berücksichtigen die Veränderung der CO₂ Intensität des Strommixes über die Zeit.

Ergebnisse

Tabelle 1 zeigt die Ergebnisse der Gesamtkostenberechnung für alle Einfamilienhauskategorien.⁶³ Prinzipiell lässt sich erkennen, dass:

- Heiztechnologien mit hohem Wirkungsgrad (Wärmepumpen) gegenüber elektrischer Direktheizungen in allen Varianten kostengünstiger sind; und
- der Kostenvorteil der Wärmepumpen mit steigender Dämmung gegenüber der Direktheizung sinkt.

Direktheizungen zeichnen sich im Vergleich zu Wärmepumpen durch niedrige Investitionskosten aufgrund des geringeren Wirkungsgrades, aber durch wesentlich höhere Heizkosten aus. Insbesondere in schlecht gedämmten Häusern erzeugen Direktheizungen somit wesentlich höhere Kosten als Wärmepumpen. Bei einer sehr guten Dämmung verringert sich der Einfluss der hohen Heizkosten, sodass die Direktheizung in Bezug auf die Kosten fast mit den Wärmepumpen aufschließt. Im Szenario mit der höchsten Dämmung (EFH III/ DS 2) ist die Direktheizung günstiger als eine Erdwärmepumpe.

Tabelle 1 **Jährliche Gesamtkosten der Heiztechnologien**

[€ p.a.]	Dämmstandard 0			Dämmstandard 1			Dämmstandard 2		
	WP Luft	WP Erde	Elektro Direkt	WP Luft	WP Erde	Elektro Direkt	WP Luft	WP Erde	Elektro Direkt
EFH I	3,895.52	4,655.78	8,404.63	4,450.40	5,122.68	7,315.38	4,985.41	5,620.33	7,152.21
EFH II	3,166.00	3,843.28	6,124.51	3,888.10	4,496.43	5,557.92	4,531.56	5,114.86	5,733.71
EFH III	2,379.17	2,966.96	3,665.29	3,462.42	4,022.33	4,227.44	4,120.74	4,657.32	4,449.69

Quelle: *Frontier Economics*

Neben der Gesamtkostenbetrachtung spielen ebenfalls die spezifischen CO₂ Vermeidungskosten und insgesamt vermiedene CO₂ Menge eine Rolle. Um die zunehmend sinkende CO₂ Intensität des Strommixes zu berücksichtigen, haben wir hierfür eine Investitionsentscheidung (in Technologien und zusätzlicher Dämmung) im Jahr 2020 und 2030 mit einer Betriebszeit von 15 Jahren berechnet. Somit wird die abnehmende CO₂ Intensität des Strommixes über die Zeit in den Ergebnissen mit berücksichtigt. Als Referenz dient ein EFH I im DS 0 mit Gaskessel. Die Ergebnisse zeigen, dass:

⁶³ Die Ergebnisse für MFH unterschieden sich nicht strukturell und werden im Folgenden nicht aufgezählt.

- Eine frühzeitige Umsetzung der Elektrifizierung zu höheren Vermeidungskosten und höheren gesamtwirtschaftlichen Kosten führen kann. Durch die abnehmende CO₂ Intensität des Strommixes wird mit der Zeit durch die Elektrifizierung bei gleichen Kosten wesentlich mehr CO₂ eingespart, wodurch die spezifischen Vermeidungskosten mit der Zeit sinken;
- Eine Abwägung zwischen Heiztechnologien mit unterschiedlichen Wirkungsgraden sinnvoll sein kann. Eine politische Festlegung auf eine Technologie sollte wenn überhaupt dann nur auf Basis der Gesamtheit aus Vermeidungskosten- und Emissionseinsparungsdifferenzen getroffen werden.

In Tabelle 2 sind die Ergebnisse für die Szenarien mit niedrigster Dämmung (EFH I/ DS 0) und höchste Dämmung (EFH III/ DS 2) dargestellt. Die spezifischen CO₂ Vermeidungskosten sind für die Maßnahmen mit Wärmepumpen signifikant niedriger als mit Direktheizung. Aufgrund der über die Zeit abnehmenden CO₂ Intensität des Strommixes sind die spezifischen Vermeidungskosten für Investitionen im Jahr 2030 niedriger als im Jahr 2020 (konstante Kosten bei höheren Emissionseinsparungen). Zudem ist erkennbar, dass im Szenario mit niedriger Dämmung (EFH I/ DS 0) WP-Luft (niedrigere Investitionskosten aber niedrigerer Wirkungsgrad) geringere Vermeidungskosten aufweist als WP-Erde (höhere Investitionskosten mit höherem Wirkungsgrad). Dem steht entgegen, dass durch eine Erdwärmepumpe insgesamt mehr Emissionen eingespart werden als mit einer Luftwärmepumpe oder der Direktheizung.

Tabelle 2 Investitionsparameter im Zeitverlauf

	Emissionseinsparung [t CO ₂]					
	Zeitraum 2020 + 15			Zeitraum 2030+15		
	WP Luft	WP Erde	Direktheizung	WP Luft	WP Erde	Direktheizung
EFH I nach DS 0	24,8	40,6	1,1	52,9	61,6	13,8
EFH III nach DS 2	21,1	25,4	1,3	28,6	30,9	12,9
	Gesamtkostendifferenz [€]					
	WP Luft		WP Erde	Direktheizung		
	12.910,9		20.802,1	59.713,9		
EFH III nach DS 2	26.328,6		31.898,0	29.743,0		
	Vermeidungskosten [€/tCO ₂]					
	Zeitraum 2020 + 15			Zeitraum 2030+15		
	WP Luft	WP Erde	Direktheizung	WP Luft	WP Erde	Direktheizung
EFH I nach DS 0	521,1	512,1	52.956,3	243,8	337,9	4.321,8
EFH III nach DS 2	1.245,4	1.257,9	23.424,4	919,2	1.031,1	2.307,6

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Referenzfall: EFH I / DS 0 / Gaskessel

