

Metaanalyse aktueller Studien zum Thema „Sektorenkopplung“

Welchen Beitrag kann Power-to-Gas für die Erreichung der Klimaziele leisten?



Metaanalyse aktueller Studien zum Thema „Sektorenkopplung“

Welchen Beitrag kann Power-to-Gas für die Erreichung der Klimaziele leisten?

Endbericht

Von: Dr. Kjell Bettgenhäuser, Jenny Cherkasky, Carsten Petersdorff, Jan Grözinger

Datum: 11. Juli 2018

Projekt-Nummer: 202195

© Ecofys 2018 beauftragt durch: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), Zukunft Erdgas e.V.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	1
1. Einleitung	2
1.1. Ziele der Studie & Methodik	2
2. Vergleichende Analyse	4
2.1. Zentrale Fragestellung der Studien	4
2.2. Methodischer Ansatz	5
2.3. Parameter	11
2.4. Sektoren	12
2.4.1. Wärmesektor	12
2.4.2. Verkehrssektor	17
2.4.3. Energiesektor	19
2.4.4. Infrastruktur	29
2.5. Power-to-Gas und PtX	33
2.6. Betrachtung der Gesamtinvestitionskosten	37
3. Fazit	39
Referenzen und weitere Literatur	44
Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	45
Anhang I: Bewertungskriterien	47
Anhang II: Factsheets der betrachteten Studien	50

Executive Summary

Für die derzeitige Diskussion zur Ausrichtung und Gestaltung der nächsten Phase der Energiewende in Deutschland wurden von diversen Organisationen, Unternehmen und Verbänden eine Vielzahl an Studien zum zukünftigen Energiesystem erstellt. Dabei fällt auf, dass sich viele Untersuchungen zum gegenwärtigen Zeitpunkt mit dem Thema „Power to Gas“ (PtG) im Rahmen der Sektorenkopplung auseinandersetzen. Ziel der hier vorliegenden Kurzstudie ist es, diese Studien einem inhaltlichen Vergleich in Bezug auf deren Ansatz zur Sektorenkopplung zu unterziehen. Dazu sind 10 Studien bzw. Stellungnahmen verglichen worden.

Gegenstand des Vergleiches sind einerseits die zentrale Fragestellung der Studien sowie die eingesetzte Methodik/Modellierung. Hierbei spielen die wesentlichen Parameterdatensätze eine wesentliche Rolle, die allerdings nur teilweise verfügbar bzw. vergleichbar sind. Andererseits werden die Ergebnisse bzw. Ableitungen verglichen, die sich in die unterschiedlichen Sektoren gliedern. Sowohl für den methodischen Ansatz bzw. die Parameter als auch für die Ergebnisse sind Gesamtableitungen und detaillierte Vergleiche für die Sektoren Wärme, Verkehr, Energie, Infrastruktur und PtG/PtX durchgeführt worden.

In Bezug auf den Vergleich lassen sich folgende Kernaussagen ableiten: Technologien zur Sektorenkopplung werden in allen Szenarien erforderlich, die Frage ist lediglich zu welchem Zeitpunkt und in welcher Ausgestaltung. Eine Rolle von Power-to-Gas wird bei Szenarien ab 90% THG-Reduktion ggü. 1990 gesehen. Aus einer systemischen Perspektive erscheint es nicht unbedingt zielführend bzw. kostenoptimal sein, Technologieeinschränkung aus politischen Erwägungen zu forcieren, da diese zu einem suboptimalen Gesamtenergiesystem führen kann. Soweit die Studien einen Gesamtsystemkostenvergleich von „all electric“ Szenarien mit denen von eher balancierten Szenarien berechnen, weisen sie durchweg höhere Kosten für die „all electric“ Szenarien aus. Weiterhin wird das größte Potential in Bezug auf PtG-Nutzung zu relativ geringen Kosten durchweg im Gebäudesektor gesehen. Es gibt allerdings auch kleinere Potentiale in anderen Sektoren zu günstigen Kosten. Insgesamt ist festzustellen, dass die Systemkosten für PtG einen großen Einfluss auf das Ergebnis haben und daher die Gesamtkosten für PtG auch relativ großen Schwankungen unterliegen können.

1. Einleitung

Sowohl Deutschland als auch die EU haben sich die ambitionierten Klimaschutzziele gesetzt: *Bis 2050 sollen die Treibhausmissionen (THG) um 80 bis 95% gegenüber 1990 gesenkt werden. Als Zwischenziel müssten die Treibhausmissionen bis 2030 um mindestens 55% sinken.* Für die Erreichung dieser Ziele sind drastische Veränderungen in allen Sektoren notwendig. Auf der Stromseite führt dies zu einem hohen Anteil fluktuierender, erneuerbarer Energien. Zur Dekarbonisierung des Wärme- und Mobilitätssektors wird die Elektrifizierung viel diskutiert. Durch Elektromobilität und die Nutzung von Wärmepumpen gewinnt die Sektorkopplung zunehmend an Bedeutung, also die gemeinsame Optimierung der Sektoren Elektrizität, Wärmeversorgung und Verkehr, die in der Vergangenheit weitgehend unabhängig voneinander betrachtet wurden. Aber auch Gas könnte sowohl zur Dekarbonisierung als auch bei der Sektorkopplung sowohl kurz-, mittel- als auch langfristig einen wertvollen Beitrag leisten. Kurzfristig, könnten Kohle- und Erdölprodukte durch Erdgas ersetzt werden (Fuel-Switch). Mittel- und langfristig müsste jedoch fossiles Erdgas zunehmend durch erneuerbares Gas (Biomethan und synthetisches Gas) ersetzt werden (Content Switch). Durch das begrenzte Potential von Biomethan, wird bei den besonders ambitionierten Klimazielen synthetisches Gas eine immer größere Rolle spielen. Dabei versteht man unter synthetischen Gasen sowohl mit Power-to-Gas-Anlagen (PtG) erzeugten Wasserstoff als auch Methan. Dieses könnte besonders bei der steigenden Fluktuation der erneuerbaren Stromerzeugung als zusätzlicher Speicher dienen und den Stromausbau begrenzen. Zusätzlich könnte synthetisches Gas auch dort eingesetzt werden, wo eine Elektrifizierung nicht möglich oder nicht wirtschaftlich ist (z.B. im Verkehrs-, Wärme- und Industriesektor).

Darüber hinaus können durch die Verknüpfung von unterschiedlichen Sektoren mit dem Stromsektor bestehende Infrastrukturen und Anlagen weitergenutzt und zusätzliche Investitionen teilweise vermieden werden (Modal-Switch). Allerdings gibt es in der Studienlandschaft und in politischen Debatten Uneinigkeit darüber, zu welchen Grad und ab welchen Klimazielen PtG oder auch Power-to-Liquids (PtL) benötigt werden.

1.1. Ziele der Studie & Methodik

Die vorliegende Analyse untersucht eine Bandbreite an Studien in Hinblick auf deren zentrale Fragestellungen, Methodiken und Ergebnisse. Das Ziel ist, in übersichtlicher und transparenter Form Gemeinsamkeiten und Unterschiede herauszuarbeiten und damit den Diskurs über das zukünftige Energiesystem zu unterstützen, als auch die Nachvollziehbarkeit von Ergebnissen durch eine Verknüpfung mit den Annahmen und Parametern zu verbessern. Hierbei werden insbesondere die Kostenvorteile von mit Gas gekoppelten Energiesystemen untersucht.

Die folgenden Studien wurden für diese Studie ausgewertet:

- **DENA-Gebäudestudie:** „Ressourcenschutzpolitik 2050 für eine marktwirtschaftliche Klima- und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor“, ausgeführt von geea, (Im Weiteren kurz „Dena“)
- **FNB-Studie:** „Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland“, ausgeführt von Frontier, IAEW, 4management, EMCEL, (Im Weiteren kurz „FNB“)

- **Leopoldina**, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften, ACATECH-Stellungnahme: „Sektorkopplung – Optionen für die nächste Phase der Energiewende“, ausgeführt von Fraunhofer ISE (Im Weiteren kurz „Leopoldina“)
- Studie Open Grid Europe (**OGE**) /Gelsenwasser/Rheinenergie: „Energemarkt 2030 und 2050 – Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO₂-Minderung“, ausgeführt von ewi research, (Im Weiteren kurz „OGE“)
- **Zukunft Erdgas** Wärmemarktstudie: „Klimaschutz im Wohngebäudebereich: Wie können wir die Klimaschutzziele im Bereich der Wohngebäude in Deutschland bis 2050 erreichen?“, ausgeführt von NYMOEN Strategieberatung, (Im Weiteren kurz „Zukunft Erdgas“)
- Studie Initiative Erdgasspeicher (INES), Bundesverband Windenergie (**BWE**): „Erneuerbare Gase – ein Systemupdate der Energiewende“, ausgeführt von enervis, (Im Weiteren kurz „BWE“)
- Studie des Bundesverbands der Industrie (**BDI**): „Klimapfade für Deutschland“, ausgeführt von BCG, prognos, (Im Weiteren kurz „BDI“)
- Studie „Langfrist- und Klimaszenarien“ für **BMWi**, ausgeführt von Fraunhofer ISI, consentec, ifeu (Im Weiteren kurz „BMWi“)
- Internationale Einordnung anhand der „**IEA** Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells 2015“, (Im Weiteren kurz „IEA“)
- DVGW-Studie „Infrastrukturelle Sektorenkopplung (iSK): Entwicklung einer integrierten Perspektive von Strom- und Gasversorgungsnetzen“, ausgeführt von InfraRes, (Im Weiteren kurz „DVGW“). Diese Studie ist eine Kurzstudie, die Ergebnisse aus anderen Forschungsergebnissen zusammenfasst, allerdings keine eigenen Modellberechnungen anstellt. Aus diesem Grund wird diese Studie nicht bei dem Vergleich der Methodik herangezogen, sondern nur bei der Gegenüberstellung der Ergebnisse und Annahmen.

Wo es relevant ist, wird auch auf andere Studien verwiesen (z.B. Gas for Climate 2050). Darüber hinaus gibt es noch eine in diesem Jahr veröffentlichte Metaanalyse des Forschungsradars, deren Fokus eher auf quantitativen Aussagen zur Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende liegt. Im Gegensatz dazu untersucht die vorliegende Studie auch qualitative Aspekte sowie die Rahmenbedingungen (Verkehr, Wärme, Infrastruktur), um die Rolle von erneuerbaren Gasen im Gesamtzusammenhang zu betrachten.

2. Vergleichende Analyse

Die Analyse befasst sich sowohl mit der Methodik der einzelnen Studien, als auch mit den zentralen Aussagen in den Sektoren Wärme, Verkehr, Energie sowie Infrastruktur. Da wo es möglich ist, werden Gemeinsamkeiten und Unterschiede der Studien aufgezeigt sowie die Implikationen der Ergebnisse auf die Bewertung der Rolle von Gas. Nicht alle relevanten Punkte werden in den Studien behandelt oder transparent dargestellt. Zum Teil wird jedoch von den methodischen Unterschieden abstrahiert, um ein Gefühl für Größenordnung der Ergebnisse oder Tendenz der Studien zu vermitteln. So werden beispielsweise die Einsparungen zwischen den Gas- und Elektrifizierungsszenarien über die Zeit kumuliert dargestellt, obwohl die Studien unterschiedliche Szenarien untersuchen und die Einsparungen teilweise in Form von Gesamtinvestitionen und zum Teil als Annuitäten dieser dargestellt werden. Im letzteren Fall werden die Gesamtinvestitionen auf Basis der Annuitäten abgeschätzt.

2.1. Zentrale Fragestellung der Studien

Die Fragestellungen und damit auch Schwerpunkte und Vorgehen der untersuchten Studien unterscheiden sich zum Teil deutlich. Dies hat wiederum Einfluss auf die gewählten methodischen Ansätze in den Studien und beeinflusst letztendlich auch die Ergebnisse. Die folgende Tabelle liefert einen Überblick über die zentralen Fragestellungen der berücksichtigten Studien.

Generell kann die Szenariobetrachtung in zwei wesentliche Kategorien unterschieden werden: In der ersten Kategorie geht es darum zu verstehen was getan werden muss, um bestimmte Klimaziele (z.B. 80%, 95%THG Reduktion) zu erreichen (Zielerreichungsszenario). Beispiele hierfür sind BMWi, Leopoldina und BDI. In der zweiten Kategorie geht es explizit darum zu untersuchen, wie sich eine politisch gewollte, besonders starke Elektrifizierung im Vergleich zu einer weniger starken Elektrifizierung in Kombination mit einem stärkeren Einsatz von Gas auf die Systemkosten auswirkt (Gas- versus Elektrifizierungsszenario in FNB, OGE, Dena und BWE).

Tabelle 1: Zentrale Fragestellungen der Studien

Studie	Fragestellung
FNB	Welche Einsparungen können durch den großflächigen Einsatz von PtG im Gegensatz zu einem limitierten Einsatz von PtG erzielt werden? Dabei wird eine THG-Reduktion von 95% bis 2050 angestrebt.
Dena	Wie verhält sich eine politisch gewollte Elektrifizierung des Wärmesektors im Vergleich zu einem breiten Technologieeinsatz bei einem Klimaziel von 80 und 95% ? Wie steht dies im Zusammenhang mit dem zukünftigen Energiesystem?
Leopoldina	Wie würde das Energiesystem idealerweise gestaltet werden bei einem Klimaziel von 60, 75, 85 und 90% ? Was sind die möglichen Technologien, ihre Potentiale und Risiken?
OGE	Welchen Beitrag können bestehende Wärme- und Gasnetze für eine Dekarbonisierung des Energiesystems liefern im Vergleich zu einer politisch gewollten Elektrifizierung? Dabei wird eine THG-Reduktion von 95% bis 2050 angestrebt.
Zukunft Erdgas	Wie können die Klimaziele im Gebäudesektor praktisch erreicht werden unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Mittel und Förderprogrammen? Wie beeinflusst die Rolle als Eigentümer oder Mieter die Finanzierbarkeit? Dabei wird eine THG-Reduktion von 80% bis 2050 angestrebt.
BWE	Welchen volkswirtschaftlichen Nutzen kann eine stärkere Nutzung von erneuerbarem Gas (vor allem im Wärmesektor) gegenüber einer politisch gewollten Elektrifizierung bringen? Dabei wird Treibhausgasneutralität angestrebt.
BDI	Wie können die Klimaziele von 80 und 95% umgesetzt werden und was sind die Implikationen für den Industriesektor?
IEA	Was sind die Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff und wie werden sich diese angesichts der technischen und wirtschaftlichen Veränderung bis 2050 entwickeln?
BMW i	Wie können die Klimaziele von 80 und 95% umgesetzt werden und welche regulatorischen Handlungsempfehlungen können daraus abgeleitet werden? Welche anderen Entwicklungen können sich in den nächsten Jahren einstellen und was sind ihre Implikationen (Z.B. stärkere Dezentralität, Weiter-wie-bisher)? Diese werden im Rahmen dieser Kurzstudie nicht betrachtet.
DVGW	Ist Vollelektrifizierung wirklich günstiger als Grünes Gas und was ist die Rolle von PtG für die Klimaziele von 80 und 95% ? Wie viel Grünes Gas wird benötigt, in welchen Sektoren wird es eingesetzt und welche Infrastruktur wäre dafür nötig?

2.2. Methodischer Ansatz

Wie dargestellt, unterscheiden sich Studien aufgrund der gewählten Fragestellungen. Daraus leiten sich entsprechende Gas- und/ oder Elektrifizierungs-Szenarien ab.

Tabelle 2 gibt einen Überblick über die Methodik und behandelten Szenarien in den einzelnen Studien. Diejenigen Studien, die lediglich die Auswirkungen von unterschiedlichen Klimazielen auf das Energiesystem betrachten, haben in der Regel kein „Elektrifizierungs-Szenario“, in dem bestimmte Technologieoptionen aus politischen Gründen nicht genutzt werden. Einzige Ausnahme ist dabei die Dena-Studie.

Gas-Szenarien

Während in den Elektrifizierungs-Szenarien die Nutzung von bestimmten gasbetriebenen Technologieoptionen von vornerein eingegrenzt wird - zum Beispiel die Nutzung von Gasbrennwertkesseln oder hybriden Wärmepumpen - wird in den Gas-Szenarien grundsätzlich ein breiter Technologiemix eingesetzt. Dabei kann zwischen den Studien

unterschieden werden, die den Anteil an bestimmten Technologieoptionen (z.B. Gasbrennwertkessel am Wärmemarkt) von vornerein vorgeben („definierter TechnologiemiX“) oder diesen im Gesamtsystem frei optimieren („technologieoffene Optimierung“). Die „Bottom-up“-Analysen geben einen bestimmten TechnologiemiX vor und quantifizieren dann die Auswirkungen (z.B. Leopoldina, BDI, IEA). Optimierungs-Modelle können sinngemäß eine technologieoffene Optimierung vornehmen (z.B. OGE, BWE, BMWi). Die FNB-Studie optimiert lediglich den Erzeugungspark und die Netze, jedoch nicht das Gesamtsystem. So wird beispielsweise im Wärmesektor ein Bottom-up-Ansatz gewählt.

Elektrifizierungs-Szenarien

Die Elektrifizierungs-Szenarien lassen sinngemäß keine technologieoffene Optimierung zu. Diese sind durch den Ausschluss oder Limitierung von gasbasierten Optionen teilweise teurer als die Gas-Szenarien. Es ist jedoch festzuhalten, dass keines der Elektrifizierungs-Szenarien komplett auf Gas verzichtet. Lediglich in der FNB-Studie wird ein solches Szenario kurz untersucht, jedoch aus Gründen mangelnder Realisierbarkeit nicht detailliert quantifiziert. Der Einfluss von dem TechnologiemiX auf die Investitionskosten für die Heizungsanlagen und Sanierungen, die Energienachfrage sowie die Infrastruktur wird in den einzelnen Sektorkapiteln berücksichtigt.

Kostenbetrachtung

Die Kosten bzw. Einsparungen werden je nach Studie anders aufgeführt. Zum Teil werden die Kosten als Gesamtinvestitionen bis 2050 aufgeführt (Zukunft Erdgas, BDI, Leopoldina), zum Teil mit den jeweiligen Annuitäten (OGE, FNB). In einer Studie werden diese als Mehr- oder Minderaufwendungen nur im Vergleich zum Referenzszenario aufgeführt (Dena). Eine Studie thematisiert zum Teil nur die Kostendifferenz zwischen den Gas- und Elektrifizierungs-Szenarien (BWE). Zum Großteil handelt es sich in den Studien um eine Gesamtsystembetrachtung. Daher werden die volkswirtschaftlichen Kosten betrachtet. Lediglich in den BDI, Zukunft Erdgas und IEA Studien geht es auch um die Perspektive einzelner Akteure und Entscheidungsträger. Diese Studien betrachten daher die Kosten auch oder ausschließlich aus der betriebswirtschaftlichen Perspektive. Dabei ist festzuhalten, dass ein aussagekräftiger Vergleich lediglich auf Grundlage der Gesamtkosten einschließlich Investitions- und Betriebskosten möglich ist.

Tabelle 2: Methodik und Szenarien der behandelten Studien

Studie	FNB	Dena	Leopoldina	OGE	Zukunft Erdgas	BWE	BDI	IEA	BMWi
Perspektive der Kostenbetrachtung	Volkswirtschaftlich	Volkswirtschaftlich	Volkswirtschaftlich	Volkswirtschaftlich	Betriebswirtschaftlich	Volkswirtschaftlich	Volks- & betriebswirtschaftlich	Betriebswirtschaftlich	Volkswirtschaftlich
Methodik	Optimierung: Stromnetze, Erzeugung	Bottom-up	Bottom-up	Optimierung: Gebäude, Industrie, Erzeugung	Bottom-up	Optimierung: Gesamtsystem	Bottom-up	Bottom-up	Optimierung: Gesamtsystem
Gas-Szenarien									
Anzahl der Szenarien	2	2	6	2	1	1	2	3	>5, betrachtet 2
Abwandlung	Einsatz von synthetischem Gas	80%- und 95%-Klimaziel	60, 75, 95, 90%-Klimaziel; 85% + Anteile von E-Fahrzeugen, Wärmepumpen + Kohleausstieg	Technologieschub Gas-technologien			80%- und 95%-Klimaziel	Nutzung von Wasserstoff in Fahrzeugen	80%- und 95%-Klimaziel (Weitere: Dezentralität, Weiter-wie-bis-her,..)
Elektrifizierungs-Szenario									
Beschreibung	Reines E-Szenario, nicht quantifiziert, da aus Kostengründen ausgeschlossen	Untersch. Anteile an PtX in Gebäude und Verkehr	-	Untersch. Anteile an PtX in Gebäude	-	Kein Einsatz von Gas in Gebäuden	-	Kein Wasserstoff im Verkehrssektor	-
Anzahl der Szenarien	1	2	-	2	-	1	-	1	-
Abwandlung		80%- und 95%-Klimaziel		Sensitivität durch Technologieschub Stromtechnologien					

Keine Studie kann gleich detailliert auf alle Themenpunkte eingehen und so werden je nach Fragestellung und Datenlage bestimmte Akzente gesetzt. Der Vergleich der Schwerpunkte der einzelnen Studien sollte nicht wertend verstanden werden. Die Einschätzung, wie detailliert welche Themen behandelt werden sind danach getroffen, wie differenziert bestimmte Kostenbetrachtungen oder Fallbetrachtungen in der Studie umrissen sind. Falls bestimmte Verhalte modelliert und optimiert wurden, kann man davon ausgehen, dass sie ausführlich analysiert wurden. Manche Studien beziehen sich bei den Kostenabschätzungen lediglich auf andere Studien (z.B. Netzentwicklungspläne in der BDI-Studie) und thematisieren nicht, wie sich das gewählte Szenario auf die Kostenabschätzungen auswirken oder wie die Annahmen aus den anderen Studien einzuordnen sind. Bei diesen Studien kann davon ausgegangen werden, dass die jeweiligen Themen nicht sehr ausführlich analysiert wurden.

Einige Studien haben sehr deutliche Themenschwerpunkte. So fokussiert sich beispielsweise die Studie von Zukunft Erdgas sehr stark auf den Wärmesektor und betrachtet diesen im Vergleich zu den anderen Studien recht detailliert. In diesem Zusammenhang beschäftigt sich die Studie auch mit den verursachten Emissionen im Wärmesektor und der Nutzung von Biomasse/ Biogas. Andere Sektoren wie Verkehr und Infrastruktur werden nicht betrachtet. Die besagte Studie beschäftigt sich auch mit PtG als Option zur Dekarbonisierung und Ersatz des Gaseinsatzes, schätzt allerdings die Kosten dafür nur sehr vereinfacht ab (anhand eines Arbeits- und Leistungspreises). Andere Studien sind sehr umfangreich und beschäftigen sich mit dem Gesamtsystem relativ ausführlich (BMW, OGE). Die Dena-Gebäudestudie ist ein Teil der Dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ und fokussiert sich als solche vor allem auf den Wärmesektor. Die anderen Sektoren werden im Rahmen von anderen Teilstudien betrachtet. Die unten dargestellte Einschätzung bezieht sich allerdings nur auf die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Teilstudien.

Wärmesektor

In dem Großteil der betrachteten Studien genießt der Wärmesektor relativ viel Aufmerksamkeit, v.a. in der Dena-Studie und in der OGE-Studie. In der BWE-Studie wird der Wärmesektor mit dem enervis-Wärmemarktmodell untersucht. Dabei werden zunächst der Wärmebedarf auf Basis szenariounabhängiger Prämissen abgeleitet. Danach werden unterschiedliche Szenarien mit verschiedenen Wärmebereitstellungssystemen modelliert und anhand der Kosten und Treibhausgasemissionen untersucht. Die FNB-Studie verfolgt einen ähnlichen zweistufigen Ansatz. Allerdings scheinen die Kostenbetrachtungen eher vereinfacht im Vergleich zur BWE-Studie, soweit sich dies aus der Veröffentlichung entnehmen lässt. Während die BWE-Studie die Technologiekosten nach Gebäudetyp (Ein- und Zweifamilienhäuser) und nach Technologieart (Sole-Wasser- oder Sole-Luft-Wärmepumpe) unterscheidet, nimmt die FNB-Studie nur vereinfacht einen bestimmten Preis an (und unterscheidet nicht nach Art der Wärmepumpe).

Biomasse/ Biogas

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass keine der betrachteten Studien das Potential an Biomasse oder Biogas sehr ausführlich betrachtet oder seine Nutzung detailliert darstellt. Beispielsweise beruft sich OGE auf eine Studie des UBA, der zufolge das Biomassepotential (Festbrennstoffe und Biogas) für die energetische Nutzung auf 202 TWh begrenzt ist. Allerdings wird in der OGE Studie keine Aussage dazu gemacht, wie viel davon gasförmig oder fest ist und in welchen Einsatzbereichen der größte marginale Nutzen wäre. Im Vergleich dazu präzisiert die FNB-Studie nicht, welche Annahmen zum künftigen Potential von Biomasse und Biogasen getroffen werden. Die Nutzung Biomasse und Biogasen wird lediglich auf 3% der Fernwärme beschränkt. Schließlich vergleicht die Leopoldina-Studie

unterschiedliche Annahmen zum Potential von Biomasse und der Rolle von Biomasse/ Biogas im zukünftigen Energiesystem. Eine Szenariobetrachtung oder studieninterne Abschätzung findet hierbei jedoch nicht statt.

Emissionen/ Klimaziele

Die Emissionen einzelner Sektoren und Energieträger werden unterschiedlich detailliert untersucht. Die BWE-Studie unterstellt Treibhausneutralität und verfolgt unterschiedliche CO₂-arme Optionen wie erneuerbaren Strom und synthetische Gase. Im Vergleich dazu ist die Dena-Studie um Einiges genauer. Sie untersucht die Entwicklung der Emissionsfaktoren einzelner Energieträger im Gebäudesektor sowie ihre Entwicklung über die Zeit. In dem Technologiemix 95%-Szenario wird fossiles Erdgas mit synthetischem Gas ersetzt und somit der Emissionsfaktor gesenkt (Content-Switch). Dies ist auch die einzige Studie, die die Zurechnung von Emissionen zu einzelnen Sektoren nach dem Quell- oder Verursacherprinzip diskutiert. Generell argumentieren aber alle Studien, dass energetische Emissionen überproportional stark reduziert werden müssen, um die limitierten und teuren Einsparpotentiale in der Industrie und Landwirtschaft zu berücksichtigen. Lediglich die Zukunft Erdgas Studie fokussiert sich primär auf den Gebäudesektor, erreicht dort die Klimaziele (im Gegensatz zur Übererreichung in den anderen Studien) und berücksichtigt dort nicht das begrenzte Einsparpotential in anderen Sektoren.

Verkehr

Die Annahmen zum Verkehrssektor werden in allen Szenarien exogen vorgegeben. Es findet somit kein (Kosten-) Vergleich von unterschiedlichen Dekarbonisierungsoptionen statt. Einige Studien beschäftigen sich ausschließlich mit PKWs (darunter FNB, OGE), andere treffen auch Aussagen zu dem Güterverkehr, der Schifffahrt oder dem Flugverkehr (z.B. Leopoldina, BWE).

Infrastruktur

Je nach Fokus der jeweiligen Studie, wird der Infrastruktursektor unterschiedlich stark behandelt. In der BMWi-Studie liegt der Fokus sehr stark auf der Modellierung des Stromnetzes, weniger jedoch auf der Abbildung des Gasnetzes. Dies liegt zum einen an den höheren Kosten und zum anderen an der höheren Komplexität des Stromsektors. Grundsätzlich behandeln die Studien, die sich mit unterschiedlichen Klimaszenarien beschäftigen den Infrastruktursektor nicht so detailliert wie diejenigen, die sich mit dem Unterschied zwischen Gas- und Elektrifizierungsszenarien beschäftigen. So berücksichtigt die Leopoldina-Studie zwar die Netzausbaukosten für das Stromnetz, führt allerdings keine Netzabbildung direkt im Modell durch und macht auch keine Angaben zu der Art der Verkabelung (Freileitungen oder Erdkabel). Auch für das Gasnetz werden keine Rückbau- oder Ausbaukosten angeführt. Im Gegenteil dazu modelliert die FNB-Studie das Stromnetz und macht detaillierte Angaben zu historischen Investitionen in das Gasnetz für Ausbau, Instandhaltung und Rückbau, um aus diesen Ausgaben auf die künftigen Gasnetzkosten zu schließen. Die BWE-Studie betrachtet die Kosten wieder aus einer anderen Perspektive. Die Studie teilt Deutschland in mehrere Zonen ein und berechnet die notwendige Strom- und Gasinfrastruktur aus dem Transportbedarf zwischen diesen Zonen. Schließlich vergleicht die Studie den Bedarf und die bereits vorhandene Infrastruktur, um auf die zusätzlich notwendigen Kosten zu schließen. Ein solcher Ansatz ist auf einer etwas höheren Ebene als die Modellierung und Detailbetrachtung in der FNB-Studie. Dementsprechend werden das Verteilnetz, Altinvestitionen und Rückbaukosten nicht betrachtet. Basierend auf den Speicherbedarf werden nur zusätzliche Kosten für den Ausbau von Gasspeichern identifiziert.

Integration von Wasserstoff in das Gasnetz

Bei einigen Punkten verfolgen die Studien sehr unterschiedliche Ansätze, wie beispielsweise bei der Frage wie Wasserstoff in das Gasnetz integriert werden kann. Die FNB-Studie beschränkt nicht den Anteil von Wasserstoff mit einem bestimmten Beimischwert, sondern geht davon aus, dass das Gasnetz teilweise auf Wasserstoff umgebaut werden könnte. Hierfür wird vereinfachend angenommen, dass Investitionskosten in das Gasnetz in gleicher Höhe wie bisher anfallen, allerdings nicht für Gasnetzausbau, sondern für einen Umbau auf Wasserstoff.

Power-to-Gas

Auch bei der Betrachtung von Power-to-Gas gibt es unterschiedliche Detailtiefen. So treffen beispielsweise sowohl die BWE-Studie als auch die FNB-Studie Annahmen zu dem Potential von frei verfügbaren CO₂-Quellen, die bei der Herstellung von Biogas oder Klärgas anfallen. Weithin werden sowohl bei der Elektrolyse als auch bei der Methanisierung fixe Operationskosten berücksichtigt (trotz der hohen Unsicherheiten). Die IEA-Studie befasst sich primär mit den Kosten von unterschiedlichen PtG-Technologien und der erwarteten Kostendegression über die Zeit. Aus diesem Grund werden diese drei Studien als detaillierter als die anderen angeführten Studien angenommen.

2.3. Parameter

Die Parameter als Input für die Berechnungen sind ein wichtiges Unterscheidungsmerkmal der Studien. Für die Interpretation der Ergebnisse sind sie zentral, da sie direkten Einfluss auf die Ergebnisse (und deren Einordnung) haben. An dieser Stelle werden einige zentrale Parameter angesprochen, in den einzelnen Kapiteln zu den Sektoren wird detaillierter darauf eingegangen.

Inputs versus Outputs

Wie das vorausgehende Kapitel gezeigt hat, unterscheiden sich die betrachteten Studien darin, worauf der Schwerpunkt gelegt wird und welche Szenariobestandteile von vornerein festgelegt oder innerhalb des Optimierungsmodells berechnet werden. Dies betrifft unter anderem den Grad der CO₂-Reduktion, die Anteile an bestimmten Technologien sowie den Einsatz von synthetischem Gas.

Zeithorizont

Alle untersuchten Studien (mit Ausnahme von IEA) beziehen sich bei der Analyse primär auf Deutschland. Die Hydrogen Roadmap der IEA ist hingegen eine internationale Studie. Außerdem untersuchen alle Studien das Jahr 2050, da es auch der zentrale Angelpunkt für die deutschen und europäischen Klimaziele ist.

Die restlichen Studien befassen sich allerdings auch mit den Zwischenjahren und der Frage „wann“, nicht nur „ob“, bestimmte Investitionen getätigt werden. So ergeben sich beispielsweise in der BWE-Studie Kostenersparnisse im Gas-Szenario, weil der Zubau von Wärmepumpen später erfolgt als im Elektrifizierungs-Szenario. Auf diese Weise kann das Erstere stärker von der angenommenen Kostendegression profitieren.

Gesamtinvestitionen versus Annuitäten

Wie bereits erwähnt weisen einige Studien die Kosten in Form von Annuitäten aus, während andere die kumulierten Gesamtkosten als Vergleichsmaßstab nehmen. Die Annuitäten hängen sowohl von den gewählten Zinssätzen als auch von der Lebenszeit der Investitionsgegenstände ab. Die Zinssätze können je nach Sektor variieren, da die Gewinnerwartungen von staatlichen und privaten Akteuren, die diese Investitionen tätigen, unterschiedlich sind. Leider lässt sich angesichts der mangelnden Transparenz der Studien kein direkter Vergleich dieser Größen anstellen, weshalb die Kostenannahmen ebenfalls nicht vergleichbar sind. Dabei werden grundsätzlich in allen Sektoren (direkt oder indirekt) die Betriebskosten und Investitionskosten berücksichtigt.

Technologien

Weiterhin hängen die Investitionskosten natürlich von den Kosten der jeweiligen Technologie ab. Allerdings kann man auch heute große Preisunterschiede bei grundlegend gleichen Technologien beobachten. So gibt es beispielsweise signifikante Preisunterschiede je nachdem um welches Modell von Elektrofahrzeug es sich handelt, ob es ein Hybrid- oder reines Elektroauto ist. Auch bei Wärmepumpen kommt es stark darauf an, ob eine Sole-Luft oder Sole-Wasser-Wärmepumpe installiert wird und welche Effizienz sie aufweist. Schließlich hängen auch die Kosten von

PtG-Anlagen sehr stark vom gewählten Standort und Dimensionierung der Anlagen ab. So sind auch die Technologiekosten von Studie zu Studie stark unterschiedlich. Einzelne Studien sind vergleichsweise detailliert und machen eine Unterscheidung nach der Art der eingesetzten Technologie. Beispielsweise unterscheiden OGE und BWE die Technologiekosten zwischen Sole-Wasser und Sole-Luft-Wärmepumpen und BWE zwischen einem Einbau in Ein- oder Mehrfamilienhäusern. Im Vergleich dazu fokussiert sich FNB auf die Luft-Wasser-Wärmepumpe und Dena auf Sole-Wasser-Wärmepumpen. Hinzu kommt, dass einzelne Studien die Kosten per Kilowatt, andere per Quadratmeter oder per Stück ausweisen. Außerdem ist es oft nicht ersichtlich wie groß die Effizienz der Technologien ist und was der genaue Technologiemitmix ist. So wird beispielsweise zum Teil nicht zwischen gasbasierten Technologien oder der Art von Elektro- oder Brennstoffzellenfahrzeugen differenziert. Verteilsysteme bei Heizungssystemen werden ebenfalls nicht detailliert berücksichtigt. Eine Ausnahme stellt hierbei die Dena-Gebäudestudie dar, in der alle marktgängigen Heizsysteme Berücksichtigung finden.

Zwischenfazit

Prinzipiell zeigt die Metaanalyse, dass ein Vergleichen der zentralen Parameter teilweise nicht einfach ist, da die Transparenz nicht immer gegeben ist. In den folgenden Kapiteln wird nochmals genauer darauf eingegangen, wo die zentralen Unterschiede liegen und in wie fern diese die Ergebnisse der Analyse beeinflussen.

2.4. Sektoren

Die Metanalyse zeigt, dass je nach Fragestellung und Fokus der Studie, die Rolle von PtG / PtX sich in den einzelnen Sektoren unterscheidet. Prinzipiell lässt sich feststellen, dass in allen Studien „grünes“ Gas eine bedeutende Rolle spielt. Insbesondere im Energie- und Verkehrssektor scheinen die Alternativen begrenzt zu sein. Oftmals beschäftigen sich die Studien mit dem Grad, zu dem grünes Gas (vor allem PtG) verwendet wird. Im Gebäudesektor werden vor allem die potentiellen Kostenersparnisse im Gas-Szenario durch eine stärkere Nutzung von synthetischem Gas gegenüber dem Elektrifizierungs-Szenario in den Vordergrund gestellt. Die Kostenersparnisse betreffen größtenteils die Technologiekosten, vermiedene Spitzenlastkraftwerke sowie Stromnetzausbau. Nur in dem Elektrizitätsszenario der BWE-Studie kann komplett auf die Nutzung von erneuerbarem Gas im Wärmesektor verzichtet werden.

2.4.1. Wärmesektor

Der Wärmesektor spielt eine zentrale Rolle bei der Erreichung der Klimaziele. Diese können nur durch die Steigerung der Energieeffizienz in Gebäuden sowie bei sehr ehrgeizigen Klimaschutzziele durch die Bereitstellung von emissionsfreier Energie erreicht werden. In welcher Art die Bereitstellung von emissionsfreier Energie bereitgestellt wird, durch elektrische Wärmepumpen, Biomasse, Fernwärme oder grünes Gas ist jedoch ein zentrales Unterscheidungsmerkmal zwischen den Studien.

Rolle von erneuerbarem Gas

Die Nutzung von gasbetriebenen Technologien auf Basis von erneuerbarem Gas bietet großes Einsparungspotential von Investitionskosten im Vergleich zu einem extrem hohen Anteil an strombetriebenen Technologien wie Wärmepumpen. Aufgrund der großen Bedeutung des Wärmesektors für die Dekarbonisierung und des Einsparpotentials durch den Einsatz von gasbetriebenen Technologien steht dieser im Fokus in vielen der betrachteten Studien.

Dieses Einsparpotential resultiert größtenteils aus den eingesparten Technologiekosten. Nur die Dena-Gebäudestudie und OGE-Studie differenzieren zusätzlich zur eingesetzten Technologie auch den Grad der Gebäudehüllen-Effizienz. So können durch den Einsatz von gasbetriebenen Technologien zusätzliche Investitionen in die Gebäudedämmung eingespart werden, weil die Wärmebereitstellung mit höheren Temperaturen erfolgt. Zusätzlich können durch den Einsatz von gasbetriebenen Technologien hohe Spitzenlasten im Winter vermieden werden, wodurch der Bedarf nach Reservekraftwerken und zusätzlichem Stromnetzausbau vermieden werden können. Allerdings können Wärmepumpen deutlich höhere Effizienzen erreichen als Gasbrennwertkessel. Aus diesem Grunde stehen niedrigeren Investitionskosten im Gasszenario oft höhere Energiekosten entgegen. Diese Punkte werden in den Kapiteln 2.4.3 und 2.4.4 thematisiert.

Alternativen zum erneuerbaren Gas

Hinzu kommt, dass das Potential an Biomasse in allen Studien nicht ausreicht, um die Wärmenachfrage zu decken, weshalb PtG zusätzlich an Bedeutung gewinnt. Auch das Potential für Fernwärme ist begrenzt, denn es eignet sich nicht für den Einsatz in dünn besiedelten Gegenden. Außerdem wird oft nicht präzisiert auf welche Art die Fernwärme erzeugt wird (z.B. Biomasseanlage, Abfallwärme, Großwärmepumpe, KWK-Anlage). Aus diesem Grund fokussieren sich die Debatten meist auf den Vergleich zwischen dem Einsatz von elektrischen Wärmepumpen und gasbetriebenen Technologien.

Energienachfrage

Die Größe und Art der Energienachfrage (z.B. nach Gas, Biomasse, Strom) bestimmt sich nach dem gewählten Technologiemark, den Effizienzen der eingesetzten Technologien und dem angenommenen Wärmebedarf. Auf Grund von mangelnden Angaben zum Wärmebedarf in den einzelnen Studien wird hier der Endenergiebedarf gegenübergestellt. Bei einem Wirkungsgrad von um 100% (der bei modernen Gasbrennwertkesseln üblich ist) gibt es keinen wesentlichen Unterschied zwischen den beiden Größen. Allerdings weisen Wärmepumpen Jahresarbeitszahlen zwischen 3 und 5 auf und haben daher einen wesentlich niedrigeren Endenergiebedarf als Gasbrennwertkessel. Folglich haben Szenarien mit hohen Elektrifizierungsraten einen niedrigeren Endenergiebedarf als Szenarien, in denen andere Technologien zum Einsatz kommen.

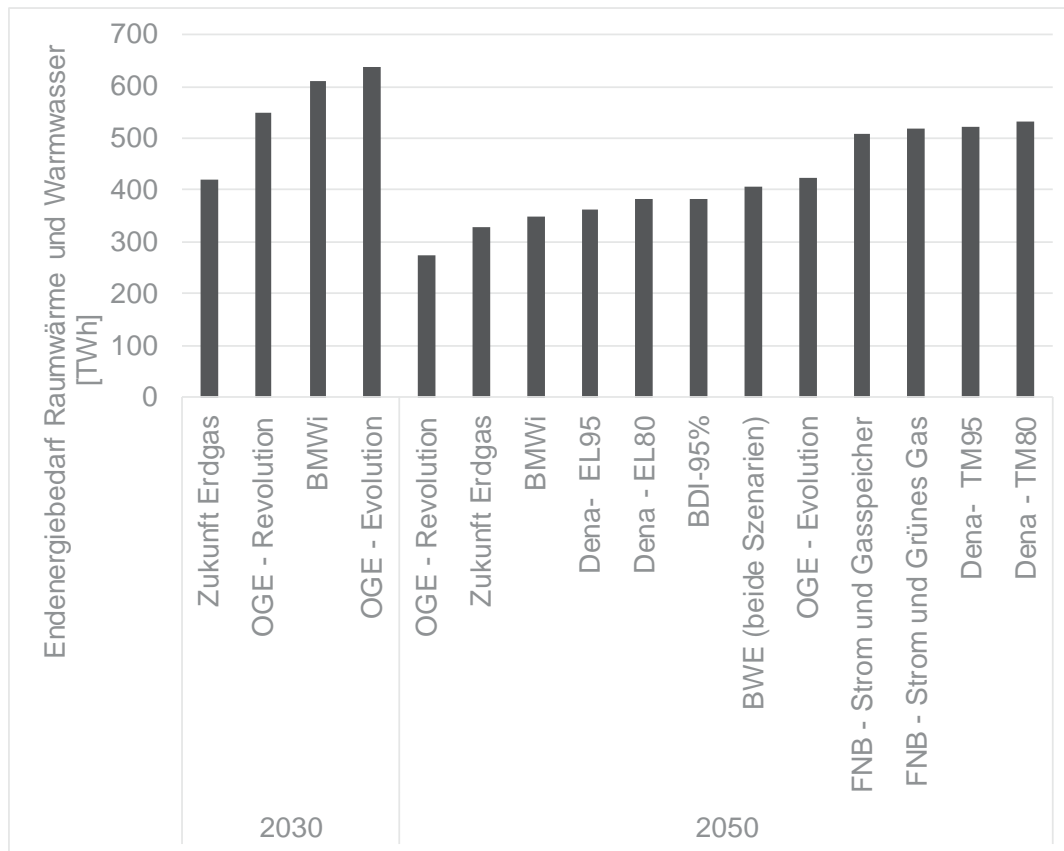


Abbildung 1: Endenergiebedarf Raumwärme und Warmwasser

Prinzipiell gehen alle Studien von einem starken Rückgang des Wärmebedarfs bis 2050 aus. Dieser Rückgang variiert sowohl nach Studie als auch nach Szenario im Bereich zwischen 34% (FNB 2017) und 70% (BMWi 2017), siehe Abbildung 1. Hierfür sind zum Teil erhebliche Sanierungen notwendig, die bei ambitionierten Klimazielen umso drastischer ausfallen müssen. Wie weiter oben beschrieben, findet kaum eine Unterscheidung zwischen den Sanierungsraten und Sanierungstiefe zwischen den Elektrifizierungs- und Gasszenarien statt (mit Ausnahme der Dena-Gebäudestudie). Aus diesem Grund liegen die wesentlichen Unterschiede zwischen den Endenergieverbräuchen - bei gleichbleibenden Klimazielen - in den Effizienzen der genutzten Heizungstechniken.

Technologien

Da wie beschrieben der Grad der Sanierung kein bedeutendes Unterscheidungsmerkmal zwischen den Gas- und Elektrifizierungsszenarien darstellt, stellen die Technologiekosten neben Energiekosten das wichtigste Kostenkriterium dar. Eine Vergleichbarkeit der Technologiekosten zwischen den Studien ist jedoch problematisch, da einzelne Studien die Technologiekosten pro kW installierter Leistung (FNB, BWE, OGE), eine pro Stück (Dena) und eine pro Quadratmeter (Zukunft Erdgas) angeben. Außerdem beschreiben die Kostenangaben zum Teil ganze Heizsysteme in Verbindung mit Solarthermieanlagen zur Warmwasserbereitung, Lüftungen und anderen zusätzlichen Optionen.

Zusätzlich unterscheidet eine Studie bei den Kosten zwischen Einfamilien- und Mehrfamilienhäusern. Diese Komplexität erschwert die Vergleichbarkeit noch zusätzlich.

Anhand der elektrischen Wärmepumpen können diese Unterschiede noch weiter verdeutlicht werden. Die FNB-Studie beschränkt ihre Betrachtung auf die Luft-Wasser-Wärmepumpe und schätzt die Kosten für 2050 mit 3500 €/kW ab. Die OGE-Studie schätzt hingegen, dass Sole-Wasser-Wärmepumpen im Jahre 2030 bereits 1500 €/kW und in 2050 nur noch 1400 €/kW kosten werden. Im besonders optimistischen Technologieschub-Szenario wird geschätzt, dass die Kosten sogar auf 1100 €/kW sinken können. Die Luft-Wasser-Wärmepumpen könnten im Jahre 2050 nur noch 1050 €/kW kosten, im Technologieschub-Szenario sogar nur noch 800 €/kW. Die Kostenabschätzungen unterscheiden sich also in den zwei Studien um mehr als den Faktor zwei und verdeutlichen die große Variabilität der Annahmen. Beide Studien beziehen sich bei ihren Kostenabschätzungen auf andere Studien, darunter Fraunhofer ISE „Was kostet die Energiewende“ und Fraunhofer IWES „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“. Diese Studien scheinen nur die Kosten der Heizungssysteme, nicht jedoch anderer Kostenpositionen wie Verteilsysteme (z.B. Fußbodenheizungen) widerzugeben. Die deutlichen Kostenunterschiede liegen daher anscheinend nicht in der Berücksichtigung von unterschiedlichen Komponenten. Es gibt allerdings eine Reihe von anderen Kriterien, die einen großen Einfluss auf die Technologiekosten haben können. Dies sind unter anderem die Dimensionierung der Heizungsanlage, die Tiefe der Bohrungen/Kollektoren für Sole-Wasser-Wärmepumpe und die angenommene Kosten-degression.

Potentielle Einsparungen

Die Dena-Gebäudestudie und die OGE-Studie unterscheiden bei der Dämmung zwischen strom- und gasbetriebenen Technologien. Häuser, die mit gasbetriebenen Technologien geheizt werden, müssen in der Regel nicht ganz so stark gedämmt werden, wodurch zusätzliche Investitionen in die Gebäudehülle eingespart werden können. Dementsprechend sind für diese zwei Studien die potentiellen Einsparungen einiges größer als in der BWE oder FNB-Studie. Es fällt außerdem auf, dass die Einsparungen durch vermiedene Isolation in der Dena-Studie höher sind, als für die Gebäudetechnik. In der OGE-Studie wird allerdings nicht dargestellt, welcher Anteil der Einsparungen durch vermiedene Investitionen in die Gebäudehülle oder in die Anlagentechnik resultiert. In der BWE-Studie sind vor allem die Luft-Wasser-Wärmepumpen deutlich günstiger als die Wärmepumpen in der FNB-Studie. Dies könnte erklären weshalb in der FNB-Studie die Einsparungen doppelt so groß sind wie in der BWE-Studie.

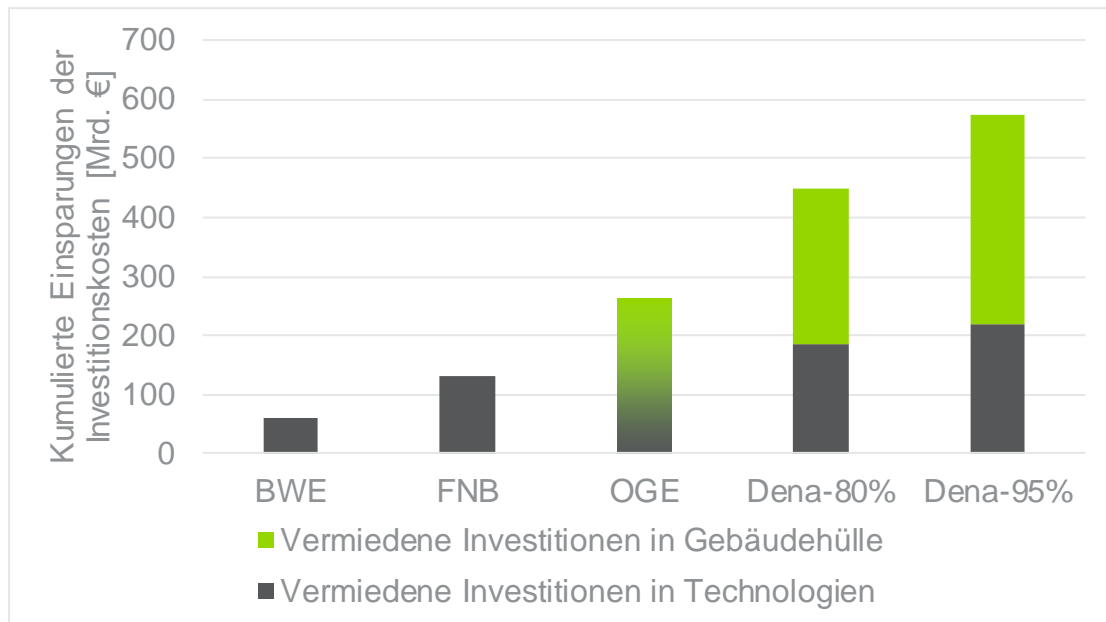


Abbildung 2: Zeitlich kumulierte Einsparungen (bis 2050) im Wärmesektor im Gas-Szenario im Vergleich zum Elektrifizierungs-Szenario

Zwischenfazit

Trotz der zum Teil problematischen Vergleichbarkeit der Input-Parameter und Ergebnisse können einige zentrale Aussagen abgeleitet werden, die alle Studien verbinden. Zum einen wird deutlich, dass für die Erreichung des 80%-Klimaziels und insbesondere des 95%-Klimaziels ein bedeutender Rückgang des Endenergiebedarfs und somit hohe Investitionen in Gebäudesanierungen notwendig werden. Weiterhin streben in den 95%-Klimaszenarien alle Studien eine weitgehende THG-Neutralität des Wärmesektors an, weil der Gebäudesektor über vergleichsweise günstige THG-Vermeidungsoptionen verfügt. Einzige Ausnahme ist die Dena-Gebäudestudie. Diese nimmt den Gebäudesektor als Ausgangspunkt und stellt somit sicher, sodass die angestrebten THG-Ziele erreicht werden (in diesem Falle je 80% und 95%-THG-Reduktion) und analysiert davon ausgehend die anderen Sektoren.

Die großen Unterschiede bei der Berücksichtigung der Technologiekosten verdeutlichen jedoch die hohe Sensibilität der Ergebnisse von den Inputparametern und die Schwierigkeit bei der Bewertung und Interpretation der Ergebnisse. Weiterhin unterscheiden sich die Studien in den berücksichtigten Technologien. Die Vor- und Nachteile der jeweiligen Technologien je nach Wärmebedarf und Gebäudetyp werden nur wenig analysiert. Einzelne Studien weisen hybriden Wärmepumpen eine zentrale Rolle im Wärmesektor zu (z.B. Leopoldina), andere Studien hingegen berücksichtigen diese nicht oder machen keine expliziten Angaben dazu (BWE, FNB).

Es könnte weiter noch zusätzlich untersucht werden, ob es sinnvoller ist, alle Häuser möglichst tiefgreifend zu sanieren oder ob es sinnvoller sein könnte, bei der Sanierungstiefe zwischen der Art der eingesetzten Technologie zu unterscheiden. So könnten beispielsweise hybride Wärmepumpen bei einer weniger hohen Sanierung zu Kostensparnissen bei der Sanierung führen. Allerdings würden diese auch einen entsprechend hohen Wärmebedarf ha-

ben, was zu einer höheren Energienachfrage und zu höheren Spitzenlasten führen würden. Diesen Ansatz hat beispielsweise die „Gas for Climate“ Studie gewählt. Allerdings bleibt zu prüfen, welcher Ansatz aus volkswirtschaftlicher und betriebswirtschaftlicher Perspektive erstrebenswerter ist.

2.4.2. Verkehrssektor

Die Dekarbonisierung des Verkehrssektors geht bisher nur schleppend voran. Sowie in der politischen Diskussion als auch in den untersuchten Studien wird vor allem eine stärkere Elektrifizierung des Personenverkehrs als wesentliche Maßnahme gesehen. Die Studien diskutieren zum Teil zwar durchaus auch den Flugverkehr und die Schifffahrt, weshalb sie in

Tabelle 2 als ausführlicher kategorisiert werden, allerdings bleiben viele wichtige Fragen unbeantwortet. So gehen die gewählten Antriebsarten als Szenario Input ein und es findet darüber hinaus kaum eine Unterscheidung nach Nutzung, Infrastrukturkosten und CO₂-Bilanz zwischen den möglichen Optionen statt. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die Energieträger, die als Optionen für die unterschiedlichen Verkehrsmittel betrachtet werden. Zum Teil wird nicht zwischen den einzelnen Szenarien unterschieden.

Tabelle 3: Berücksichtigte Optionen für unterschiedliche Verkehrsmittel

Studie	FNB	Dena ¹	Leopoldina	OGE	Zukunft Erdgas	BWE	BDI	IEA	BMWi
PKW	50% PtL 50% EV ² oder PtG	-	9 Mio. EV, sonst PtL, H ₂ , Hybrid	70% EV, 30% PtL	-	100% EV	59-75% EV, 5% H ₂ , 5% PtG, 15- 31% PtL/ Diesel/ Benzin	H ₂	-
Güter- verkehr			PtG, PtL, Oberleitungs- LKW						
Flugverkehr	-		PtL		-	PtL			-
Schifffahrt	-		PtL, PtG		-	PtG	H ₂		-

¹ Die Dena-Gebäudestudie steht im Kontext der großen Dena „Integrierte Energie-Wende“-Studie. In diesem Zusammenhang wurde der Verkehrssektor als Teil der Systemoptimierung ebenfalls berücksichtigt.

² EV steht für Elektrofahrzeug

Rolle von erneuerbarem Gas

Nur in dem FNB „Strom und grünes Gas“-Szenario wird auf Elektrifizierung des Straßenverkehrs zugunsten von PtG komplett verzichtet. In den anderen Studien wird PtG zwar auch zum Teil im Personenverkehr genutzt, allerdings wird die größte Nutzung im Güterverkehr und in der Schifffahrt gesehen.

Alternativen zum erneuerbaren Gas

Neben PtG spielt PtL ebenfalls eine wichtige Rolle. Im Flugverkehr ist es neben flüssiger Biomasse, die jedoch als Option nicht berücksichtigt wird, die einzige Option. Leopoldina argumentiert, dass es bei dem Güterverkehr keinen klaren Gewinner zwischen dem Einsatz von PtG, PtL und Oberleitungs-LKW gibt. Daher sollte keine der Optionen von vornerein ausgeschlossen werden.

Technologien

Ähnlich wie im Wärmesektor, ist ein Vergleich der Kosten der eingesetzten Technologien mit Schwierigkeiten verbunden, da sich die Kosten nach unterschiedlichen Faktoren (z.B. Fahrzeugklasse, Hybrid) unterscheiden. Allerdings fallen auch hier große Kostenunterschiede auf. Die FNB-Studie stützt sich auf zwei Quellen (UBA und Fraunhofer 2015b) und setzt die Stückkosten von Elektro-PKW's mit 26000 € und von Gas-PKW's mit ca. 25000 € an. Im Gegensatz dazu schätzt BWE die Stückkosten eines Gasautos im Vergleich zu einem Elektroauto als teurer ein. So werden die Stückkosten eines Gas-PKW's auf ca. 43000 € und eines Brennstoffzellenfahrzeugs auf 41000 € geschätzt. Die Kosten eines Elektro-PKW's belaufen sich dagegen auf 35000 € und die eines Hybrid-Fahrzeugs auf 35200 €.

Potentielle Einsparungen

Aufgrund der unterschiedlichen Stückkosten könnten sich auch unterschiedliche Aussagen zu dem Einsparpotential durch den Einsatz von Gas-Fahrzeugen ableiten, allerdings betrachtet BWE nur ein einziges Szenario im Verkehrssektor. Nur FNB weist potentielle jährliche Einsparungen in Höhe von 1,6 Mrd. € durch den stärkeren Einsatz von Gasfahrzeugen aus. Dem gegenüber stehen allerdings höhere Kosten für den höheren Energieverbrauch von Gasfahrzeugen im Vergleich zu Elektrofahrzeugen.

Zwischenfazit

Es scheint unklar zu sein, wie die Kosten von gasbetriebenen Fahrzeugen im Vergleich zu den Alternativen einzuschätzen sind. Weiterhin wurden auch andere wichtige Faktoren wie die Infrastruktur oder die CO₂-Bilanz bei der Herstellung und Abfallverwertung der Fahrzeuge kaum betrachtet. Daher herrscht hier durchaus noch weiterer Untersuchungsbedarf.

2.4.3. Energiesektor

Dieses Kapitel thematisiert die Bedeutung von PtG zur Deckung des Energiebedarfs und zur Erfüllung der Klimaziele. Weiterhin gibt es einen Überblick über die wesentlichen Rahmenbedingungen und Annahmen zum Energiesektor, die eine Einordnung der Ergebnisse ermöglichen. Die Energiebedarfe aus den zwei vorherigen Kapitel fließen in dieses Kapitel mit ein und beeinflussen die Aussagen zu den potentiellen Einsparungen. Wie bereits erwähnt, haben gasbasierte Technologien zwar zum Teil geringere Stückkosten, dafür aber auch eine geringere Effizienz. Dies resultiert in größeren Energiebedarfen, die sich wiederum auf die potentiellen Einsparungen auswirken. Da die Energiebedarfe aus den einzelnen Sektoren als Teil des Gesamtsystems optimiert werden, können sie nicht separat betrachtet werden und werden daher im Rahmen des gesamten Energiesektors thematisiert.

Rolle von erneuerbarem Gas

Die Substitution von fossilem Gas durch erneuerbares, emissionsarmes Gas wird in allen Studien bei ehrgeizigen CO₂-Minderungszielen als ein wichtiger Baustein für die Dekarbonisierung des Energiesektors gesehen (Content-Switch). Gaskraftwerke, die mit erneuerbarem Gas betrieben werden, werden in allen Szenarien mit strikten Klimaziele als Reservekapazität vorgehalten. Je größer die Spitzenlast, beispielsweise durch den Einsatz von elektrischen Wärmepumpen und Elektroheizungen hervorgerufen, desto größer ist der Bedarf an Reservekapazität (siehe Abbildung 3). Aufgrund der Wirkungsgradverluste bei der Herstellung von synthetischem Gas und der beschränkten Verfügbarkeit von Biomethan werden Gaskraftwerke allerdings nicht zur Deckung der Grundlast eingesetzt. Laut DVGW sei die existierende Gasinfrastruktur bereits heute in der Lage, über PtG den erforderlichen Speicherbedarf zur Verfügung zu stellen.

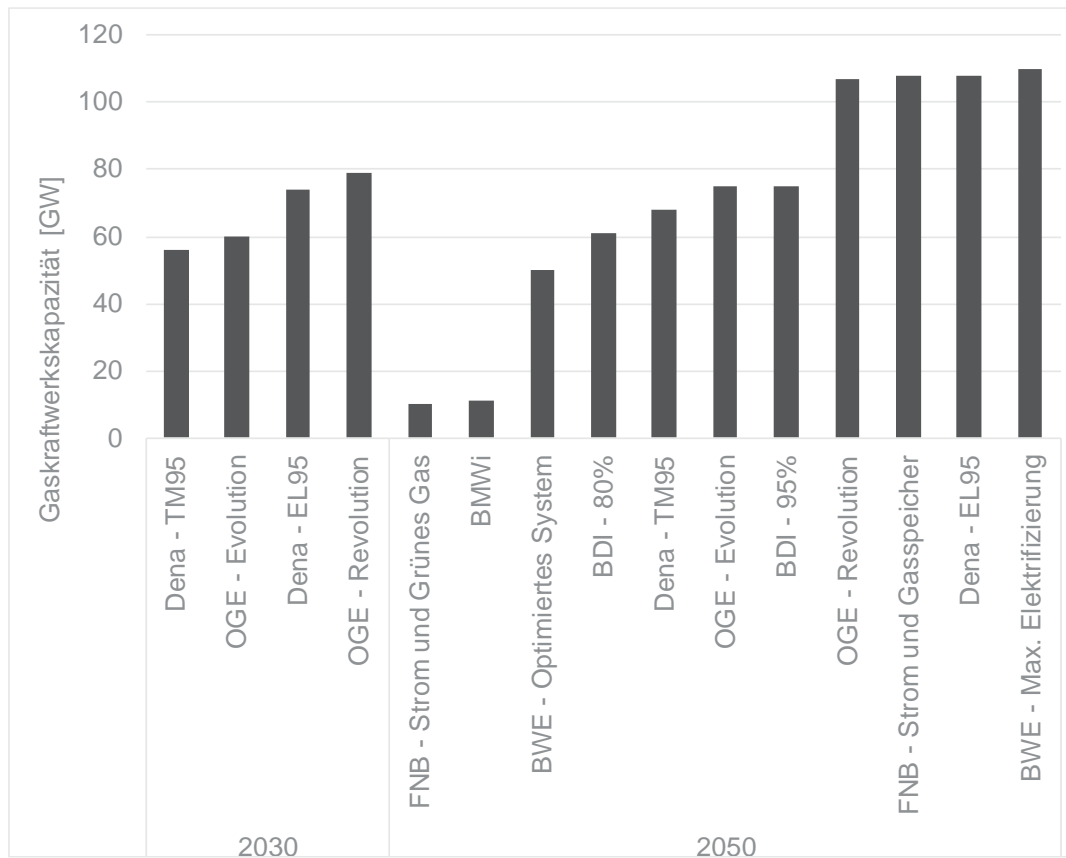


Abbildung 3: Installierte Gaskraftwerkskapazität in 2050 (Gesamtkapazität)

Alternativen zum erneuerbaren Gas

Alternativ können auch Batteriespeicher oder Biomassekraftwerke Flexibilität für das Energiesystem bereitstellen. Allerdings argumentiert keine der untersuchten Studien gegen den Einsatz von Gaskraftwerken als Reservekapazität. Vielmehr werden die alternativen Optionen als Zusatz gesehen, vor allem da Batteriespeicher sich für die kurzfristige und schnelle Bereitstellung von Flexibilität eignen, wohingegen Gaskraftwerke als saisonale Speicher geeignet sind. In den untersuchten Studien haben Biomassekraftwerke aufgrund des begrenzten Potentials an Biomasse keine zentrale Rolle bei der Bereitstellung von Flexibilität. Darüber hinaus untersucht die DVGW-Studie, wie ein europaweiter Netzausbau zur Schaffung einer „Kupferplatte“ den Bedarf an erforderlichen Flexibilitäten senken könnte. Demnach müssten weiterhin 20% der jährlichen Stromnachfrage als Back-up-Kapazität zur Verfügung stehen. Bei der Betrachtung von kleineren Netztopologien (z.B. Deutschland) würde der Back-up-Bedarf 30% der Stromnachfrage, und somit für Deutschland 165 TWh betragen. Die vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke seien dafür nicht ausreichend. Allerdings könnten die verfügbaren Speicherkapazitäten bis 2050 ca. 23 TWh Wasserstoff und 155 TWh Methan (bei einem Wirkungsgrad von 60% bei einer Rückverstromung über ein GuD-Kraftwerk) liefern.

Energienachfrage

Wie in den zwei vorausgehenden Unterkapiteln erläutert wurde, beeinflusst die Wahl der eingesetzten Technologien maßgeblich die Endenergienachfrage. Die Höhe der Endenergienachfrage bestimmt auch, wie groß die notwendigen Erzeugungskapazitäten sein müssen und wie hoch schließlich die Energiekosten ausfallen. Neben den verwendeten Technologien haben auch die Annahmen zu Effizienzsteigerungen einen erheblichen Einfluss auf die Endenergienachfrage. Abbildung 4 illustriert die Endenergienachfrage in 2050 für Haushalte, Gewerbe, Verkehr und die Industrie. Wie erwartet, sinkt der Endenergiebedarf mit steigendem Grad der Elektrifizierung. So ist beispielsweise die Endenergienachfrage im „Strom und Gasspeicher“-Szenario der FNB-Studie um ca. 4% niedriger als im „Strom und Grünes Gas“-Szenario der gleichen Studie. Im Ersteren wird synthetisches Gas lediglich in Reservekraftwerken verstromt, der Wärme- und Verkehrssektor wird hingegen weitgehend elektrifiziert. Im zweiten Szenario wird synthetisches Gas direkt zur Deckung der Endenergienachfrage eingesetzt. Auch im BWE „Maximale Elektrifizierung“-Szenario ist die Endenergienachfrage um etwa 3% geringer als im Szenario „Optimiertes System“, in dem synthetisches Gas eine größere Rolle spielt. Dies zeigt, dass eine stärkere Nutzung von Gas im Vergleich zur stärkeren Elektrifizierung zwar weniger effizient ist, dies jedoch lediglich zu 3-4%.

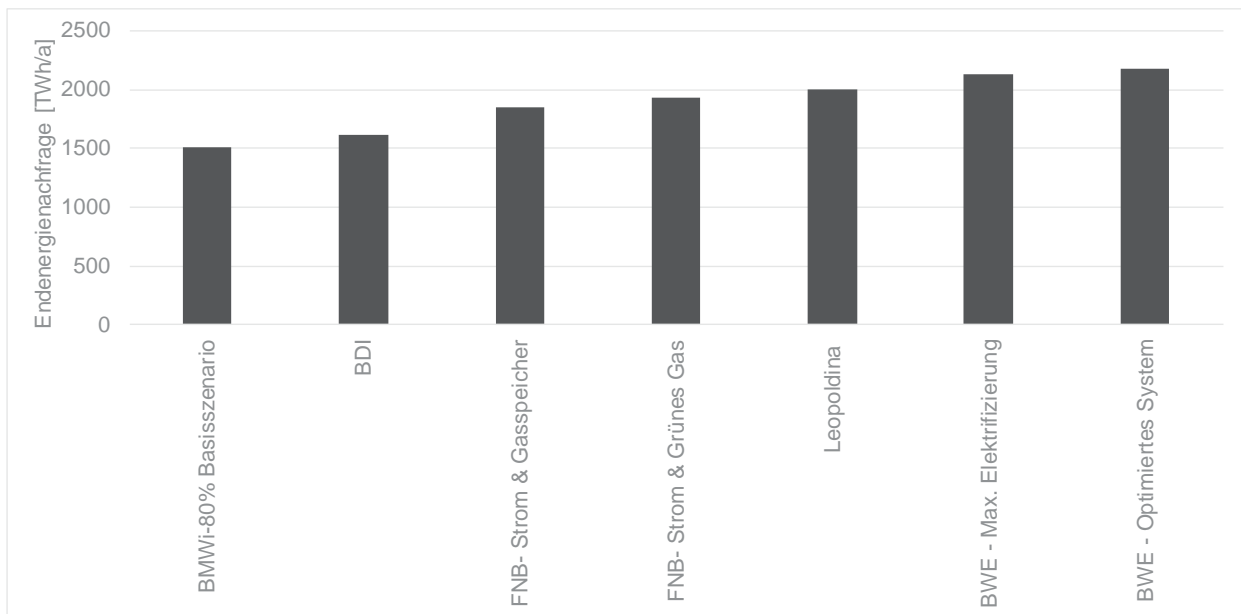


Abbildung 4: Vergleich der Endenergienachfrage (enthält auch die Endenergienachfrage für den Wärme-, Transport- und Industriesektor)³

³ Die Dena-Gebäudestudie ist hier nicht aufgeführt, weil in dieser nur die Endenergienachfrage für den Gebäudesektor aufgeführt ist.

Stromnachfrage

In allen Studien schreitet die Elektrifizierung zwischen 2030 und 2050 signifikant voran. Dies führt zu einer Steigung der Stromnachfrage von ca. 500 TWh /a in 2016⁴ auf bis zu 1000 TWh/a (in den BWE und FNB Elektrifizierungsszenarien). Zusätzlich wird besonders bei den Szenarien mit einem 95%-Klimaziel ein erheblicher Anteil der Stromnachfrage für die Herstellung von synthetischem Gas (PtG) und synthetischen Kraftstoffen (PtL) verwendet. Die Unterscheidung wie viel Strom jeweils für PtG und PtL verwendet wurde, geht in der Regel nicht aus den Studien klar hervor und wird daher hier nicht unterschieden.

Ein Teil der Stromnachfrage - insbesondere die Spitzen - kann entweder direkt über Stromimporte oder indirekt über Importe von PtG und PtL gedeckt werden (Abbildung 7). Die OGE-Studie nimmt an, dass ein Teil der PtG- oder PtL-Nachfrage über Importe gedeckt werden, macht allerdings keine Angaben zu der Höhe der Stromnachfrage, die ihre Produktion im Ausland verursacht (Abbildung 5). Somit ist die Vergleichbarkeit der OGE-Studie mit den anderen Studienergebnissen eingeschränkt.

Durch die Berücksichtigung des europäischen Stromhandels kann bei der Optimierung des Kraftwerksparks teilweise auf zusätzliche Reservekraftwerke zur Deckung von einzelnen Nachfragespitzen verzichtet werden. Somit sinkt nicht nur die erforderliche Erzeugungskapazität, sondern auch die benötigten Investitionen. Einige Studien, darunter Dena, BWE, streben ein weitestgehend ausgeglichene Stromsaldo bis 2050 an (Importe von PtX werden allerdings berücksichtigt). In der OGE-Studie zeigt sich je nach Szenario ein unterschiedliches Bild. So wird Deutschland im Elektrifizierungs-Szenario „Revolution“ in 2050 zum Nettoimporteur von Strom. Im Gas-Szenario „Evolution“ hingegen könne aufgrund der niedrigeren Stromnachfrage im Vergleich zum Szenario „Revolution“ in Stunden mit guter Erzeugung aus erneuerbaren Energien ein Überangebot an Strom entstehen und Deutschland somit zum Stromnettoexporteur machen. Die Studien Leopoldina und BDI argumentieren, dass die hohe Stromnachfrage nicht kosteneffizient im Inland gedeckt werden kann. Grundsätzlich ist der Standpunkt dieser Studien ähnlich, nämlich, dass die Strom- und Gaserzeugung im Ausland (europäisch und außereuropäisch) günstiger ist als in Deutschland. Die Unterscheidung liegt vor allem darin, ob ausgegangen wird, dass die Importe direkt oder indirekt stattfinden.

⁴ <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch>

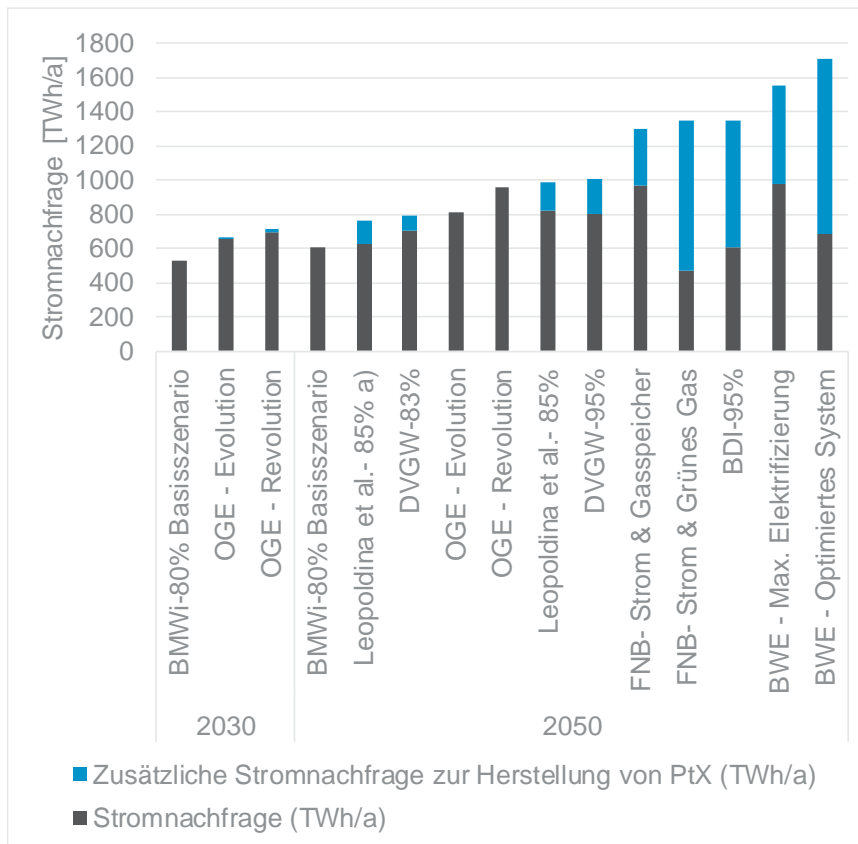


Abbildung 5: Vergleich der Stromnachfrage

Wie die obige Abbildung 5 zeigt, ist die Spannweite der Stromnachfrage zwischen den einzelnen Szenarien sehr groß. So ist beispielsweise im BWE-Elektrifizierungsszenario die Stromnachfrage doppelt so hoch wie im Basisszenario der BMWi-Studie. Das ist zum einen auf die ambitionierteren Klimaziele der BWE-Studie (95% im BWE-Elektrifizierungsszenario versus 80% im Basisszenario) und zum anderen auf den verstärkten Einsatz von PtX im BWE-Elektrifizierungsszenario zurückzuführen. Bei einem Klimaziel von 80% können fossile Energieträger wie Erdgas und Öl immer noch eine Rolle spielen, auch wenn diese Rolle stark reduziert wird. Falls jedoch eine Reduktion der Treibhausgase von 95% angestrebt wird, dann müssen diese fossilen Energieträger durch Energieträger ersetzt werden, die möglichst treibhausgasneutral sind. Dies geschieht primär durch erneuerbaren Strom (und eventuell im zweiten Schritt durch die Herstellung von synthetischen Gasen).

Gasnachfrage

Ein Extremszenario präsentiert die FNB-Studie mit „Strom und Grünes Gas“. In dieser Studie ist die Stromnachfrage für die Herstellung von synthetischen Gasen höher als die direkte Stromnachfrage. Der Grund hierfür liegt in der Parametrierung der Szenarien. Im „Strom und Grünes Gas“-Szenario werden beispielsweise 50% der PKWs mit synthetischen Gasen betrieben. Weiterhin werden Wärmepumpen nur zum einen geringen Teil und vor allem in Neubauten eingesetzt.

Der größte Anstieg findet mit einer Verzehnfachung in den OGE-Szenarien bis 2050 statt. Da in den Dena-Szenarien ausschließlich die Nachfrage nach synthetischem Gas für den Gebäudesektor aufgeführt wird, fällt der Anstieg hier vergleichsweise gering aus.

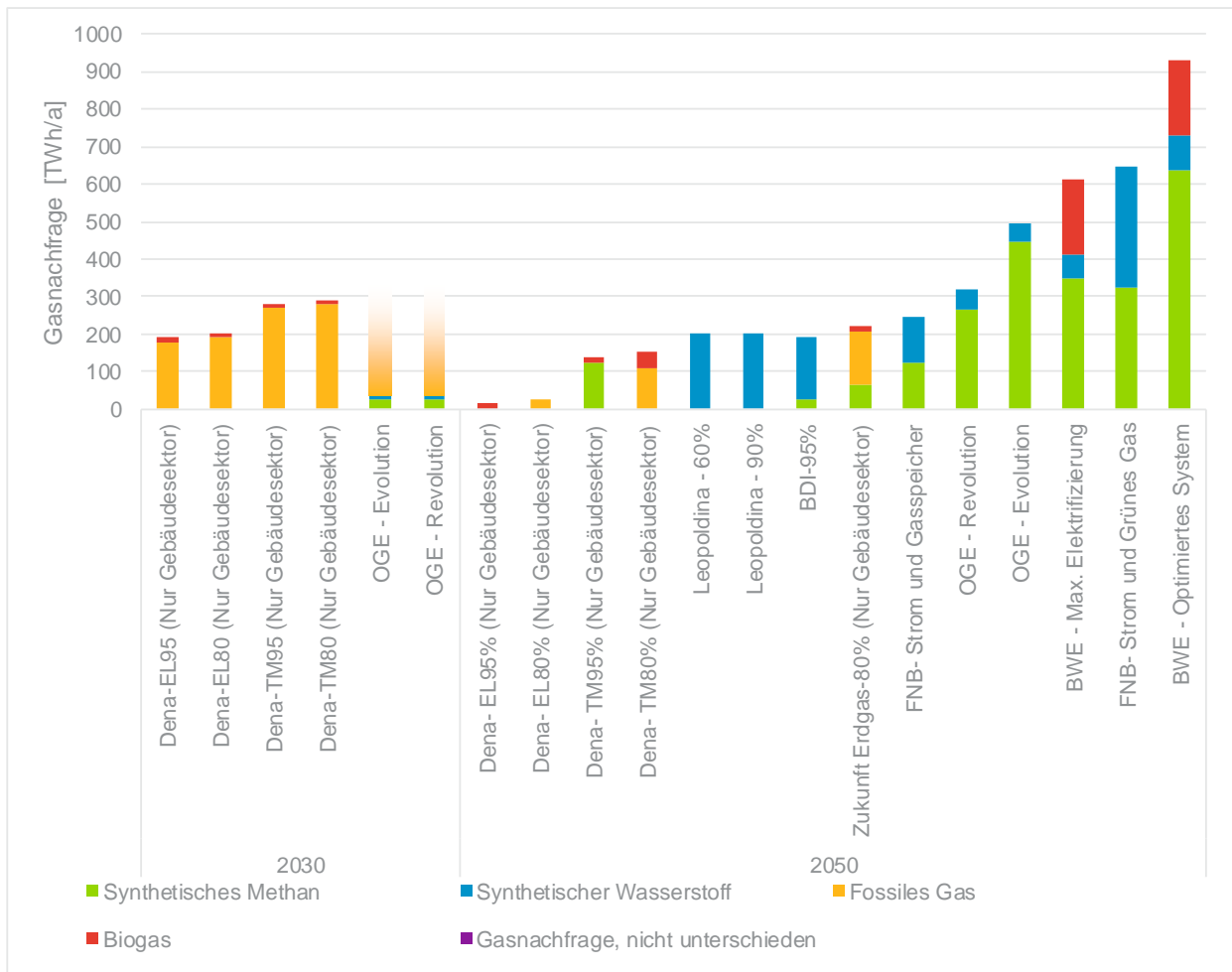


Abbildung 6: Vergleich der Gasnachfrage nach Studie und Gasart⁵

Fossiles Gas spielt in der Zukunft nur noch in zwei Studien eine Rolle. In den OGE-Szenarien geht für 2030 nicht klar hervor, in welchem Ausmaß fossiles Gas eingesetzt wird. Aus diesem Grund verschwimmt der Balken für die Nachfrage nach fossilem Gas. In 2050 wird fossiles Gas nur noch in dem 80%-Szenario der „Zukunft Erdgas“-Studie

⁵ In den OGE Szenarien in 2030 geht nicht klar hervor, in welchem Ausmaß fossiles Gas eingesetzt wird, daher verschwimmen die Balken. Außerdem ist bei der Zukunft Erdgas Studie nur der Wärmebereich analysiert worden. Eine detaillierte Zusammenstellung von Einzelaussagen in den Studien wurde nicht durchgeführt, sondern lediglich als Summe ausgewiesene Gesamtmengen verglichen.

und den 80 %-Szenarien der dena-Studie (TM und EL) nachgefragt, bei ambitionierteren Zielen muss auf fossiles Gas komplett verzichtet werden.

Aufgrund des begrenzten Potentials an Biogas spielt es in der gesamten Gasnachfrage keine große Rolle. Zusätzlich wird zum Teil nicht zwischen verfügbarem Biogas und Biomasse unterschieden. Dies liegt zum Teil auch daran, dass es in den Studien nicht genauer behandelt wird. Die FNB-Studie nimmt beispielsweise an, dass 2050 etwa 3% des Fernwärmebedarfs mit Biomasse und Biogas gedeckt ist. Damit wird dieses Potential als ausgeschöpft betrachtet. Synthetisches Gas wird dann mindestens als saisonaler Speicher („Strom und Gasspeicher“) verwendet, auch wenn in den Endenergieanwendungen auf das Gas verzichtet wird. Ähnlich argumentieren auch die anderen Studien, mit Ausnahme der BWE-Studie. Diese schätzt das Potential von Biogas auf 200 TWh und allokiert es als Gasspeicher für den Stromsektor. Generell geht das Biogaspotential und seine Rolle als Input in die Studien ein und werden nicht innerhalb der vorgestellten Studien betrachtet.

Die Einschätzung, ab welchem Zeitpunkt, synthetisches Methan eine Rolle spielt, variiert je nach Studie. In den OGE-Szenarien besteht bereits eine leichte Nachfrage nach synthetischem Gas in 2030. Auch in den Leopoldina-Szenarien spielt synthetisches Gas bereits in 2030 eine signifikante Rolle. Diese Studie argumentiert auch, dass in 2050 bereits bei einem Klimaziel von lediglich 60% Reduktion synthetisches Gas benötigt wird. Im Gegensatz dazu argumentiert die BDI-Studie, dass bei einem Klimaziel von 85% der Überschussstrom aus erneuerbaren Energien für die Herstellung von PtG nicht ausreicht. Demnach würden sonstige Flexibilitätsoptionen ausreichen, um den anfallenden Überschussstrom abzufangen.⁶ Zu einem ähnlichen Ergebnis kommen auch die Langfristszenarien des BMWi. Demnach spielt PtG erst bei einem Klimaziel von 95% eine signifikante Rolle im Energiesystem.

Aus Abbildung 6 geht ebenfalls hervor, dass die Gasnachfrage in ehrgeizigen Klimaschutzszenarien deutlich vom synthetischen Methan dominiert ist. Die Methanisierung stellt einen weiteren Produktionsschritt dar und ist somit mit zusätzlichen Verlusten verbunden. Andererseits ist die Beimischung von Wasserstoff ab einem gewissen Anteil mit zusätzlichen Kosten und Herausforderungen verbunden. Alle Studien gehen davon aus, dass die Begrenzung des Wasserstoffanteils von den heutigen 5% auf 10% gesteigert werden kann. Die BDI-Studie limitiert den Wasserstoffanteil allerdings auf konservative 3%. In den FNB-Szenarien wird der Anteil von Wasserstoff und Methan auf 50/50 festgelegt, da die verbleibenden CO₂-Emissionen aus biogenen Quellen und verbleibenden Emissionen aus Industrieprozessen für einen solchen Anteil genutzt werden können. Zusätzlich wird angenommen, dass eine Umrüstung der Gasinfrastruktur auf Wasserstoff vorgenommen wird. In den Leopoldina-Szenarien wird zwar angegeben, dass die Nachfrage nach Wasserstoff bei 200 TWh liegt, allerdings wird ein Teil davon methanisiert oder in flüssige Kraftstoffe umgewandelt. Es wird nicht angegeben, wie die Aufteilung in Kraftstoffe, Methan und Wasserstoff erfolgt.

⁶ Da die Herstellung von synthetischem Gas mit Verlusten verbunden ist, ist es kostenoptimal, den Strom möglichst dann zu nutzen, wenn dieser verfügbar ist. Falls die verfügbare Strommenge jedoch höher ist als die Stromnachfrage, dann kann der Strom statt zur Abregelung zur Herstellung von synthetischen Gasen verwendet werden. Falls jedoch nur wenig Überschussstrom verfügbar ist, müssten die PtG-Anlagen entweder mit niedrigen Volllaststunden betrieben werden oder müssten auf Strom mit einem höheren marginalen Wert zurückgreifen, was die Wirtschaftlichkeit des synthetischen Gases beeinträchtigen würde.

Importe/ Exporte

Wie bereits erwähnt, argumentieren einige Studien, dass der Import von synthetischen Gasen (PtG) und Kraftstoffen (PtL) günstiger ist, als die innerdeutsche Produktion. Allerdings präzisieren die analysierten Studien meist nicht, wie viel PtG und wie viel PtL importiert wurden, sondern sprechen lediglich vom Oberbegriff „Power-to-X“ (PtX). Daher zeigt die folgende Grafik die Menge am gesamten importierten PtX ohne zwischen PtG und PtL zu differenzieren.

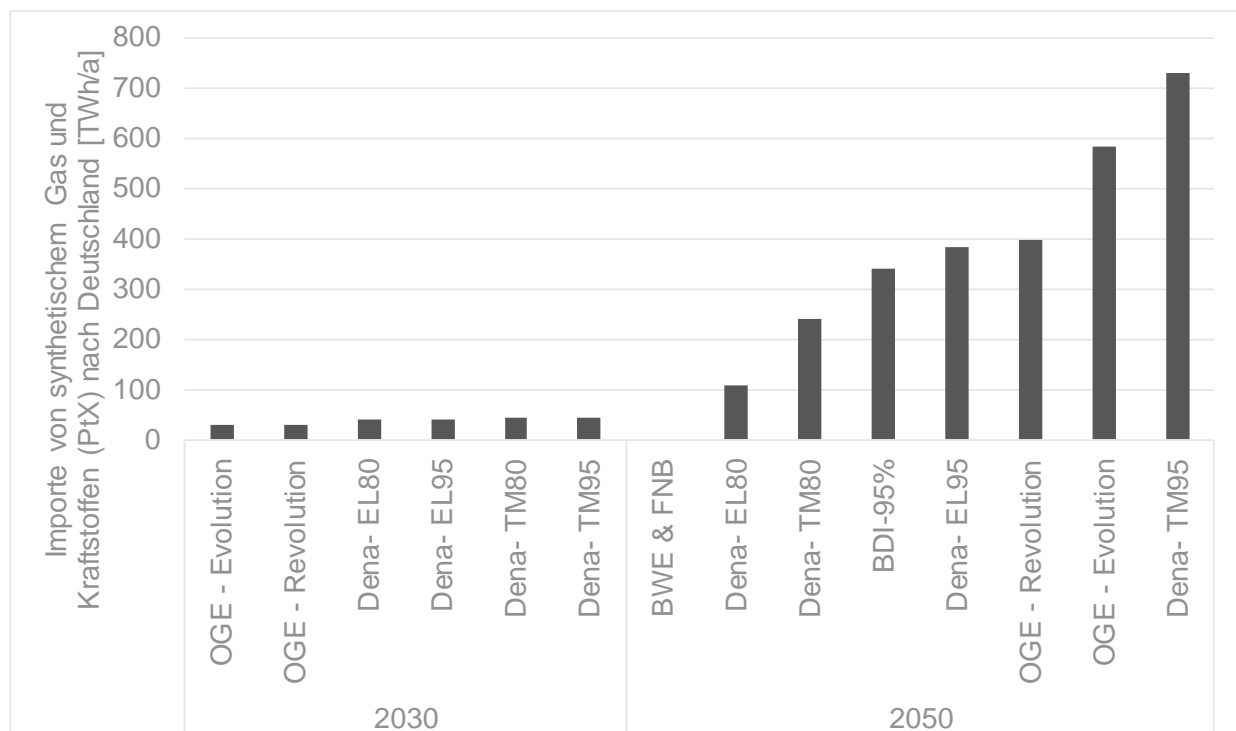


Abbildung 7: Importe von PtX nach Deutschland

Auffällig ist, dass die Studien gegensätzliche Annahmen vertreten, wenn es um die Menge an importiertem PtX in 2050 geht: Entweder gehen sie davon aus, dass eine beträchtliche Energiemenge (über 300 TWh) importiert wird (darunter OGE, Dena, BDI), oder, dass der Bedarf komplett im Inland gedeckt wird (BWE, FNB). OGE und BDI gehen dabei von Importquoten von über 80% aus. Dabei argumentieren die Studien, die auf PtX-Importe setzen, mit niedrigeren Kosten für importiertes PtX und mit einer im Vergleich zu heute niedrigeren Abhängigkeit von Energieimporten aus dem Ausland. Schließlich wird heute der Großteil der deutschen Nachfrage nach fossilen Energieträgern ebenfalls aus dem Ausland importiert.

Wird jedoch ein größerer Teil der Nachfrage nach synthetischen Energieträgern in Deutschland gedeckt, dann müssen dementsprechend mehr Energieerzeugungskapazitäten errichtet- und nicht zuletzt finanziert werden. Abbildung 8 verdeutlicht anhand der FNB- und BWE-Studie, dass die installierten Kapazitäten signifikant größer sein müssten,

falls die Nachfrage nach PtX im Inland erfüllt wird. Sowohl bei der BWE- als auch FNB-Studie, findet bei der Herstellung von PtX keine Beschränkung auf Überschussstrom statt, sondern es werden zusätzliche Kapazitäten an erneuerbaren Energien für die Herstellung PtX bereitgestellt.

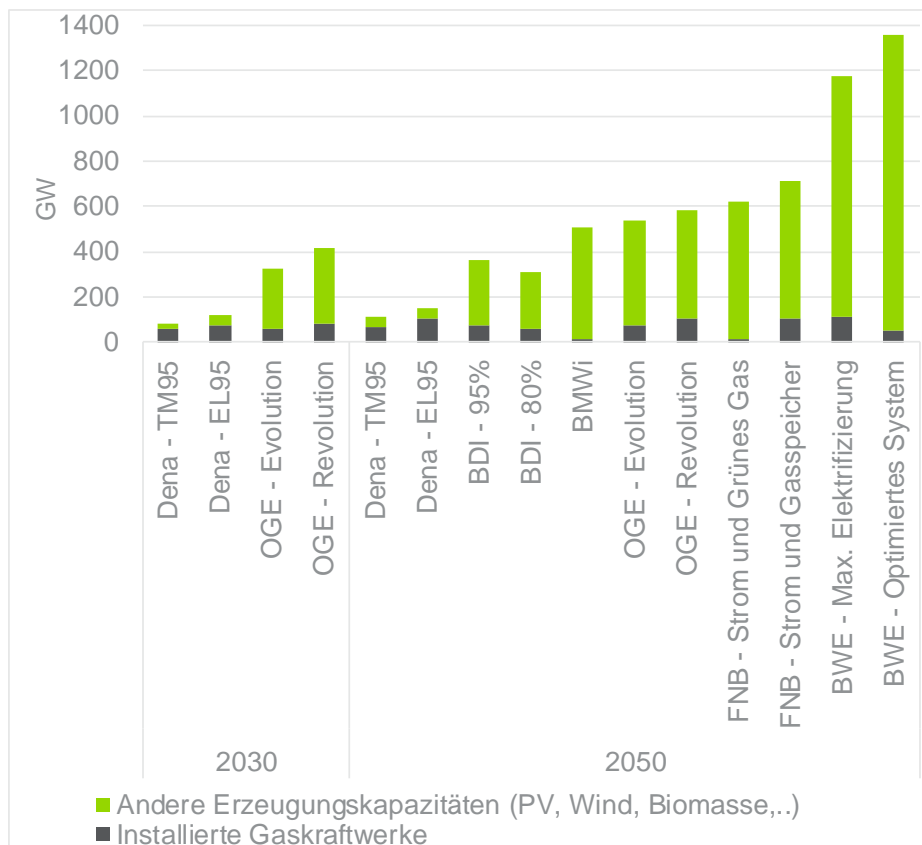


Abbildung 8: Vergleich der gesamten Erzeugungskapazitäten (Erzeugungskapazitäten dienen zum Teil zur Herstellung von PtX/ PtG und zum Teil zur Deckung der Gesamtenergienachfrage. OGE gibt nur die Erzeugungskapazitäten zur Abdeckung der Dunkelflaute an. Dena bezieht sich auf Gebäude)

Potentielle Einsparungen

Die Ausgestaltung des Kraftwerksparks wirkt sich nicht nur auf die Investitionskosten aus, sondern auch auf die benötigte Infrastruktur. Da in allen Szenarien auf Gaskraftwerke nicht komplett verzichtet werden kann, werden Gasnetze überall benötigt. Ein stärkerer Ausbau von erneuerbaren Energien führt schließlich auch zu einem höheren Ausbaubedarf von Stromnetzen. Dies ist im nächsten Kapitel genauer erläutert.

Nur wenige Studien geben die Energiesystemkosten für die Gas- und Elektrifizierungsszenarien separat an. Diese enthalten nur die Kosten für die Erzeugungskapazitäten, für Flexibilitätsoption wie Batterien und PtG-Anlagen. Um eine Vergleichbarkeit zwischen den Studien zu gewährleisten, wurden die jährlichen Mehrkosten aus der OGE-Stu-

die kumuliert. Der Vergleich in zeigt, dass die Aussagen durchaus gegensätzlich sind. OGE macht potentielle kumulierte Investitionskosten-Einsparungen in Höhe von ca. 12 Mrd. € bis 2030 und ca. 30 Mrd. € von 2030 bis 2050 aus, weil im Gas-Szenario niedrigere Spitzenlasten durch den Einsatz von gasbetriebenen Technologien im Wärme-sektor zu einer niedrigeren installierten Leistung von Gaskraftwerken und Erneuerbaren führen. In der BWE-Studie führen niedrigere Spitzenlasten zu Gesamteinsparungen in Höhe von 190 Mrd. Euro bis 2050, weil weniger Gaskraftwerke und Batteriespeicher benötigt werden. Allerdings führen die zusätzlichen Erzeugungskapazitäten von erneuerbaren Energien und PtG-Anlagen zu Mehrkosten von 410 Mrd. Euro. In Summe ergeben sich Mehrkosten im Energieszenario in Höhe von 220 Mrd. Euro. In der FNB-Studie werden die Mehrkosten im Szenario „Strom und Gasspeicher“ für die notwendige zusätzliche Stromerzeugung, die Power-to-Gas-Anlagen sowie die höheren Umwandlungsverluste auf 4,2 Mrd. Euro um das Jahr 2050 beziffert. Nimmt man an, dass diese Mehrkosten bis 2050 linear ansteigen, kommt man auf zusätzliche Gesamtkosten von 76 Mrd. Euro.

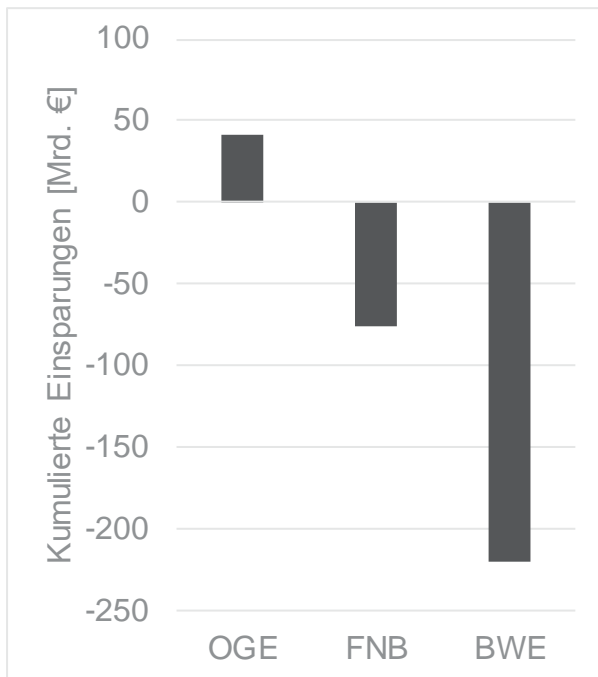


Abbildung 9: Investitionskosten-Einsparungen im Energiesystem (inkl. Erzeugungsanlagen, Flexibilität und PtX) im Gasszenario gegenüber Elektrifizierungs-Szenario pro Studie⁷

Die Vergleichbarkeit der Einsparungen ist limitiert, weil die OGE-Studie die Annuitäten ausweist und die BWE-Studie nur die kumulierten Gesamtinvestitionen.

⁷ Die Vergleichbarkeit der Einsparungen ist limitiert, weil die OGE-Studie die Annuitäten ausweist und die BWE-Studie nur die kumulierten Gesamtinvestitionen. Diese berücksichtigen nicht die Kapitalkosten.

Zwischenfazit

Angesichts der unterschiedlichen Ergebnisse lässt sich keine abschließende Aussage treffen wie viel synthetisches Gas benötigt wird und ob es aus dem Ausland importiert oder im Inland produziert werden sollte. Allerdings kann übereinstimmend in allen Studien bei ambitionierten Klimazielen von 95% nicht auf synthetisches Gas verzichtet werden. Außerdem stimmen die Studien dahingehend überein, dass Importe von PtX aus dem Ausland günstiger wären als die Produktion in Deutschland und dass die Importabhängigkeit von Energieträgern im Vergleich zu heute trotz steigender PtX-Importe abnehmen würde. Weiterhin gibt es noch offene Fragen darüber, ob das Potential von Biomethan nicht durch neuere Verfahren wie Biogasdoneright⁸ zusätzlich erhöht werden könnte und welche Gasart in welchem Bereich bevorzugt eingesetzt werden sollte.

2.4.4. Infrastruktur

In diesem Abschnitt wird analysiert, inwieweit sich die untersuchten Studien im Hinblick auf die Behandlung von Gas- und Strominfrastrukturkosten unterscheiden. Die Nutzung von vorhandener Gasinfrastruktur kann den Ausbau von zusätzlicher Strominfrastruktur (teilweise) vermeiden und somit die Wirtschaftlichkeit von PtG zentral beeinflussen. Allerdings unterscheiden sich die betrachteten Studien stark in ihrer Berücksichtigung von Kostenbestandteilen und methodischen Ansätzen.

Im Folgenden werden Unterscheidungsmerkmale diskutiert und danach in einer Tabelle vereinfacht dargestellt, inwieweit bestimmte Kriterien berücksichtigt werden. Folgende Kriterien sind zentral und werden daher kurz diskutiert:

- Elektrifizierung im Wärmebereich: Eine Elektrifizierung im Wärmebereich hätte hohe Spitzenlasten im Winter zur Folge, da der Heizbedarf im Winter steigt und gleichzeitig die COP der Wärmepumpen sinkt (bis auf 1). Fragen diesbezüglich sind, ob der notwendige Ausbau des Stromnetzes in den Kosten berücksichtigt ist und ob das Phänomen der Spitzenlasten analysiert (und ggfs. beziffert) wird.
- Elektrifizierung und Elektromobilität: Auch eine starke Elektrifizierung des Verkehrsbereiches kann zu steigenden Spitzenlasten und somit Netzausbaukosten führen.
- Die Art des Netzausbaus hat ebenfalls signifikante Auswirkungen auf die Ausbaukosten des Stromnetzes, denn Erdkabel sind erheblich kostenintensiver als Freileitungen.
- Eine stärkere Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz kann zusätzliche Kosten für das Gasnetz verursachen. Diese können unter anderem für eine stärkere Isolierung der Gasnetze, für zusätzliche Kompressoren und Instandhaltungsmaßnahmen sowie zu einer verkürzten Lebenszeit von Gasnetzen beitragen. Schließlich können einzelne Pipelines auch ganz auf Wasserstoff umgestellt werden.
- Die zeitliche Dimension der Investitionen in die Infrastruktur ist ebenfalls ein Unterscheidungsmerkmal zwischen den Studien. Einige Studien berücksichtigen nur Mehrinvestitionen (u.a. BWE, BDI), während andere auch bereits getätigte Investitionen in Altanlagen ebenfalls berücksichtigen (u.a. FNB, OGE).

⁸ "Sequential cropping could unlock huge sustainable biogas potential", 2017. Online at: <https://www.ecofys.com/en/press/sequential-cropping-could-unlock-huge-sustainable-biogas-potential/>

- Falls bestimmte Infrastruktur nicht länger benötigt wird und nicht länger erhalten werden kann, dann fallen Rückbaukosten an. Die Studien unterscheiden sich darin, wie und ob sie Rückbaukosten berücksichtigen.

Ein Verständnis für den Umfang der Kostenbetrachtung der Infrastruktur ist wichtig, weil das Weglassen bestimmter Kostenbestandteile auch andere Rückschlüsse bezüglich des Wertes von Gas im Energiesystem zulassen könnte. Die folgende Tabelle 4 gibt einen Überblick darüber welche der beschriebenen Kostenkomponenten bei der Kostenbetrachtung berücksichtigt wurden.

Sie verdeutlicht, wie unterschiedlich die Ansätze zur Bewertung der Infrastrukturkosten in den Szenarien sind. Grundsätzlich werden die Stromnetzkosten detaillierter beschrieben als die Gasnetzkosten. Einzelne dieser Studien bauen auf anderen Studienergebnissen oder Netzentwicklungsplänen auf. Dies ist insbesondere auf der Verteilnetzebene (VN) der Fall, da diese eine höhere Komplexität als die Übertragungsnetzebene (ÜN) aufweist. So orientiert sich die OGE-Studie zum Teil an der Dena-Gebäudestudie. Aus diesem Grund wurde angenommen, dass die Effekte erhöhter Spitzenlasten im Wärmesektor ausreichend berücksichtigt wurden. Weiterhin bauen ihre Abschätzungen von Neuinvestitionen in der OGE-Studie auf dem Netzentwicklungsplan der FNB Gas, dem Monitoring Bericht der BNetzA sowie modellierten Gasnachfragen auf. Auch die FNB- und BDI-Studie stützen sich auf vorhandene Netzstudien zur Abschätzung der Entwicklung der Stromnetzkosten. Dabei wurde die FNB-Studie auch von IAEW verfasst, die das Verteilnetz im Rahmen der Verteilnetzstudie für das BMWi modelliert haben. Aus diesem Grund kann davon ausgegangen werden, dass FNB mit am detailliertesten das Verteilnetz modellieren kann. Bei der Berechnung der künftigen Gasnetzkosten haben FNB- und BDI einen ähnlichen Ansatz, denn sie schätzen diese auf Basis von historischen Investitionen ab. Im Gegensatz dazu geht die BWE-Studie von dem Austauschbedarf von Strom und Gas zwischen einzelnen Zonen aus („Regionalisierung“). Der Bedarf wird mit dem heutigen Potential verglichen, woraus sich schließlich der zusätzliche Bedarf und Mehrinvestitionen ableiten lassen.

Grundsätzlich gehen die Studien davon aus, dass zumindest das Gasfernleitungsnetz auch weiterhin benötigt wird, während es insbesondere bei den Elektrifizierungsszenarien im Gasverteilungsnetz zu Refinanzierungsproblemen kommen kann. In den Elektrifizierungsszenarien werden die Gasnetzkosten meist als zu niedrig eingeschätzt, weil Rückbaukosten bis auf die Ausnahme der FNB-Studie nicht berücksichtigt werden. In der OGE-Studie werden die Rückbaukosten zwar auf Basis von Experteninterviews und Modellergebnissen abgeschätzt, jedoch fließen die Ergebnisse aufgrund von hohen Unsicherheiten nicht in die Kostenbetrachtung ein. Weiterhin werden Umrüstungskosten des Gasnetzes durch eine höhere Beimischung von Wasserstoff nur sehr oberflächlich behandelt. Die FNB-Studie nimmt an, dass die Investitionskosten, die bisher für den Ausbau des Gasnetzes getätigt werden, in der Zukunft für die Umstellung auf Wasserstoffnetze anfallen werden. Es ist die einzige Studie, die davon ausgeht, dass der Anteil von synthetischem Wasserstoff im Vergleich zum synthetischen Methan 50/50 ist. Die anderen Studien gehen davon aus, dass Wasserstoff auf bis zu 10% in das Erdgasnetz beigemischt werden kann. Die BDI-Studie ist die einzige, die die Beimischquote nur auf 3% in 2050 schätzt. Allerdings geben die Studien nicht explizit an, inwiefern die Umrüstungskosten für das Gasnetz berücksichtigt wurden. Es aber nicht auszuschließen, dass bestimmte Umrüstkosten in den berücksichtigten Netzentwicklungsplänen enthalten sind.

Tabelle 4: Berücksichtigung von Kostenbestandteilen bei Strom- und Gasnetzen

Studie / Auftraggeber	FNB	Dena	Leopoldina	OGE	Zukunft Erdgas	BWE	BDI	IEA	BMWi
Strom Verteilnetz	ja	ja	ja	ja	-	nein	ja	-	ja
Strom Übertragungsnetz	ja	ja	ja	ja	-	ja	ja	-	ja
Gas Verteilnetz	ja	ja	ja	ja	-	nein	ja	-	ja
Gas Übertragungsnetz	ja	ja	ja	ja	-	ja	ja	-	ja
Spitzenlasten im Wärmesektor	ja	ja	-	ja	-	ja	nein	-	ja
Spitzenlasten im Verkehrssektor	ja	nein	-	-	-	nein	nein	-	ja
Erdverkabelung/ Freileitungen	ja	-	nein	ja	-	ja	nein	-	ja
Umrüstkosten des Gasnetzes	ja	nein	nein	nein	-	nein	nein	-	nein
Altinvestitionen	ja	-	nein	ja	-	nein	nein	-	ja
Rückbaukosten	ja	nein	nein	nein	-	nein	nein	-	nein
Orientierung der Stromnetzkosten an	Netzentwicklungspläne & Modellierung	-	Spitzenlast	Netzentwicklungsplan, Monitoring Bericht BNetzA	-	Austausch zwischen Zonen	VN: VN-Studie die ÜN: Wind-Wachstum	-	VN: Modellnetzanalyse ÜN: Lastflussberechnung
Orientierung der Gasnetzkosten an	Historischen Kosten	-	-	Netzentwicklungsplan, Monitoring Bericht BNetzA	-	Austausch zwischen Zonen	Historischen Kosten	-	-

Potentielle Einsparungen

Durch niedrigere Spitzenlasten im Gas-Szenario und die Nutzung von bereits vorhandener Gasinfrastruktur lassen sich Gesamteinsparungen bei den Investitionskosten der Infrastruktur in einer Größenordnung von 50 bis ca. 160 Mrd. € generieren, siehe Abbildung 10. Dabei ist der Wärmesektor der ausschlaggebende Faktor. So geht bspw. BWE von einer Verdreifachung des erforderlichen Stromnetzausbaus auf ÜN-Ebene aus, wenn strombasierte Heizsysteme verwendet werden. Die größte Reduktion des Stromnetzausbaus kann im Verteilnetz erreicht werden (OGE, FNB). Die BWE-Studie berücksichtigt allerdings nur das Übertragungsnetz. Die Gasnetzkosten sind in beiden Szenarien (Gas und Elektrifizierung) nahezu unverändert. Diese sind durch die Nichtberücksichtigung von Umbau- und Rückbaumaßnahmen nur stark vereinfacht wiedergegeben. Die FNB-Studie gibt nur die jährlichen Kosten bzw. Einsparungen pro Jahr um das Jahr 2050 an (hier 6,3 Mrd. €). Die durchschnittlichen Einsparungen zwischen 2015 und 2050 sind geringer. Geht man davon aus, dass die Einsparungen von 2015 bis 2050 linear ansteigen, dann liegen die kumulierten Einsparungen bei etwa 113 Mrd. Euro.

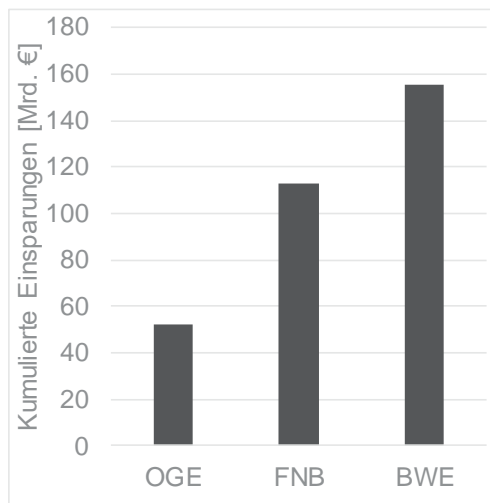


Abbildung 10: Zeitlich kumulierte Investitionskosten-Einsparungen (bis 2050) für Infrastruktur bei Gas- statt Stromszenarien

Zwischenfazit

Die meisten Studien fokussieren sich auf die Stromnetzkosten für das Übertragungsnetz und greifen beim Verteilnetz auf bestehende Untersuchungen zurück, die die Rolle von PtG nicht detailliert betrachten. Dies ist zum Teil der hohen Komplexität des Verteilnetzes geschuldet. Allerdings entsteht der Großteil der Netzengpässe aufgrund eines mangelnden Ausbaus im Übertragungsnetz. So ist das Übertragungsnetz für etwa 90% für alle angefallene Ausfallarbeit verantwortlich (BNetzA Monitoring Bericht 2017).

Bei der Bewertung von Netzengpässen muss zwischen den dauerhaften oder systematischen Engpässen sowie den temporären Netzengpässen unterschieden werden. Die bestehenden Verteilnetzstudien und Modellierungen eignen sich vergleichsweise gut, die dauerhaften Netzengpässe abzuschätzen. Die temporären Netzengpässe hingegen werden in der Regel nicht betrachtet, weil diese extrem je nach Erzeugungssituation schwanken oder anders lokalisiert sein können. Für die Abschätzung des Potentials von PtG sowie der vermiedenen Abregelung eignen sich

temporäre Netzengpässe aufgrund ihrer geringen Verlässlichkeit nicht. Weiterhin lässt sich aus der Netzsituation nicht direkt auf das Potential von PtG und den Wert von PtG schließen, weil nicht abschließend gesagt werden kann, mit welchen anderen Maßnahmen außer PtG der identifizierte Flexibilitätsbedarf gedeckt werden könnte. Alternativ werden im Moment auch andere Maßnahmen diskutiert wie die automatischen Führungskonzepte von Netzen, die die Netze stärker am Anschlag fahren können und somit stärker ausnutzen. Auf eine systematische Unter- oder Überschätzung des Potentials und Einsparpotentials von PtG lässt sich damit nicht definitiv schließen. Das Gasnetz wird, wenn überhaupt, nur in Form von vereinfachten Ansätzen betrachtet. Neue Entwicklungen und innovative Netzentwicklungsmaßnahmen, wie beispielsweise die Umwandlung von Strom aus Offshore Wind zum synthetischen Wasserstoff (Nord Sea Wind Power Hub), um Netzausbaukosten zu sparen oder die Beimischung von Mengen bis zu 20%⁹ werden nicht thematisiert. Weiterhin herrscht größtenteils Unklarheit darüber, welche Rückbaukosten im Elektrifizierungs-Szenario anfallen würden. Nicht alle Studien befassen sich mit bereits getätigten Investitionen, die für das Gasnetz auch in den Elektrifizierungs-Szenarien anfallen würden. Zusätzlich könnte man davon ausgehen, dass Netze nicht unbegrenzt ausgebaut werden können. Ab einem gewissen Grad, könnten die günstigen Netzausbaumaßnahmen ausgeschöpft sein. Allerdings wird in den Studien aus der Einfachheit eine Linearität der Netzausbaukosten unterstellt. Aus diesem Grund geben diese Studien zwar eine Indikation für die potentiellen Einsparungen, allerdings findet keine Optimierung unter Berücksichtigung der oben genannten Punkte statt.

2.5. Power-to-Gas und PtX

Ein zentrales Anliegen dieser Metaanalyse ist es zu zeigen, welche Rolle PtG und die Nutzung der vorhandenen Gasinfrastruktur spielen kann. Auch wenn alle Studien davon ausgehen, dass PtG bei einem Klimazielen von 95% benötigt wird, so ist die erforderliche Leistung an PtG von Studie zu Studie sehr unterschiedlich. BDI schätzt diese auf konservative 11 GW, während die Gas-Szenarien der FNB und BWE-Studien sie auf mehr als 250 GW schätzen. Doch auch in den Elektrifizierungs-Szenarien schätzen die beiden genannten Studien die installierte Leistung auf etwa 150 GW, siehe Abbildung 12. Die Angabe aus der DVGW-Studie bezieht sich nur auf die benötigte installierte Leistung an PtG zur Bereitstellung von langfristiger Flexibilität. Der Einsatz von PtG im Wärme-, Industrie- oder Verkehrssektor würde den Bedarf an PtG-Kapazitäten noch weiter erhöhen. Sollten signifikante Netzengpässe auch in 2050 vorhanden sein, dann wären noch weitere PtG-Kapazitäten benötigt. Weiterhin könnten bereits in 2035 bei stagnierendem Netzausbau bis zu 5 GW PtG-Kapazität benötigt werden.

⁹ Pilot Project on Hydrogen Injection in Natural Gas on Island of Ameland in the Netherlands. IGRC, 2011. Online at: http://members.igu.org/old/IGU%20Events/igrc/igrc2011/igrc-2011-proceedings-and-presentations/poster%20paper-session%201/P1-34_Mathijs%20Kippers.pdf

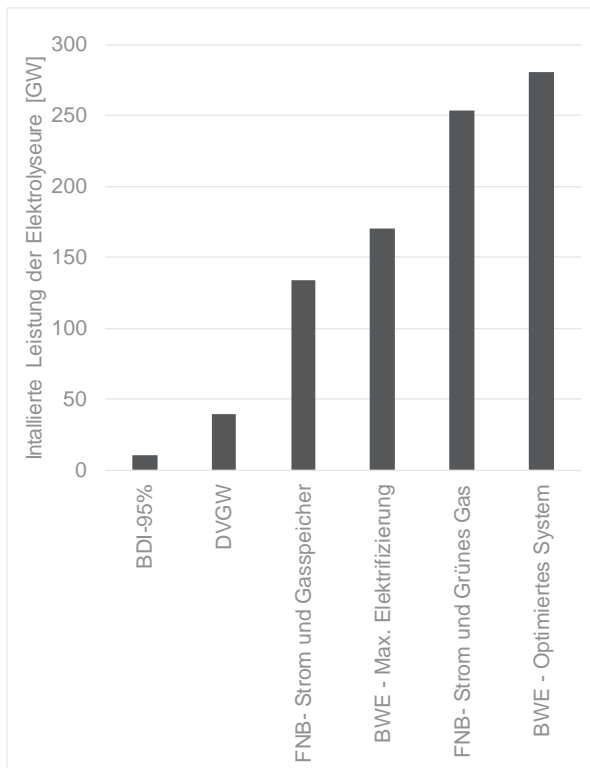


Abbildung 11: Installierte Leistung der Elektrolyseure nach Studie

Zur Einordnung der unterschiedlichen Einschätzung zur Rolle von PtG ist es auch notwendig zu verstehen, welche Annahmen zu den Kosten von PtG in den jeweiligen Studien getroffen wurden.

Investitionskosten

Wie Abbildung 12 verdeutlicht, liegen die Erwartungen in Bezug auf die künftigen Investitionskosten von PtG deutlich auseinander. Besonders die IEA-Studie geht von deutlich höheren Investitionskosten sowohl für die Elektrolyse als auch für die anschließende Methanisierung aus. Allerdings kann man bereits bei den heutigen PtG-Anlagen sehr große Kostenunterschiede, je nach Größe und Standort der Anlage beobachten¹⁰. Dabei geben die Studien die Investitionskosten für den Elektrolyseur und die Methanisierungsanlage wider. Zusätzlich würden noch Kosten für die Kompression und zwischenzeitliche Einspeicherung von Wasserstoff anfallen, diese werden allerdings nicht berücksichtigt. Da die Produktion von synthetischen Gasen von der Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien abhängt, muss der Wasserstoff zum Teil zwischengelagert werden bevor er anschließend methanisiert werden kann. Die dargestellten Studien geben die Investitionskosten separat für den Elektrolyseur und die Methanisierungsanlage wider. Nur die OGE-Studie weist die Kosten auch für das Gesamtpaket aus Elektrolyseur und Methanisierungsanlage aus. Die Zukunft Erdgas Studie schätzt die PtG-Kosten anhand eines Leistungs- und Arbeitspreises ab. In allen Studien

¹⁰ Forschungsradar: Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende“, 2018

wird in den kommenden Jahren eine erhebliche Kostendegression für PtG erwartet. So nimmt beispielsweise OGE an, dass die Kosten für einen Elektrolyseur von ca. 1000 Euro pro kW bis 2050 auf etwa nur ein Drittel fallen. Die Kosten für die Methanisierungsanlage fallen sogar noch drastischer von etwa 2000 Euro pro kW auf etwa 600 Euro pro kW. Zwar ist die Elektrolyse ein seit Jahrzehnten bewährter Prozess, allerdings bieten neue Technologien und Verfahren wie die PEM-Elektrolyse noch Potenzial für Effizienzverbesserungen und Kostensenkung. Die IEA-Studie erhofft sich vor allem bei der PEM-Elektrolyse durch Skaleneffekte erhebliche Einsparungen und signifikante Effizienzverbesserungen im Vergleich zur der üblichen Alkali-Elektrolyse. So ist im Jahr 2015 die Alkali-Elektrolyse mit 1150 US-Dollar pro kW weniger als halb so teuer wie die PEM-Elektrolyse mit 2600 US-Dollar pro kW. Allerdings wird davon ausgegangen, dass bereits in 2030 die PEM-Elektrolyse mit 800 US-Dollar pro kW günstiger wird als die Alkali-Elektrolyse mit Investitionskosten von 870 US-Dollar pro kW.

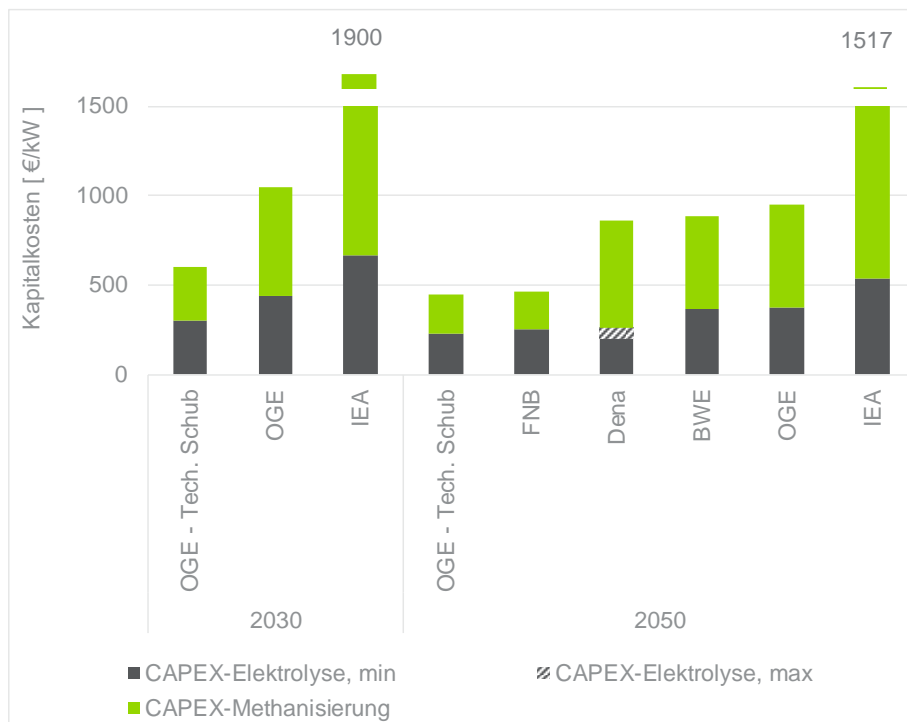


Abbildung 12: Spezifische Investitionskosten für PtG-Anlagen¹¹

Effizienzen

Neben deutlichen Kosteneinsparungen, geht man in allen Studien von einer deutlichen Verbesserung der Effizienz aus. So erwartet beispielsweise die IEA-Studie, dass die Effizienz der Elektrolyse von den heutigen 74% im Alkali-

¹¹ Schraffierter Teil kennzeichnet die in der Studie angenommene mögliche Kostenspanne für CAPEX für Hydrolyse. Die Investitionskosten aus der IEA-Studie wurden mit einem Umrechnungsfaktor von 1,2 von US-Dollar auf Euro umgerechnet.

Elektrolyseur auf 86% durch PEM-Elektrolyse gesteigert werden kann. Bei der Methanisierung könnte die Effizienz von heutigen 58% auf etwa 71% gesteigert werden.

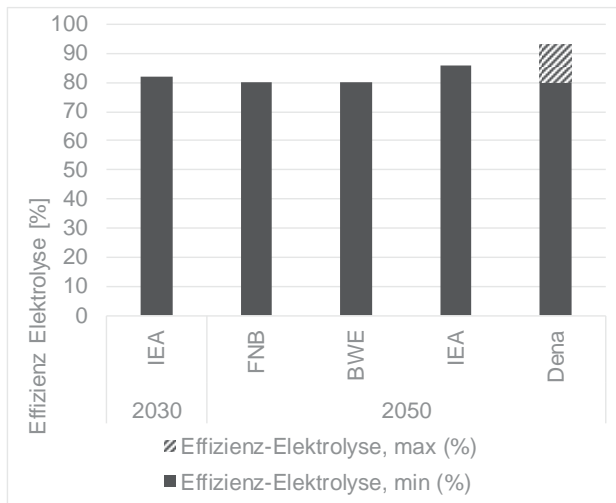


Abbildung 13: Effizienz Elektrolyse¹²

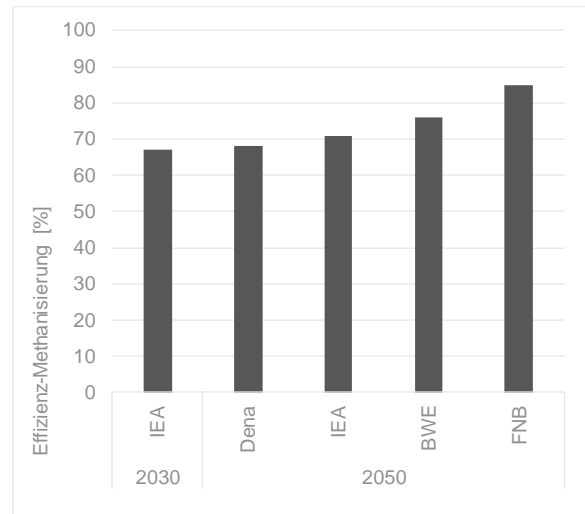


Abbildung 14: Effizienz Methanisierung

Andere Kostenfaktoren

Neben den Investitionskosten und der Effizienz gibt es noch eine Reihe weiterer Faktoren, die bei der Wirtschaftlichkeit von PtG eine wichtige Rolle spielen, darunter die Anzahl der Volllaststunden sowie die fixen und variablen Operationskosten. In FNB liegt die Auslastung zwischen 28 und 39 % je nach Szenario, bei Leopoldina zwischen 23 und 46%. Von daher kann man hier nicht mehr lediglich von der Nutzung von Überschussstrom sprechen. Variable Operationskosten werden in allen betrachteten Studien nicht berücksichtigt. Außer in den FNB, BWE und IEA Studien, die die fixen Operationskosten als Anteil der Investitionskosten jeweils zwischen 1% und 5% berücksichtigen, werden fixe Operationskosten nicht genauer betrachtet. Die BWE-Studie beispielsweise differenziert bei den CO₂-Quellen nach Kosten und Potenzial. Dabei wird angenommen, dass bis zu 6 Mio. Tonnen CO₂ kostenneutral bereitgestellt werden können, die bei der Herstellung von Biogas oder Klärgas anfallen. Darüber hinaus müsste CO₂ aus der Umgebungsluft (Direct-Air-Capture) gewonnen werden. Die Kosten dafür liegen im Jahr 2030 bei 200 Euro pro Tonne und fallen bis 2050 auf 100 Euro pro Tonne. Für 2050 wird angenommen, dass etwa 50% des benötigten CO₂ über die eine und 50% über die andere Option bereitgestellt werden, was in einem durchschnittlichen CO₂-Preis von 50 Euro pro Tonne resultiert. Die FNB-Studie nimmt hingegen an, dass eine kostenaufwändige Gewinnung von CO₂ aus der Umgebungsluft vermieden werden kann. Stattdessen könne CO₂ aus Industrieprozessen und der Bio-

¹² Die schraffierte Fläche bezeichnet die in der Studie angegebene Kostenspanne.

gas- und Biomasseverstromung gewonnen werden. Die Kosten für das CO₂ werden basierend auf Drittstudien ebenfalls mit 50 Euro pro Tonne CO₂ abgeschätzt. In der Dena-Studie sind die Kosten für Direct-Air-Capture bereits in den Import-Preisen für PtX enthalten. In den anderen Studien geht zum Teil nicht genau hervor, ob der in der Studie angenommene CO₂-Preis als zusätzlicher Kostenfaktor in die Berechnung vom synthetischen Gas einging oder nicht. Die FNB-Studie berücksichtigt die – aus Sicht der Gutachter – wirtschaftlich nutzbaren Potentiale bei den nationalen CO₂-Quellen. Aus diesem Grund ist eine 50%ige Beimischung von Wasserstoff angenommen. Gleichzeitig wird ein Wasserstoff- bzw. Methanimport ausgeschlossen.

2.6. Betrachtung der Gesamtinvestitionskosten

Eine Betrachtung der Gesamtkosten inklusive Investitionskosten in alle Sektoren und die Netze wird in den Studien BWE, OGE, Dena und FNB vorgenommen. Diese Studien kommen zu dem Ergebnis, dass die Gasszenarien im direkten Vergleich zu reinen Stromszenarien kumulierte Einsparungen aufweisen. Die Höhe dieser Einsparungen wird je nach Studien zwischen ca. 19 Mrd. € und 386 Mrd. € angegeben. In der BWE-Studie sinken die Einsparungen durch höhere Ausgaben für PtG (212 Mrd. €, inkl. Kosten für CO₂) und für zusätzliche Photovoltaikanlagen (195 Mrd. €). Die Dena-Studie gibt hingegen die Gesamtkosten des Gebäudesektors an. Vor allem können hohe Ersparnisse in den Kapitalkosten für Anlagentechnik und Gebäudehülle realisiert werden. In der FNB-Studie gibt es in der Form kein „reines Elektrifizierungs-Szenario“. In beiden Szenarien („Strom und Grünes Gas“ und „Strom und Gasspeicher“) wird PtG genutzt und in beiden Szenarien werden zusätzliche erneuerbare Erzeugungsanlagen benötigt (wodurch die Kosten in beiden Szenarien anfallen). Die Kostenersparnisse ergeben sich primär bei den Endenergieanwendungen und fallen dementsprechend höher aus. Die Ersparnisse des Szenarios „Evolution“ im Vergleich zu „Revolution“ in der OGE-Studie liegen im Mittelfeld. Die Studie berücksichtigt die Kosten für PtX-Importe (196 Mrd. €). Die Kosten für die PtG-Anlagen und erneuerbare Erzeugungsanlagen entstehen dadurch im Ausland und werden durch den Import-Preis für PtX abgegolten. Dadurch, dass angenommen wird, dass die Produktion von PtX im Ausland günstiger sind als im Inland, fallen in dieser Studie die Ersparnisse deutlich höher aus als in der BWE-Studie.

Allgemein sind sich alle Studien darüber einig, dass durch den Einsatz von PtG Einsparungen zwischen einer forcierten Elektrifizierung und einem technologieoffenen Pfad erzielt werden können. Vor allem durch den Einsatz von grünem Gas im Wärmesektor sind große Einsparungen möglich. Durch Importe von PtX bzw. PtG aus dem Ausland, können die Einsparungen noch weiter gesteigert werden, da in den Studien davon ausgegangen wird, dass die Importe günstiger wären als eine rein deutsche Produktion.

Allerdings können noch keine gefestigten Aussagen getroffen werden, wie sensitiv diese Einsparungen auf veränderte Modellierungsrandbedingungen/ Parameter reagieren.

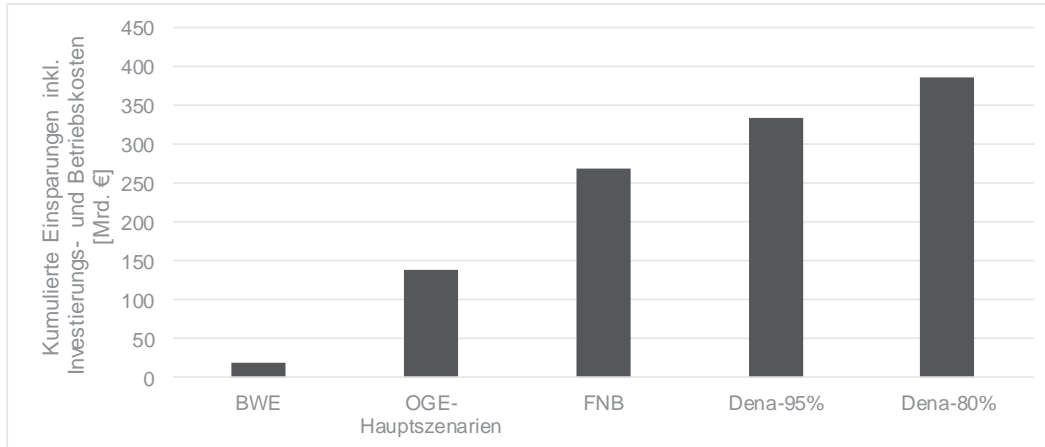


Abbildung 15: Zeitlich kumulierte Gesamtkosten-Einsparungen (bis 2050) von Gasszenarien im Vergleich zu Stromszenarien

3. Fazit

Abschließend werden die wesentlichen Kernaussagen der Studien nochmal zusammengefasst und dabei zentrale Gemeinsamkeiten und Unterschiede herausgearbeitet. Grundsätzlich ist festzuhalten, dass die untersuchten Studien nicht auf ganzer Breite vergleichbar sind, da neben unterschiedlichen methodischen Ansätzen einzelne Sektoren und Bereichen unterschiedlich detailliert untersucht wurden. Daneben erschwert die teilweise unvollständige Dokumentation von Eingangsparametern sowie Randbedingungen und den Ergebnissen eine Vergleichbarkeit. Es lässt sich dennoch schlussfolgern, dass aus den untersuchten Studien einige gesicherte Aussagen getroffen werden können. Auf Grundlage einer eingeschränkten Vergleichbarkeit lassen sich jedoch einige Schlüsselfragen noch nicht abschließend beantworten.

Folgende **Kernaussagen** lassen sich aus dem Vergleich der Studien ableiten:

- Technologien zur Sektorenkopplung werden in allen Szenarien erforderlich. Die Frage ist allerdings, zu welchem Zeitpunkt und in welcher Ausgestaltung. Eine **Rolle von Power-to-Gas** wird bei Szenarien ab 90% THG-Reduktion ggü. 1990 gesehen. Da dieses Ambitionsniveau in den ehrgeizigen Klimaschutzszenarien angestrebt wird erscheint es vor diesem Hintergrund sinnvoll, diese Technologien parallel zu weiteren Effizienzverbesserungen in den Sektoren grundsätzlich weiterzuentwickeln und entsprechende Kostensenkungen anzustreben.
- Aus einer systemischen Perspektive erscheint es **nicht unbedingt zielführend** bzw. kostenoptimal, **Technologieeinschränkung** aus politischen Erwägungen zu forcieren, da diese zu einem suboptimalen Gesamtenergiesystem führen kann (wenn z.B. die Auswirkungen auf Netze und Erzeugungskapazitäten nicht berücksichtigt werden). Die Technologieoffenheit sollte gewährleistet sein.
- Alle Studien, die **Gesamtsystemkosten** von Szenarien mit einem starken Strom-Fokus mit jenen von eher balancierten Szenarien vergleichen, weisen höhere Kosten bei den Strom-Szenarien aus, trotz teilweise großer Unsicherheiten bei den Parametern.
- Durch den Einsatz vom erneuerbarem Methan im Gebäudesektor zur Bereitstellung von Flexibilität können vor allem **Spitzenlasten** und dadurch auch zusätzlicher **Stromnetzausbau** und Erzeugungskapazitäten vermieden werden.
- Generell haben die **Systemkosten für PtG** einen großen Einfluss auf das Ergebnis, daher können die Gesamtkosten für PtG auch relativ großen Schwankungen unterliegen.

Gemeinsamkeiten der untersuchten Studien

Alle Studien gehen davon aus, dass **Power-to-Gas** (PtG) im Bereich der zukünftigen Sektorenkopplung eine **Rolle** ab etwa 2030 spielen wird, falls ein Ziel von 95% THG-Reduktion angenommen wird. Bei weniger ambitionierten Klimazielen kommen die Studien zu unterschiedlichen Aussagen. Allerdings unterscheidet sich die Rolle je nach Sektor. Ab einer THG Reduktion von 95% wird in den Szenarien davon ausgegangen, dass der Elektrifizierungsgrad prinzipiell höher als bspw. bei 80% THG Reduktion, der Überschussstrom deutlich mehr ist und die Flexibilität geringer und fast kein fossiles Gas mehr möglich ist. Bis auf die FNB-Studie begrenzen die untersuchten Studien die Herstellung von Wasserstoff durch die Beimischungsgrenze von Wasserstoff in das Erdgasnetz. Bisher fehlt die Untersuchung, in welchem Verhältnis synthetischer Wasserstoff und synthetisches Methan in den Gasnetzen transportiert werden sollte (vor dem Hintergrund höherer Energieeinsätze für die Bereitstellung von Methan im Vergleich zum Wasserstoff und der Umrüstkosten der Gasnetze bei höheren Wasserstoffanteilen).

Die **Fragestellungen der untersuchten Studien** lassen sich in zwei übergeordnete Kategorien einteilen. Zum einen werden Szenarien entwickelt um bestimmte Klimaziele (z.B. 80%, 95%THG Reduktion) zu erreichen. Zum anderen wird untersucht, wie sich eine politisch gewollte, besonders starke Elektrifizierung im Vergleich zu einer weniger starken Elektrifizierung in Kombination mit einem stärkeren Einsatz von Gas auf die Systemkosten auswirkt.

Bezogen auf die **Methodik** lässt sich festhalten, dass keine Studie reine Elektrifizierungs-Szenarien betrachtet (Gas wird lediglich als Backup zur Stromproduktion zugelassen) und dass der Elektrifizierungsgrad oft als politische Annahmen als gesetzt angenommen wird. In den Gas-Szenarien der Studien wird entweder zwischen einer technologieoffenen Optimierung oder einem definierten Technologiemix unterschieden werden.

Bezogen auf die **Parameter** lässt sich festhalten, dass fast alle Studien einen volkswirtschaftlichen Ansatz nutzen und alle Studien sich auf 2050 fokussieren, teilweise auch mit Zwischenzielen.

In den einzelnen Sektoren und je nach Fragestellung und Fokus der Studie unterscheidet sich die **Rolle von PtG/PtX**, wie die Metanalyse zeigt. Zentrale Gemeinsamkeiten in Bezug auf PtG und PtX sind, dass in allen Studien „grünes“ Gas eine wesentliche Rolle spielt und insbesondere im Energie- und Verkehrssektor Alternativen begrenzt sind. Dabei beschäftigen sich viele Studien mit dem Grad, zu dem grünes Gas (vor allem PtG) verwendet wird.

Im **Wärmesektor** wird deutlich, dass für die Erreichung des 80%-Klimaziels und insbesondere des 95%-Klimaziels ein bedeutender Rückgang des Endenergiebedarfs und somit hohe Investitionen in Gebäudesanierungen notwendig werden. Weiterhin streben in den 95%-Klimaszenarien alle Studien eine weitgehende THG-Neutralität des Wärmesektors an, weil der Gebäudesektor über vergleichsweise wirtschaftliche THG-Vermeidungsoptionen verfügt. Die Studien haben gemeinsam, dass im Gebäudesektor vor allem die potentiellen Kostenersparnisse im Gas-Szenario durch eine stärkere Nutzung von synthetischem Gas gegenüber dem Elektrifizierungs-Szenario in den Vordergrund gestellt werden. Dabei betreffen die Kostenersparnisse größtenteils Technologiekosten (Investitionskosten), vermiedene Spitzenlastkraftwerke sowie Stromnetzausbau. Die Rolle von hybriden Wärmepumpen wird kaum diskutiert, lediglich in der Dena-Studie. Diese könnten die Spitzenlast senken und die Nachfrage nach Gas minimieren.

Die Annahmen zum **Verkehrssektor** werden in allen Szenarien exogen vorgegeben. Es findet somit kein (Kosten-) Vergleich von unterschiedlichen Dekarbonisierungsoptionen statt. Für die Dekarbonisierung des Verkehrssektors

wird in mehreren Studien die Steigerung der Elektromobilität als zentrale Maßnahme für den Personenverkehr gesehen, wobei PtG und PtL eine ergänzende Rolle spielen können. Darüber hinaus kommt PtG und PtL eine zentrale Rolle im Güterverkehr sowie in der Luftfahrt zu. Andere Studien sehen eine starke Zunahme bei den gasbetriebenen Pkw, bis hin zu 80% in einem technologieoffenen Szenario wie bei der FNB-Studie. Die Rolle von Elektromobilität oder anderen alternativen Antrieben zeigt eine hohe Sensitivität bezüglich der gesetzten Kostenannahmen. Eine Gemeinsamkeit der Studien ist die Tatsache, dass wesentliche Faktoren, wie die Infrastruktur oder die CO₂-Bilanz bei der Herstellung und Abfallverwertung der Fahrzeuge kaum betrachtet wurden.

Im **Energiesektor** kann übereinstimmend in allen Studien bei ambitionierten Klimazielen von 95% ab dem Jahr 2030 nicht auf synthetisches Gas verzichtet werden. Alle Studien sehen PtG und Biomethan als Backup für Gaskraftwerke. Außer für die Bereitstellung von Flexibilität für den Stromsektor, wird PtG als besonders notwendig für die Industrie und den Verkehrssektor angesehen. Insgesamt liegt der Fokus auf synthetischem Gas, Biogas spielt nur eine untergeordnete Rolle. Fossiles Gas spielt in den 95%-Szenarien keine Rolle mehr, es wird durch CO₂-armes, hauptsächlich synthetisches Gas verdrängt (Content-Switch). Importe von PtX haben zusätzliches Kostensenkungspotential. In den 80%-Szenarien spielt fossiles Gas jedoch durchaus auch weiterhin eine Rolle. Es wird sowohl im Gebäude- und Industriesektor als auch im Energiesektor als Back-up-Kapazität genutzt. Dabei verdrängt es vor allem die Kohle.

Die meisten Studien fokussieren sich im **Infrastruktursektor** auf die Stromnetzkosten für das Übertragungsnetz und greifen beim Verteilnetz auf bestehende Untersuchungen zurück (mit Ausnahme von FNB). Dies ist dahingehend gerechtfertigt, dass die meiste Ausfallarbeit ebenfalls im Übertragungsnetz entsteht. Bestehende Untersuchungen eignen sich recht gut, um dauerhafte Netzengpässe abzuschätzen. Temporäre Netzengpässe können aufgrund ihrer hohen Variabilität und schweren Vorsagekraft nicht berücksichtigt werden. Neben dem Netzausbaubedarf und PtG können noch weitere Maßnahmen wie eine veränderte Betriebsführung der Netze die Abregelung von erneuerbaren Energien verringern. Diese alternativen Maßnahmen werden in den bestehenden Netzmodellierungen kaum betrachtet. Eine abschließende Aussage, ob das Potential oder die Einsparungen durch PtG systematisch unter- oder überschätzt werden, lässt sich dadurch nicht treffen.

Das Gasnetz wird in vielen Studien nur in Form von vereinfachten Ansätzen betrachtet. Neue Entwicklungen und innovative Netzentwicklungsmaßnahmen, wie beispielsweise die Umwandlung von Strom aus Offshore Wind zum synthetischen Wasserstoff (Nord Sea Wind Power Hub), um Netzausbaukosten zu sparen oder die Beimischung von Mengen bis zu 20%¹³ werden nicht thematisiert.

Bezogen auf die **Infrastrukturkosten** lässt sich feststellen, dass weiterhin Forschungsbedarf zum Umbau der Gasnetze auf höhere Wasserstoffanteile, Rückbaukosten und dem Potential von Wasserstoffnetzen zur Kostenvermeidung (z.B. zur Integration von Offshore-Wind) herrscht. Werden Gesamtkosten als Summe von Betriebs- und Investitionskosten in den Studien betrachtet, so ist eine gemeinsame Tendenz dahingehend festzustellen, dass sich Einsparungen bei Gasszenarien im Vergleich zu reinen Stromszenarien ergeben. Die Analyse der Studien zeigt, dass

¹³ Pilot Project on Hydrogen Injection in Natural Gas on Island of Ameland in the Netherlands. IGRC, 2011. Online at: http://members.igu.org/old/IGU%20Events/igrc/igrc2011/igrc-2011-proceedings-and-presentations/poster%20paper-session%201/P1-34_Mathijs%20Kippers.pdf

zentrale Annahmen, wie z.B. ein politisch gewollter hoher Elektrisierungsgrad zu einem teureren Gesamtsystem führen.

Die meisten Studien fokussieren sich auf die Stromnetzkosten für das Übertragungsnetz und greifen beim Verteilnetz auf bestehende Untersuchungen zurück, die die Rolle von PtG nicht detailliert betrachten

Auf eine systematische Unter- oder Überschätzung des Potentials und Einsparpotentials von PtG lässt sich damit nicht notwendigerweise schließen.

Eine Gemeinsamkeit der Studien ist, dass keine der betrachteten Studien das **Potential an Biomasse**, Biogas oder seine Nutzung sehr detailliert analysiert. So fehlen (teilweise) z.B. Aussagen zum Anteil gasförmiger Biomasse im Vergleich zu fester, zu den bevorzugten Einsatzbereichen oder zu den Annahmen, die zum künftigen Potential von Biomasse und Biogasen getroffen werden. Es findet keine Szenariobetrachtung statt.

Weiterhin kommen die Studien zu der Ansicht, dass **energetische Emissionen** überproportional stark reduziert werden müssen, um die limitierten und teuren Einsparpotentiale in der Industrie und Landwirtschaft zu berücksichtigen, auch wenn die Detailtiefe der Untersuchungen variiert.

Die Studien sind nicht eins zu eins vergleichbar - zentrale Unterschiede

Abgesehen von einigen zentralen Gemeinsamkeiten - die im vorangegangenen Abschnitt dargestellt wurden - finden sich in den untersuchten Studien zahlreiche Unterschiede. Dies betrifft z.B. verschiedene Fragestellungen und Herangehensweisen, angenommene Parameter und Ergebnisse aus denen dann unterschiedliche Aussagen abgeleitet werden.

Die Metaanalyse zeigt, dass zentrale Parameter nicht einfach zu vergleichen sind, da es oft an Transparenz mangelt. Kosten, sofern berücksichtigt sind als Annuitäten oder kumulierte Gesamt- bzw. Mehrkosten ausgewiesen. Zugrundeliegende Annahmen, wie bspw. Zinssätze oder Lebensdauern werden oft nicht ausgewiesen. Darüber hinaus bestehen große Unterschiede bei den angenommenen Investitionskosten für die jeweiligen Technologien, bzw. beim Grad der Dokumentation der Kosten. So gibt es beispielsweise signifikante Preisunterschiede je nachdem um welches Modell von Elektrofahrzeug oder um welche Wärmepumpe es sich handelt. Während manche Studien vergleichsweise detailliert dokumentieren und nach der spezifischen Technologie unterscheiden, machen andere Studien diese Unterscheidung nicht. Darüber hinaus sind die Bezugsgrößen nicht vergleichbar, so werden Kosten per Kilowatt, per Quadratmeter oder per Stück ausgewiesen. Auch die Effizienz der Technologien und der zugrundeliegende Technologiemix sind oft nicht transparent. Allerdings werden grundsätzlich in allen Sektoren (direkt oder indirekt) die Betriebskosten und Investitionskosten berücksichtigt. Bei PtG Anlagen werden stark unterschiedliche Kapitalkosten angenommen und bei der angenommenen installierten PtG Leistung gibt es große Schwankungen. Bezogen auf die Methodik lässt sich festhalten, dass die ca. Hälfte der Studien zumindest den Kraftwerkspark optimiert (FNB, OGE, BWE, BMWi) und die andere Hälfte einen Bottom – up Ansatz (Dena, Leopoldina, Zukunft Erdgas, BDI) verfolgt.

Im **Wärmesektor** verdeutlichen die großen Unterschiede bei der Berücksichtigung der Technologiekosten die hohe Sensibilität der Ergebnisse von den Inputparametern und die Schwierigkeit bei der Bewertung und Interpretation der Ergebnisse. Darüber hinaus bleibt teilweise unklar welche Aspekte in den Kosten berücksichtigt sind, beispielsweise ob Investitionen für ein Niedertemperaturheizungssystem bei Wärmepumpen beinhaltet sind. Daher bleibt zu prüfen, welcher Elektrifizierungsgrad im Wärmebereich aus volkswirtschaftlicher und betriebswirtschaftlichere Perspektive erstrebenswert ist.

Im **Verkehrssektor** widersprechen sich die Studien zum Teil zu den Kostenannahmen zu Elektro- im Vergleich zu Gasfahrzeugen.

Im **Energiesektor** lässt sich angesichts der unterschiedlichen Ergebnisse keine abschließende Aussage treffen, wie viel synthetisches Gas benötigt wird und ob es aus dem Ausland importiert oder im Inland produziert werden sollte. Weiterhin gibt es noch offene Fragen darüber, ob das Potential von Biomethan nicht durch neuere Verfahren wie *Biogasdoneright*¹⁴ zusätzlich erhöht werden könnte und welche Gasart in welchem Bereich bevorzugt eingesetzt werden sollte. Gemeinsam ist aber allen Studien, dass bei der Verfolgung ehrgeiziger Klimaschutzziele PtG in allen technologieoffenen Szenarien benötigt wird und sich teils deutliche Kostenminderungen gegenüber elektrisch getriebenen Szenarien ergeben.

Je nach Fokus der jeweiligen Studie wird der **Infrastruktursektor** unterschiedlich stark behandelt. In der BMWi-Studie wird das Stromnetz sehr genau modelliert, das Gasnetz jedoch weniger. Dies liegt zum einen an den höheren Kosten und zum anderen an der höheren Komplexität des Stromsektors. Grundsätzlich behandeln die Studien, die sich mit unterschiedlichen Klimaszenarien beschäftigen den Infrastruktursektor nicht so detailliert wie diejenigen, die sich mit dem Unterschied zwischen Gas- und Elektrifizierungsszenarien beschäftigen. Das Gasnetz wird, wenn überhaupt, nur in Form von vereinfachten Ansätzen betrachtet. Weiterhin herrscht größtenteils Unklarheit darüber, welche Rückbaukosten im Elektrifizierungs-Szenario anfallen würden.

Die **Infrastrukturkosten** werden relativ unterschiedlich betrachtet (dabei ist der einfachste Ansatz, dass eine proportionale Entwicklung zum Windenergieausbau angenommen wird (BDI). Beim detailliertesten Ansatz wird eine Lastflussberechnung durchgeführt (BMW)).

Bei einigen Punkten verfolgen die Studien sehr unterschiedliche Ansätze, wie beispielsweise bei der Frage wie **Wasserstoff in das Gasnetz integriert** werden kann. Die FNB-Studie beschränkt nicht den Anteil von Wasserstoff mit einem bestimmten Beimischwert, sondern geht davon aus, dass das Gasnetz teilweise auf Wasserstoff umgebaut werden könnte. Hierfür wird vereinfachend angenommen, dass Investitionskosten in das Gasnetz in gleicher Höhe wie bisher anfallen, allerdings nicht für Gasnetzausbau, sondern für einen Umbau auf Wasserstoff.

¹⁴ "Sequential cropping could unlock huge sustainable biogas potential", 2017. Online at: <https://www.ecofys.com/en/press/sequential-cropping-could-unlock-huge-sustainable-biogas-potential/>

Referenzen und weitere Literatur

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2017, „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“, Fraunhofer ISI, Consentec, IFEU, TU Wien, M-Five, TEP Energy GmbH

Bundesnetzagentur (BNetzA) 2017, „Monitoring Bericht 2017“.

Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) 2018, „Klimapfade für Deutschland“, BCG, prognos

Deutsche Energieagentur (Dena) 2017, „Ressourcenschutzpolitik 2050 für eine marktwirtschaftliche Klima- und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor“, Frontier, IAEW, 4management, EMCEL

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) 2017, „Infrastrukturelle Sektorenkopplung (iSK): Entwicklung einer integrierten Perspektive von Strom- und Gasversorgungsnetzen“, InfraRes

Forschungsradar Energiewende 2018, „Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende. Zusammenfassung“

Fraunhofer (2015b). Was kostet die Energiewende – Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050.

Gelsenwasser, Open Grid Europe, RheinEnergie (OGE) 2017, „Energemarkt 2030 und 2050 – Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO₂-Minderung“, ewi research

Initiative Erdgasspeicher (INES)., Bundesverband Windenergie e.V. (BWE) 2017, „Erneuerbare Gase - ein Systemupdate der Energiewende“, enervis

International Energy Agency (IEA) 2015, „Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells“

Leopoldina, acatech, Union Der Deutschen Akademien der Wissenschaften (Leopoldina) 2017, „»Sektorkopplung« – Optionen für die nächste Phase der Energiewende“, Fraunhofer ISE

SNAM, Gasunie, enagas, TIGF, Fluxys, GRTgas, CIB, Open Grid Europe, EBA (Gas for Climate) 2018, „Gas for Climate. How gas can help to achieve the Paris Agreement target in an affordable way“, Ecofys

UBA (2016). Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050.

Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) 2017, „Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland“, Frontier, IAEW, 4management, EMCEL

Zukunft Erdgas e.V. (Zukunft Erdgas) 2017, „Klimaschutz im Wohngebäudebereich: Wie können wir die Klimaschutzziele im Bereich der Wohngebäude in Deutschland bis 2050 erreichen?“, nymoer strategieberatung

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1: Endenergiebedarf Raumwärme und Warmwasser	14
Abbildung 2: Zeitlich kumulierte Einsparungen (bis 2050) im Wärmesektor im Gas-Szenario im Vergleich zum Elektrifizierungs-Szenario	16
Abbildung 3: Installierte Gaskraftwerkskapazität in 2050 (Gesamtkapazität)	20
Abbildung 4: Vergleich der Endenergienachfrage (enthält auch die Endenergienachfrage für den Wärme-, Transport- und Industriesektor)	21
Abbildung 5: Vergleich der Stromnachfrage	23
Abbildung 6: Vergleich der Gasnachfrage nach Studie und Gasart	24
Abbildung 7: Importe von PtX nach Deutschland	26
Abbildung 8: Vergleich der gesamten Erzeugungskapazitäten (Erzeugungskapazitäten dienen zum Teil zur Herstellung von PtX/ PtG und zum Teil zur Deckung der Gesamtenergienachfrage. OGE gibt nur die Erzeugungskapazitäten zur Abdeckung der Dunkelflaute an. Dena bezieht sich auf Gebäude)	27
Abbildung 9: Investitionskosten-Einsparungen im Energiesystem (inkl. Erzeugungsanlagen, Flexibilität und PtX) im Gasszenario gegenüber Elektrifizierungs-Szenario pro Studie	28
Abbildung 10: Zeitlich kumulierte Investitionskosten-Einsparungen (bis 2050) für Infrastruktur bei Gas- statt Stromszenarien	32
Abbildung 11: Installierte Leistung der Elektrolyseure nach Studie	34
Abbildung 12: Spezifische Investitionskosten für PtG-Anlagen	35
Abbildung 13: Effizienz Elektrolyse Abbildung 14: Effizienz Methanisierung	36
Abbildung 15: Zeitlich kumulierte Gesamtkosten-Einsparungen (bis 2050) von Gasszenarien im Vergleich zu Stromszenarien	38

Tabelle 1: Zentrale Fragestellungen der Studien	5
Tabelle 2: Methodik und Szenarien der behandelten Studien	7
Tabelle 3: Berücksichtigte Optionen für unterschiedliche Verkehrsmittel	17
Tabelle 4: Berücksichtigung von Kostenbestandteilen bei Strom- und Gasnetzen	31

Anhang I: Bewertungskriterien

Kriterium	Zusammenfassung
Fragestellung der Studien	<p>Die Fragestellung variieren stark von Studie zu Studie, jedoch könnten diese im Wesentlichen auf zwei Hauptfragen runtergebrochen werden:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Was muss geschehen, um die jeweiligen Klimaziele zu erreichen? - Welche Einsparungen können durch einen stärkeren Einsatz von grünem Gas gegenüber einem Elektrifizierungs-Szenario erzielt werden?
Methodik der Studien	<ul style="list-style-type: none"> - Es gibt keine reinen Elektrifizierungs-Szenarien, grünes Gas spielt immer zumindest in Reservekraftwerken eine Rolle. - Bei den Gas-Szenarien kann zwischen einer technologieoffenen Optimierung und einem definierten Technologiemix unterschieden werden. Bei den Elektrifizierungs-Szenarien wird der Einsatz von gasbetriebenen Technologien begrenzt. - Etwa die Hälfte der Studien optimiert zumindest den Kraftwerkspark, die andere Hälfte der Studien verfolgt einen Bottom-up-Ansatz. - Die meisten Studien verfolgen einen volkswirtschaftlichen Ansatz. - Der Einsatz von Gas im Wärmesektor ist ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal zwischen den Gas- und Elektrifizierungs-Szenarien. Er wird daher in den betrachteten Studien auch relativ ausführlich betrachtet. - Teile der Studien weisen die Kosten als kumulierte Gesamtkosten aus während andere die Annuitäten ausweisen. Das erschwert die Vergleichbarkeit zwischen den Studien.
Parameter	<ul style="list-style-type: none"> - Alle Studien befassen sich mit dem Jahr 2050 als langfristiger Angelpunkt für die Klimaziele. Einige Studien befassen sich zusätzlich mit den Transformationspfaden oder Zwischenzielen bis 2050. - Zum Teil gibt es keine Aussage zu den angenommenen Zinssätzen, was die Vergleichbarkeit von Kosten zusätzlich erschwert.
Wärmesektor	<ul style="list-style-type: none"> - Zur Erreichung der Klimaziele 95% muss die Wärmenachfrage zumindest um ein Drittel gesenkt werden, was tiefe Sanierungen der Bestandsgebäude erfordert. - Durch den Einsatz von gasbasierten Technologien können Investitionskosten eingespart werden und hohe Spitzenlasten vermieden werden. Allerdings weisen diese Technologien einen höheren Energieverbrauch. - Erschwerte Vergleichbarkeit von Technologiekosten aufgrund von unterschiedlichen Kosteneinheiten (m², kW, Stück) und unterschiedlichem Präzisionsgrad von Technologien (Sole-Wasser/ Sole-Luft-Wärmepumpen für Ein- und Zweifamilienhäuser). - Die Rolle von hybriden Wärmepumpen wird in den analysierten Studien kaum diskutiert. Diese könnten die Spitzenlast senken und die Nachfrage nach Gas minimisieren. Weiterhin wurde nicht diskutiert, ob

Kriterium	Zusammenfassung
	<p>für alle Technologien (gasbasiert und elektrisch) die maximale Sanierungstiefe für die Erreichung der Klimaziele anzustreben sind. Niedrigeren Sanierungstiefen würde weiterhin eine höhere Energienachfrage und höhere Spitzenlasten gegenüberstehen.</p>
Verkehrssektor	<ul style="list-style-type: none"> - Szenarien im Verkehrssektor werden meist exogen festgelegt, zum Teil gibt es nur ein Verkehrsszenario. Für die Dekarbonisierung des Personenverkehrs ist Steigerung der Elektromobilität die zentrale Maßnahme, wobei PtG und PtL eine ergänzende Rolle spielen können. - Die Studien widersprechen sich zum Teil zu den Kostenannahmen zu Elektro- im Vergleich zu Gasfahrzeugen. - Die meisten Studien befassen sich mit dem Personenverkehr, Schiffs- und Güterverkehr sowie Luftfahrt werden nur in einigen wenigen Studien behandelt. Hier kommt PtG und PtL eine zentrale Rolle zu.
Energiesektor	<ul style="list-style-type: none"> - Der Einsatz von strombasierten Heiztechnologien führt zu höheren Spitzenlasten, weshalb höhere Kapazitäten an Gaskraftwerken und anderen Quellen von Flexibilität notwendig werden. - Die Rolle und das Potential von Biogas für Deutschland wird in den betrachteten Studien kaum diskutiert. Es wird allerdings als begrenzt betrachtet, weshalb synthetisches Gas an Bedeutung gewinnen wird. - Alle Studien sehen einen Bedarf an synthetischen Gasen, wenn ein Klimaziel von 95% angestrebt wird. Dies bereits ab dem Jahr 2030. Bei weniger ambitionierten Klimazielen widersprechen sich die Studien. - Außer für die Bereitstellung von Flexibilität für den Stromsektor, wird PtG als besonders notwendig für die Industrie und den Verkehrssektor angesehen. - Fossiles Gas spielt in den 95%-Szenarien keine Rolle mehr, es wird durch CO₂-armes, hauptsächlich synthetisches Gas verdrängt (Content-Switch). - Der Einsatz von Wasserstoff wird meist durch die Beimischquote begrenzt (BDI max. 3%, Rest max. 10%, Umrüstung auf H₂-Netze bei FNB, daher 50%,). - Einige Studien nehmen an, dass der Großteil der PtX-Nachfrage durch Importe aus dem Ausland gedeckt werden, während andere annehmen, dass die Nachfrage auch in Deutschland gedeckt werden kann. Generell werden allerdings Kosteneinsparungen durch den Import erwartet. - Die Studien kommen zu gegensätzlichen Aussagen bezüglich der potentiellen Einsparungen.
Infrastruktur	<ul style="list-style-type: none"> - Die meisten Studien fokussieren sich auf die Stromnetze und simulieren sogar zum Teil das Übertragungsnetz. Infrastrukturkosten sehr unterschiedlich betrachtet (einfachste Annahme: proportional zum Windenergieausbau, nur Zusatzkosten (BDI) – detaillierteste Annahme: Lastflussberechnung (BMW)). - Es herrscht weiterhin Forschungsbedarf zum Umbau der Gasnetze auf Wasserstoff und dem Potential vom Gasnetz zur Reduzierung des Stromnetzausbaus. - Die meisten Studien berücksichtigen die höhere Spitzenlast durch den Einsatz von elektrischen Wärmepumpen in der Übertragungsebene (Ausnahme ist dabei die BDI-Studie). Bei der Betrachtung des Verteilnetzes wird allerdings meist auf andere Studien oder Netzentwicklungspläne zurückgegriffen. Diese berücksichtigen in der Regel höhere Spitzenlasten aufgrund von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen, allerdings sind die Annahmen nicht unbedingt übereinstimmend mit den Szenarien der betrachteten Studien.

Kriterium	Zusammenfassung
	<ul style="list-style-type: none"> - Kosten für den Rückbau der Gasnetze sowie Kosten für die Umrüstung dieser auf höhere Wasserstoffanteile gehen meistens nicht in die Kostenbetrachtung ein.
Rolle von PtG / PtL	<ul style="list-style-type: none"> - Es gibt zum Teil sehr unterschiedliche Kostenerwartungen in Bezug auf PtG/PtL. Wichtige Kostenfaktoren wie fixe Operationskosten werden nur in 2 Studien berücksichtigt. Nur in einer Studie wird nach Kosten und Potential von CO₂-Quellen differenziert. - Mangelnde Transparenz zu Volllaststunden. - Große Schwankungen bei installierter PtG-Leistung

Anhang II: Factsheets der betrachteten Studien

Titel	Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland
Auftraggeber	FNB
Ausgeführt von	Frontier, IAEW, 4management, EMCEL
Jahr	2017
Abkürzung	FNB
Besonderheiten / Aussagen	<ul style="list-style-type: none"> - Ein Szenario ohne Gas ist unrealistisch und zu teuer (daher nicht quantifiziert). In einem Gas-Szenario wird Gas nur als Speicher genutzt und zurück verstromt. In dem zweiten Gas-Szenario wird Gas in vielfältigen Endenergieanwendungen genutzt (Wärme und Verkehr). - Detaillierte Modellierung der Kosten des europäischen Stromnetzes. - THG-Emissionen werden nicht explizit berechnet. - Fokus auf PtG, das in Deutschland hergestellt wird.

Titel	Ressourcenschutzpolitik 2050 für eine marktwirtschaftliche Klima- und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor
Auftraggeber	Dena
Ausgeführt von	Dena, geea, Verbände aus dem Bereich Gebäudeenergieeffizienz
Jahr	2017
Abkürzung	Dena
Besonderheiten / Aussagen	<ul style="list-style-type: none"> - Starker Fokus auf dem Gebäudesektor und der Berechnung der verursachten THG. - Zunächst Vermeidung der THG um 80% und 95% im Gebäudesektor, daraus ableitend Analyse des restlichen Energiesystems. - Aufgrund günstigerer Vermeidungsoptionen (im Energiesektor) findet ein erhöhter Einsatz von PtG im Gebäudesektor nicht statt. - Relativ große Abhängigkeit von ausländischen Importen an PtX für 95%-Szenarien.

Titel	»Sektorkopplung« – Optionen für die nächste Phase der Energiewende
Auftraggeber	Leopoldina, acatech, Union Der Deutschen Akademien der Wissenschaften
Ausgeführt von	Fraunhofer ISE
Jahr	2017
Abkürzung	Leopoldina
Narrativ	Je weniger Emissionen, desto wichtiger werden synthetische Brenn- und Kraftstoffe. PtG wird unabdingbar als saisonaler Speicher. Jetzt müssen die Grundlagen für die spätere Nutzung geschaffen werden. Auch bei untersch. Annahmen, spielt PtX bereits in 2030 eine Rolle (bei THG-Reduktion von 85%).
Fokus	Metaanalyse von Energieszenarien aus anderen Studien
Besonderheiten / Aussagen	<ul style="list-style-type: none"> - Klimaziele entsprechen nicht den Szenarien, was die Vergleichbarkeit erschwert. - PtG birgt Kostensenkungspotenzial, allerdings auch neue Risiken (z.B. Importabhängigkeiten). Ein technologieneutraler Ansatz wird empfohlen, allerdings Warnung vor Lock-in Effekten. - Bereits bei 60%-THG-Reduktion spielt PtX in 2050 eine Rolle. Bei 85%-THG-Reduktion, müssten 1/3 des Stroms für PtX genutzt werden (volkswirtschaftlich optimal). - Quantitative Abschätzungen auf Basis von Expertendiskussionen. - Modellrechnungen zur Analyse der Zusammenhänge und Parameterabhängigkeiten. - Wenig quantitative Aussagen zu den Annahmen und Rechnungsschritten

Titel	Energiamarkt 2030 und 2050 – Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO ₂ -Minderung
Auftraggeber	Gelsenwasser, Open Grid Europe, RheinEnergie
Ausgeführt von	ewi research
Jahr	2017
Abkürzung	OGE
Besonderheiten / Aussagen	<ul style="list-style-type: none"> - Analyse des Beitrags von bestehenden Gas- und Wärmenetze zur THG-Minderung bis 2030 und 2050. Expliziter Vergleich der Spitzenlast nach Sektor und Szenario. - Durch den Einsatz von PtG treten bis 2030 keine Lock-In-Effekte ein, da auch nach 2030 Technologieentscheidungen zu treffen sind. Alle Optionen sollten offengehalten werden, um auf Kostenentwicklungen reagieren zu können. - Synthetische Brennstoffe in beiden Szenarien zwingend benötigt (v.a. für Industrie und Verkehr). Großteil müsste aus dem Ausland importiert werden. - Diskutiert Wechselwirkung zwischen nationalen Zielen und ETS. - Nachfrage nach Wasserstoff ungefähr gleich in beiden Szenarien (evtl. Beschränkte Anwendungsbereiche in der Industrie). Nur Änderung der Nachfrage nach Methan. - Große Bedeutung von Power-to-Fuels.

Titel	Klimaschutz im Wohngebäudebereich: Wie können wir die Klimaschutzziele im Bereich der Wohngebäude in Deutschland bis 2050 erreichen?
Auftraggeber	Zukunft Erdgas e.V.
Ausgeführt von	nymoer strategieberatung
Jahr	2017
Abkürzung	Zukunft Erdgas
Besonderheiten / Aussagen	<ul style="list-style-type: none"> - Nur Betrachtung des Gebäudesektors. Zielstellung: Erreichung der Klimaziele unter Begrenzung der Finanzmittel aber bei Inanspruchnahme aktuell bestehender Förderprogramme. - Elektrifizierung des Gebäudebestandes nicht finanzierbar (hohe Investitionskosten für Gebäudehülle und Heizflächen). - Betrachtung des Investor-Nutzer-Dilemmas bei der Finanzierung von Heiztechnik und Sanierung. Sehr detaillierte Analyse des Gebäudebestandes und der vorliegenden Förderinstrumente. - Technologieoffenheit und Förderung vom synthetischen Erdgas sollte unterstützt werden. Dieses spielt bereits in 2030 im Gebäudesektor eine Rolle. - Ordnungsrechtliche Maßnahmen sollten genauso wie Zielvorhaben langfristig angelegt werden.

Titel	Erneuerbare Gase - ein Systemupdate der Energiewende
Auftraggeber	Zukunft Erdgas e.V., Bundesverband Windenergie e.V.
Ausgeführt von	enervis
Jahr	2017
Abkürzung	BWE
Besonderheiten / Aussagen	<ul style="list-style-type: none"> - Vollständige Betrachtung des Energiesystems, unter Bestrebung zur kosteneffizienten Treibhausgasneutralität. - Ca. 2% der Landesfläche wird für PV und Windinstallationen beansprucht. - Im Gas-Szenario ist der produzierte EE-Strom aufgrund der Umwandlungsverluste bei PtG um 247 TWh größer (13%). - Gasspeicher als erneuerbare Flexibilitätsquelle unabdingbar für Treibhausgasneutralität. Selbst bei einem max. Elektrizitätsszenario, werden 200 TWh Biomethan (als saisonaler Speicher, Nutzung in Gaskraftwerken) und 412 TWh PtG genutzt

Titel	Klimapfade für Deutschland
Auftraggeber	Bundesverband der Deutschen Industrie
Ausgeführt von	BCG, prognos
Jahr	2018
Abkürzung	BDI
Besonderheiten / Aussagen	<ul style="list-style-type: none"> - 95%-THG liegt an der Grenze der Machbarkeit, sogar die Nahrungswirtschaft hierfür müsste reformiert werden. - Im Nr. 2 (80%-Szenario) gibt es viel Flexibilität (Austausch Ausland, Speicher, flex. Verbraucher), falls der Netzausbau erfolgreich erfolgen kann. Dies führt zu wenig Überschussstrom (nur 6 TWh), daher begrenztes Potential für PtX. - Einzige Studie, die die Bedeutung von CCS für die Industrie thematisiert. - Kostenannahmen von PtG intransparent.

Titel	Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells
Auftraggeber	IEA
Ausgeführt von	IEA
Jahr	2015
Abkürzung	IEA
Besonderheiten / Aussagen	<ul style="list-style-type: none"> - Studie fokussiert sich auf die Rolle und Entwicklung von Wasserstoff. - KWK-Anlagen mit Wasserstoff könnten die Effizienzen im Wärmesektor erhöhen. - Keine Behandlung von CO₂-Vermeidungskosten und keine Szenariobetrachtung für den Energiesektor. - Kostenvergleich zwischen Wasserstoff hergestellt mit Elektrolyse und aus NG mit CCS: Wettbewerbsfähigkeit von PtG gegenüber Erdgasreformierung zur Wasserstoffherstellung ist nur gegeben, wenn die Strompreise auf unter 20\$ pro MWh fallen und die Volllaststunden 15% ausmachen oder wenn die Strompreise auf unter 60\$ pro MWh fallen und die Volllaststunden 80% ausmachen. - Diskutiert Beimischungsgrenzen von Wasserstoff in das Gasnetz von 20-30%, abhängig von dem Gasnetz und regionalen Spezifikationen.

Titel	Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland
Auftraggeber	BMWi
Ausgeführt von	Fraunhofer ISI, Consentec, IFEU, TU Wien, M-Five, TEP Energy GmbH
Jahr	2017
Abkürzung	BMWi
Besonderheiten / Aussagen	<ul style="list-style-type: none"> - Fokus auf das Basisszenario (80%-THG-Reduktion) und Referenzszenario (keine Erreichung der Klimaziele). Weiterhin gibt es eine Reihe von anderen Szenarien, die nicht im Detail thematisiert werden (z.B. dezentrales System, geringer Übertragungsnetzausbau, Wasserstoffmobilität). - Fokus auf zeitlich und räumlich hochaufgelöste Optimierung der Strom- und Wärmeversorgung. - Modellierung der jährlichen Nachfrage in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr mit Bottom-up-Simulationsmodellen. - Räumlich und zeitlich hochaufgelöste Berechnung der Potenziale erneuerbarer Energien (unter Berücksichtigung des Netzausbaubedarfs). - Power-to-Gas ist für eine 80%ige Reduktion der deutschen Treibhausgasemissionen nicht erforderlich bzw. nicht wirtschaftlich. - Für PtL bzw. PtG ist es unklar, ob und wie in einer dekarbonisierten Welt die zukünftig erforderliche Menge an CO₂ für den Herstellungsprozess bereitgestellt werden kann.

Titel	Infrastrukturelle Sektorkopplung (iSK): Entwicklung einer integrierten Perspektive von Strom- und Gasversorgungsnetzen
Auftraggeber	DVGW
Ausgeführt von	InfraRes
Jahr	2017
Abkürzung	DVGW
Besonderheiten / Aussagen	<ul style="list-style-type: none"> - Auswertung verfügbarer Studienergebnisse zur Rolle von PtG bei unterschiedlichen Klimazielen (80 und 95%). - Unterscheidung danach, ob die Sektorkopplungstechnologie systemisch notwendig, volkswirtschaftlich vorteilhaft oder betriebswirtschaftlich attraktiv ist. - Einleitung mit Thesen, Untermauerung mit verfügbaren Studienergebnissen. - Abschätzung der Verfügbaren Speicherkapazitäten für Wasserstoff und Methan. - Ein Mix aus unterschiedlichen Infrastrukturen ist für eine kostenoptimale Dekarbonisierungsstrategie notwendig. Dabei kommt der Kopplung der Gas- und Strominfrastruktur eine besondere Bedeutung zu. - Bei einem Klimaziel von 80% ist der Einsatz von PtG wirtschaftlich. Akzeptanzprobleme beim Stromnetzausbau könnten PtG bereits ab einem geringeren Klimaziel notwendig machen. - Die benötigte PtG-Kapazität steigt mit steigenden Klimazielen überproportional an und erreicht ca. 40 GW bei einem Anteil von erneuerbaren Energien von 100%.

ECOFYS



A Navigant Company



Ecofys - A Navigant Company

Ecofys Germany GmbH
Am Wassermann 36
50829 Köln

T: +49 (0) 221 27070-100
F: +49 (0) 221 27070-011

E: info@ecofys.com
I: ecofys.com