

Klimaschutz durch Sektorenkopplung: Optionen, Szenarien, Kosten

Eine enervis-Studie im Auftrag von:
DEA, EWE, Gascade, Open Grid Europe, Shell, Statoil, Thüga und VNG.

enervis energy advisors GmbH
Schlesische Str.29 - 30
10997 Berlin
Fon: +49 (0)30 69 51 75 - 0
Fax: +49 (0)30 69 51 75 - 20
kontakt@enervis.de
www.enervis.de



IMPRESSUM

Herausgeber

enervis energy advisors GmbH

Schlesische Str. 29-30

10997 Berlin

+49 (0)30 695 175 - 0

www.enervis.de

kontakt@enervis.de

Autoren

Julius Ecke

Sebastian Klein

Sebastian Werner Klein

Tim Steinert

Eine Studie im Auftrag von



Veröffentlichung: März 2017

Inhaltsverzeichnis-	Seite
1 Ergebniszusammenfassung (deutsch).....	3
2 Executive Summary (English)	9
3 Einleitung und Zielstellung.....	14
4 Fokussierung des Projektes.....	15
5 Definition der Szenarien.....	15
5.1 Übersicht der Szenarien	15
5.2 Ausrichtung der Wärmemarktszenarien.....	18
5.2.1 Zielstellung und Ansatz	18
5.2.2 Modellierung Nettowärmebedarf	20
5.2.3 Wärmeerzeugungstechnologien und Energieträger	20
5.3 Ausrichtung der Strommarktszenarien.....	22
6 Kurzbeschreibung der Modelle	25
6.1 Enervis-Strommarktmodell.....	25
6.2 enervis-Wärmemarktmodell	26
7 Entwicklungen im Wärmemarkt.....	27
7.1 Entwicklung des Wärmebedarfs	27
7.2 Technologiezusammensetzung in den Szenarien	28
7.3 CO ₂ -Emissionen im Wärmesegment	31
7.4 Wärmebedingter Strombedarf der Szenarien	32
7.5 Zwischenfazit.....	34
8 Entwicklungen im Strommarkt	35
8.1 Strombedarf der Szenarien.....	35
8.2 Stromerzeugung in den Szenarien	36
8.3 Zubau Erneuerbarer Energien	38
8.4 Gesicherte Leistungen in den Szenarien	40
8.5 Zwischenfazit.....	43
9 Gasverbrauch und CO₂-Emissionen	44
9.1 Gasverbrauch in den Szenarien	44
9.2 Entwicklung der CO ₂ -Emissionen	46
9.3 Zwischenfazit.....	49
10 Kosteneffekte	50
10.1 Systemkosten	50
10.2 CO ₂ -Vermeidungskosten	53
10.3 Zwischenfazit.....	54
11 Fazit & Kernthesen	55
12 Literaturverzeichnis.....	56

1 Ergebniszusammenfassung (deutsch)

Fazit auf einen Blick:	• Ohne einen beschleunigten Kohleausstieg ist eine effiziente und effektive Dekarbonisierung von Strom und Wärme nicht möglich. Der Kohleausstieg ist daher energiewirtschaftlich und politisch vorrangig. • Erdgas bleibt bis mindestens 2040 die kosteneffizienteste CO₂-Vermeidungsoption für Wärme und bis 2050 und darüber hinaus ein kosteneffizienter CO₂-armer Energieträger für Backup-Kraftwerke. • Um die Klimaschutzziele kosteneffizient zu erreichen, gilt es Vorfestlegungen zu vermeiden und Technologieoffenheit sicherzustellen: So stellt die Gasinfrastruktur eine wichtige Flexibilitätsoption für die Flankierung der erneuerbaren Energien dar. Eine dekarbonisierte Welt mit Power-to-Gas kann volkswirtschaftlich günstiger sein als eine Welt ohne Gas.																
Zielstellung der Studie	Ziel dieser Studie ist es, einen konkreten und konstruktiven Diskussionsbeitrag zur Kopplung der Sektoren Strom und Wärme zu leisten. Die Studie beleuchtet verschiedene Pfade zur Sektorenkopplung und trifft Aussagen zu möglichen Kosten dieser Pfade. Im Mittelpunkt stehen dabei der Wärmemarkt und die Betrachtung der Effekte von Kohleausstieg, Vollelektrifizierung und Einsatz von grünem Gas bis zum Jahr 2050.																
Methodik & Szenarien	Diese Studie untersucht sechs verschiedene Szenarien, die die Bandbreite der möglichen Sektorenkopplungsstrategien – insbesondere hinsichtlich des Strom- und Wärmesektors – abbilden. Die Szenarien werden in einem kombinierten Strom- und Wärmemarktmodell ausgewertet. Die Modelle ermöglichen u.a. eine detaillierte Analyse der Wirkungen der Sektorenkopplung auf den Strommarkt sowie der Klimaschutz- und Kosteneffekte, die daraus folgen. Die nachfolgende Abbildung zeigt die betrachteten Szenarien: <table><tr><th>SZENARIEN</th><th>SCHWACHE ELEKTRIFIZIERUNG</th><th>STARKE ELEKTRIFIZIERUNG</th><th>ZIELERFÜLLUNG BIS 2050</th></tr><tr><td>SPÄTER KOHLEAUSSTIEG (nach 2050)</td><td>„Weiter wie bisher“</td><td>„Graue Elektrifizierung“</td><td>85% EE ANTEIL IM STROM</td></tr><tr><td>FRÜHER KOHLEAUSSTIEG (bis 2035)</td><td>„Weiter wie bisher und Kohleausstieg“</td><td>„Grüne Elektrifizierung“</td><td>75% - 82% CO₂ MINDERUNG</td></tr><tr><td></td><td>„Grünes Gas“</td><td>„Grüne Vollelektrifizierung“</td><td>95% CO₂ MINDERUNG</td></tr></table>	SZENARIEN	SCHWACHE ELEKTRIFIZIERUNG	STARKE ELEKTRIFIZIERUNG	ZIELERFÜLLUNG BIS 2050	SPÄTER KOHLEAUSSTIEG (nach 2050)	„Weiter wie bisher“	„Graue Elektrifizierung“	85% EE ANTEIL IM STROM	FRÜHER KOHLEAUSSTIEG (bis 2035)	„Weiter wie bisher und Kohleausstieg“	„Grüne Elektrifizierung“	75% - 82% CO ₂ MINDERUNG		„Grünes Gas“	„Grüne Vollelektrifizierung“	95% CO ₂ MINDERUNG
SZENARIEN	SCHWACHE ELEKTRIFIZIERUNG	STARKE ELEKTRIFIZIERUNG	ZIELERFÜLLUNG BIS 2050														
SPÄTER KOHLEAUSSTIEG (nach 2050)	„Weiter wie bisher“	„Graue Elektrifizierung“	85% EE ANTEIL IM STROM														
FRÜHER KOHLEAUSSTIEG (bis 2035)	„Weiter wie bisher und Kohleausstieg“	„Grüne Elektrifizierung“	75% - 82% CO ₂ MINDERUNG														
	„Grünes Gas“	„Grüne Vollelektrifizierung“	95% CO ₂ MINDERUNG														

Entwicklungen im Wärme- markt	Alle modellierten Szenarien dieser Studie gehen von weiteren Effizienzanstrengungen und einem – aus heutiger Sicht – ambitionierten Rückgang des Nettowärmebedarfes um 25 % bis 2050 aus. Bei einer auf Kosteneffizienz ausgerichteten Entwicklung wird Erdgas bis 2050 weitgehend der Vorzug gegenüber anderen Energieträgern im Wärmemarkt gegeben (Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Weiter wie bisher und Kohleausstieg“). Zur weiteren Reduktion der CO₂-Emissionen sind zusätzliche Maßnahmen notwendig. Soll diese Reduktion durch eine Elektrifizierung der Wärmerzeugung erfolgen, so ist zur Erreichung einer Einsparung von 80% der CO₂-Emissionen im Wärmemarkt gegenüber 1990 ist ein moderater Anstieg des Strombedarfes im Wärmemarkt notwendig (Szenarien „Graue / Grüne Elektrifizierung“). Selbst in diesen Szenarien spielt Erdgas auch über 2040 hinaus eine substanzielle Rolle als wichtige Option zur kosteneffizienten Reduktion der CO₂-Emissionen im Wärmemarkt. Im Vergleich dazu steigen die benötigten Strommengen bei einer anvisierten Einsparung von 95 % der CO₂-Emissionen massiv an (Szenario „Grüne Vollelektrifizierung“). Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass bei einer vollständigen Elektrifizierung auch Wärmebedarf mit hohen Temperaturniveaus elektrifiziert wird, für den statt der Wärmepumpentechnologie ineffizientere Direktheizer genutzt werden. In den Segmenten mit höheren Temperaturniveaus sind die Effizienzvorteile einer Elektrifizierung der Wärmerzeugung beim Endkunden ggü. Erdgastechnologien begrenzt. Alternativ können diese Emissionsreduktionen auch durch die Bereitstellung einer großen Menge (mehr als 500 TWh/a) an synthetischem und bilanziell CO₂-freiem Gas mittels Power-to-Gas erreicht werden (Szenario „Grünes Gas“).
Stromverbrauch und Spitzenlast	In den Szenarien „Graue Elektrifizierung“ und „Grüne Elektrifizierung“ wird die Wärmeversorgung soweit elektrifiziert, dass der Stromverbrauch nach anfänglichen Rückgängen wieder zunimmt und im Ergebnis 2050 auf einem Niveau etwas oberhalb des heutigen liegt (rd. 600 TWh). Im Szenario „Grüne Vollelektrifizierung“ steigt der Stromverbrauch durch die Beiträge für den Wärmesektor deutlich an. Im Jahr 2050 liegt hier der Stromverbrauch bei rund 790 TWh. Im Szenario „Grünes Gas“ steigt der Stromverbrauch bedingt durch den Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen schnell und insbesondere ab 2025 deutlich an. Im Jahr 2050 beträgt der Stromverbrauch 1.450 TWh. Betrachtet man die nationale Spitzenlast abzüglich der Beiträge Erneuerbarer Energien (Residuallastspitze) ergibt sich ein anderes Bild. In den Szenarien „Graue/Grüne Elektrifizierung“ und „Grüne Vollelektrifizierung“ steigt diese langfristig auf rund 80 GW, bzw. rund 104 GW in kalten Jahren an. Die Residuallastspitze im Szenario „Grünes Gas“ sinkt langfristig auf unter 50 GW, da die Power-to-Gas-Anlagen durch ihr systemdienliche Einsatzweise nicht zur Spitzenlast beitragen.

Ausbau der Erneuerbaren Strom-erzeugung	Um diese Stromverbräuche emissionsfrei zu decken, kommt es zu einem z.T. massiven Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE). Der EE-Ausbau erfolgt dabei so stark wie notwendig um die CO₂-Ziele zu erfüllen. So liegt das auszubauende EE-Erzeugungspotenzial im Szenario „Grüne Vollelektrifizierung“ im Jahr 2050 bei rund 1.600 TWh und somit um den Faktor 2 über dem Stromverbrauch in Höhe von 790 TWh. Dies ist zurückzuführen auf die massive Abregelung sowie den Export von EE-Strom in diesem Szenario. Wenn kein deutlicher Ausbau geeigneter alternativer Stromspeichertechnologien erfolgt, ist die Nutzbarkeit von EE-Erzeugung als „Wärmestrom“ begrenzt. Dies ist zurückzuführen auf die begrenzte Übereinstimmung von EE-Erzeugungsprofilen (insb. Wind und Einstrahlung) und den temperaturgetriebenen Verbrauchsprofilen der Wärmeerzeuger. Mit steigenden Anforderungen an die Dekarbonisierung sinkt der Grenznutzen jeder weiteren EE-Erzeugung, da diese mehrheitlich in die Abregelung bzw. in den Export geht, in beiden Fällen aber keine Beiträge zu Dekarbonisierung in Deutschland leistet. In dem Wandlungspfad über Power-to-Gas ist zwar ein ähnlich starker EE-Ausbau notwendig, das Erzeugungspotenzial der EE-Anlagen kann jedoch fast vollständig genutzt werden, da Power-to-Gas (oder eine andere Langfristspeichertechnologie) die Speicherpotenziale der Infrastruktur erschließt und somit Abregelungen weitgehend vermeiden kann. Bei der Bewertung der energetischen Effizienz der Szenarien spielt also nicht nur die Effizienz der Wärmeerzeugung beim Endkunden eine Rolle. Zu berücksichtigen ist auch, dass es in den Elektrifizierungsszenarien zu massiven Abregelungen kommen kann, die die Effizienzvorteile der Wärmepumpen kompensieren.
Konventionelle Strom-erzeugung & Back-Up	In allen Szenarien spielen Erdgaskraftwerke bei der Absicherung des Systems eine entscheidende Rolle. Sie tragen kosteneffizient zur CO₂-Reduktion bei und übernehmen zunehmend wichtige Back-Up-Funktionen. Der Leistungsbedarf in den Szenarien „Graue Elektrifizierung“ und „Grüne Elektrifizierung“ liegt um rd. 24 GW in der Spitze höher als in den Szenarien ohne Elektrifizierung der Wärmeerzeugung. In dem Szenario „Grüne Vollelektrifizierung“ liegt der Leistungsbedarf 29 GW über dem in den Szenarien mit niedriger Elektrifizierung bzw. 53 GW über dem Szenario „Grünes Gas“. Der Zubau dieser Kraftwerke stellt somit eine wichtige Bedingung einer Versorgungssicheren Umsetzung einer Sektorenkopplung über die Elektrifizierung des Wärmesektors dar. Durch die Sektorenkopplung über Power-to-Gas wird der Bedarf an umfangreichen Back-Up-Kapazitäten deutlich reduziert. Durch die Elektrifizierung steigt der Leistungsbedarf ab dem Beginn der 2030er Jahre, wenn sich zeitgleich die Wirkung des Kohleausstieges intensi-

	viert. Diese beiden Effekte addieren sich somit in ihrer Wirkung auf den Leistungsbedarf des Systems. Sollte der notwendige Ausbau von Back-Up-Kapazitäten nicht schnell genug erfolgen um den Bedarf des Kohleausstieges und der Elektrifizierung zu kompensieren, so wäre aus energiewirtschaftlicher Sicht der Kohleausstieg insbesondere vor dem Hintergrund deutlich niedrigeren CO₂-Vermeidungskosten vorrangig zu verfolgen.
Entwicklung des Gasverbrauchs	Erdgas spielt in allen Szenarien eine signifikante Rolle bis mindestens zum Jahr 2040. So sinkt der Erdgasverbrauch in den ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien zwar ab, bleibt aber auch bis 2040 oberhalb von 50 % des aktuellen Niveaus. In den weniger ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien liegt der Erdgasverbrauch auch langfristig auf einem recht hohen Niveau. So sinkt der Erdgasverbrauch nicht unter 65 % des heutigen Niveaus. Erdgas bleibt also bis mindestens 2040 die kosteneffizienteste CO₂-Vermeidungsoption für Wärme und bis 2050 und darüber hinaus ein kosteneffizienter CO₂-armer Energieträger für Back-Up-Kraftwerke. Durch einen beschleunigten Kohleausstieg wird die Rolle von Erdgas in der Verstromung auch über eine primäre Back-Up Funktion hinaus aktiviert. In diesen Szenarien spielt nicht nur Erdgas eine wichtige Rolle, sondern auch die Gasnetzinfrastruktur selbst, welche in Kombination mit den Gaskraftwerken eine Rolle als Flexibilitätsoption zum Ausbalancieren der EE-Einspeisung einnehmen kann. Im Szenario „Grünes Gas“ liegt der Gasverbrauch inkl. synthetischer Gase auch langfristig etwa auf dem heutigen Niveau. Der Anteil grüner Gase ist hier entsprechend hoch und dominant. Auch in diesem Szenario mit erhöhten Effizienzanstrengungen im Strom- und Wärmesektor sowie einem massiven Ausbau der Sektorenkopplung ist die Gasverwendung und die dazugehörige Infrastruktur anschlussfähig. Die gasbasierten Wärmeerzeuger und Infrastrukturen werden hier auch langfristig ausgelastet und wirken effizienzsteigernd für das Energiesystem.
Entwicklung der CO₂-Emissionen	Im Szenario „Weiter wie bisher“ kommt zu einer Reduktion der Emissionen, insb. durch den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien im Stromsektor und den Rückgang der Kohleverstromung durch den altersbedingten Marktaustritt von Kohlekraftwerken. Eine „Dekarbonisierung“ entlang der politischen Ziele wird jedoch weder im Strom noch im Wärmesektor – und dementsprechend auch nicht insgesamt – erreicht. Im Ergebnis wird bis 2030 eine Reduktion um 47 % und bis 2050 um 71 % erreicht. Zur Einhaltung der politischen Ziele sind also weitere Maßnahmen notwendig. Im Szenario „Weiter wie bisher und Kohleausstieg“ kommt einer Reduktion durch die Beschleunigung des Kohleausstieges bis 2035. Dies schlägt sich nieder in einer stärkeren Umstellung von emissionsintensiver Kohle auf CO₂-armes Erdgas im Strommarkt. Insgesamt erreicht dieses Szenario bis 2030 eine Reduktion um 54 % und um 76 % bis zum Jahr 2050. Legt man also mit 80 % die unteren Zielvorgaben des politischen Korridors zu Grunde, so kann ein Großteil der Ziele bereits durch die stärkere Nutzung von Erdgas im

	Strom- und Wärmesektor erreicht werden. Ohne einen beschleunigten Kohleausstieg ist eine effektive Dekarbonisierung von Strom und Wärme nicht möglich. Ein effektiver und zeitnaher Kohleausstieg stellt somit eine wichtige Voraussetzung erfolgreicher Klimaschutzanstrengungen dar. Der Kohleausstieg ist auch eine Vorbedingung für eine klimapolitisch sinnvolle Sektorenkopplung von Strom/Wärme. So zeigen Detailbetrachtungen, dass die Auslastung von Kohlekraftwerken durch eine Elektrifizierung der Wärmeerzeugung steigen kann („Graue Elektrifizierung“). Die Szenarien zeigen auch, dass das ambitionierte -95% CO₂-Ziel für 2050 über unterschiedliche Sektorenkopplungsstrategien erreicht werden kann. In Bezug auf die Effektivität der CO₂-Zielerreichung ist die Sektorenkopplung per Power-to-Gas grundsätzlich gleichwertig mit der Sektorenkopplung per Elektrifizierung. So erreichen beide Szenarien („Grüne Vollelektrifizierung“ und „Grünes Gas“) bis 2050 das -95 % Ziel.
Systemkosten	Die politische Herbeiführung und ggf. geeignete Flankierung eines Kohleausstiegs im Stromsektor ist aus ökonomischer Sicht klar vorrangig gegenüber weitreichenden Sektorkopplungsanstrengungen. Das gilt auch für den Fall, dass es zu einer Konkurrenzsituation kommt, beispielsweise aufgrund der Anforderungen an die gesicherte Leistung des Systems, kommt. Die beiden weitreichenden Sektorkopplungsstrategien („Grüne Vollelektrifizierung“ und „Grünes Gas“) liegen auf einem ähnlichen Systemkostenniveau, hier mit leichten Vorteilen für das Szenario „Grünes Gas“. Beide Szenarien weisen sehr hohe Systemkosten auf. Dies gilt insbesondere für das Szenario „Grüne Vollelektrifizierung, welches mittlere Mehrkosten von rd. 30 Mrd. Euro p.a. bis zum Jahr 2050 aufweist. Dies entspricht in Summe über den Betrachtungszeitraum rd. einer Billion Euro. Orientieren sich die politischen Ziele an einer weitreichenden CO₂-Reduktion (oberer Zielkorridor), so kann die Sektorenkopplung über den Gasmarkt unter den Annahmen dieses Szenarios (insb. einer starken Kostendegression bei Power-to-Gas) einen wichtigen Beitrag zur Kosteneffizienz des Systems leisten. Eine vorzeitige technologische Festlegung, z.B. auf eine Elektrifizierung würde dieses Potenzial ausschließen und begrenzt daher den Lösungsraum für eine kosteneffiziente und umfassende Dekarbonisierung. Gerade die Gasnetzinfrastruktur stellt langfristig eine wichtige energiewirtschaftliche Option dar. Dabei liegt das Szenario „Grünes Gas“ auch in Bezug auf die CO₂-Vermeidungskosten unterhalb der weitreichenden Elektrifizierung, hier bieten sich also Kostensenkungspotenziale. Aus den Ergebnissen kann mittelbar auch geschlussfolgert werden, dass es, neben den beiden hier untersuchten „Extremszenarien“ („Grüne Vollelektrifizierung“ und „Grünes Gas“), die entweder eine weitreichende Elektrifizierung oder weitreichenden Einsatz von Power-to-Gas vorsehen, effiziente

	Mischszenarien zwischen diesen beiden Strategien gibt. Die ermittelten CO₂-Vermeidungskosten zeigen durch ihre Höhe klar auf, dass der Wettbewerb um eine kosteneffiziente Lösung im Wärmemarkt noch nicht abgeschlossen ist. Es werden weitere Entwicklungen und Innovationen benötigt, um die politisch vorgesehene Emissionsreduktion zu tragbaren Kosten zu erreichen. Bei den hier resultierenden Vermeidungskosten wären auch aktuell weniger im Fokus stehende CO₂-Vermeidungsoptionen, wie beispielsweise CCS, wirtschaftlich umsetzbar. Eine technologische Festlegung auf die weitere Entwicklung bis 2050 ist vor diesem Hintergrund verfrüht. Stattdessen ist ein Wettbewerb zwischen Technologien und Lösungsansätzen nötig.
--	---

2 Executive Summary (English)

General Conclusions	- Decarbonizing the heat and power sector efficiently requires an accelerated coal phase-out. Therefore the coal phase-out is a political and economic priority. - At least until 2040, natural gas will still constitute the most cost-efficient CO₂-abatement option for the heating sector. At least until 2050, and most likely beyond, natural gas will remain a cost-efficient low-carbon energy source for back-up power plants. - To achieve Germany's long-term climate goals effectively, it is necessary to avoid pre-mature commitments exclusively to specific technologies. The gas infrastructure remains an important flexibility option and enables integration of high shares of renewable energy. A decarbonized world is less expensive using power-to-gas technology to tap into the flexibility of gas infrastructure.																
Methodology and scenarios	To cover the wide range of potential strategies for coupling the heat and power market, this study examines six different scenarios. Each scenario is evaluated by a combined heat and power market model. The model allows for analyzing the effects of sector coupling on the power market and the resulting impacts on costs and emissions. The study is based on the following assumptions and scenarios: <table><tr><th>SCENARIOS</th><th>SCENARIOS WITH SLOW ELECTRIFICATION</th><th>SCENARIOS WITH INTENSIVE ELECTRIFICATION</th><th>EMISSION TARGETS IN 2050</th></tr><tr><td>COAL PHASE-OUT 2035</td><td>„Weiter wie bisher“</td><td>„Graue Elektrifizierung“</td><td>85% RES-E IN POWER GENERATION</td></tr><tr><td>COAL PHASE-OUT AFTER 2050</td><td>„Weiter wie bisher und Kohleausstieg“</td><td>„Grüne Elektrifizierung“</td><td>75% - 82% REDUCTION OF CO₂ EMISSIONSVS. 1990</td></tr><tr><td></td><td>„Grünes Gas“</td><td>„Grüne Voll-elektrifizierung“</td><td>95% REDUCTION OF CO₂ EMISSIONS VS. 1990</td></tr></table>	SCENARIOS	SCENARIOS WITH SLOW ELECTRIFICATION	SCENARIOS WITH INTENSIVE ELECTRIFICATION	EMISSION TARGETS IN 2050	COAL PHASE-OUT 2035	„Weiter wie bisher“	„Graue Elektrifizierung“	85% RES-E IN POWER GENERATION	COAL PHASE-OUT AFTER 2050	„Weiter wie bisher und Kohleausstieg“	„Grüne Elektrifizierung“	75% - 82% REDUCTION OF CO ₂ EMISSIONSVS. 1990		„Grünes Gas“	„Grüne Voll-elektrifizierung“	95% REDUCTION OF CO ₂ EMISSIONS VS. 1990
SCENARIOS	SCENARIOS WITH SLOW ELECTRIFICATION	SCENARIOS WITH INTENSIVE ELECTRIFICATION	EMISSION TARGETS IN 2050														
COAL PHASE-OUT 2035	„Weiter wie bisher“	„Graue Elektrifizierung“	85% RES-E IN POWER GENERATION														
COAL PHASE-OUT AFTER 2050	„Weiter wie bisher und Kohleausstieg“	„Grüne Elektrifizierung“	75% - 82% REDUCTION OF CO ₂ EMISSIONSVS. 1990														
	„Grünes Gas“	„Grüne Voll-elektrifizierung“	95% REDUCTION OF CO ₂ EMISSIONS VS. 1990														

Development of the heat market	All scenarios include a 25% decrease in net heating demand until 2050, which seems ambitious from today's perspective. In case of a cost-efficient development, natural gas is predominant (see scenarios "Weiter wie bisher" and "Weiter wie bisher und Kohleausstieg"). In regards to costs, natural gas is more efficient compared to any other fossil fuel in the heat market until 2050. To further reduce CO₂-emissions, additional measures are required. In order to decrease CO₂-emissions in the heating market by 80% compared to the 1990-level, the amount of electricity used for heating has to increase moderately (see scenario "Grüne / Graue Elektrifizierung"). In these scenarios natural gas still plays a key role in the cost-efficient reduction of CO₂-emissions in the heat market beyond 2040. A decrease in CO₂-emissions by 95% instead of 80% results in a massive increase in the required amounts of electricity (see scenario "Grüne Vollelektrifizierung"). This is largely due to the fact that in case of full electrification, high temperature heat demand has to be covered by electric direct heating, which is significantly less efficient than covering low temperature heat demand with heat pump technology. When providing high temperature heat, the efficiency advantages of electric heating diminishes compared to natural gas. Alternatively CO₂-emissions can be reduced by 95%, if a large amount (500 TWh/a) of synthetic and CO₂-neutral gas is supplied by power-to-gas technology (scenario "Grünes Gas").
Consumption of electricity	The scenarios with intensive electrification of heat demand ("Graue Elektrifizierung" and "Grüne Elektrifizierung") lead to increasing electricity consumption. Therefore electricity consumption in 2050 (600 TWh/a) will be slightly higher than today. In the "Grüne Vollelektrifizierung" scenario, consumption of electricity increases considerably due to the additional provision of heat. Up until the year of 2050, electricity consumption will increase to approximately 790 TWh. Because of the deployment of Power-to-Gas-technology in the "Grünes Gas" scenario, electricity consumption is increasing rapidly, especially beginning in 2025. Until 2050, electricity consumption increases to 1450 TWh. While electricity demand is higher in the "Grünes Gas" scenario compared to the "Grüne Vollelektrifizierung" scenario, the residual peak load is approximately 50 GWs lower.

Expansion of power generation from renewable energy sources	In order to supply increasing electricity demands without increasing emissions, some scenarios lead to a massive expansion of renewable energies. Renewable energies are expanded until emission targets are met. According to the "Green Full Electrification" scenario, the targeted generation potential of renewable energy is around 1600 TWh and thus twice as high as the electricity consumption of 790 TWh. This increase results from massive curtailment and export of power from renewable energy sources. Without a considerable expansion of suitable alternative technologies for the storage of electricity, the utilization of power from renewable energy sources for heating purposes is limited. This is due to the limited "fit" of renewable energy production (especially wind and solar) and temperature-dependent heat demand. The marginal value of renewable energy production decreases with increasing decarbonization goals. The decrease results from a rising proportion of power being curtailed or exported, but does not contribute to a reduction of overall emissions in Germany. The Power-to-Gas-path requires a similar expansion of renewable energy. In this case most of the generation potential can be utilized because Power-to-Gas allows accessing the huge potential for gas storage and thus largely prevents curtailment. Consequently the efficiency of heat generation by the end-consumer, where heat pumps have an advantage over natural gas technology, is not the only factor when evaluating energy efficiency among different scenarios. Massive curtailment of renewable feed-in in the electrification scenarios compensate for the advantages in efficiency.
Backup-Capacities	In all scenarios natural gas power plants play a major role in providing security of supply. Such power plants cost-effectively contribute to the reduction of CO₂ and fulfill important back-up requirements. Peak power requirement in the "Graue Elektrifizierung" and "Grüne Elektrifizierung" scenarios is around 24 GW higher than in the scenarios without electrification of heat supply. In the "Grüne Vollelektrifizierung" scenario the power requirement exceeds the requirement of scenarios with little electrification by 29 GW and scenarios without electrification by 53 GW. Therefore commissioning and financing of required new power plants are crucial conditions for a reliable implementation of an electrification of the heat supply. In contrast, sector coupling based on Power-to-Gas avoids the need for extensive back-up capacities. By the beginning of the 2030s electrification increases the requirements for back-up capacity at the same time as effects of a coal phase-out intensify. If the construction of back-up capacities should lag behind, coal phase-out should be pursued as a priority from an economic point of view.

Development of gas consumption	In all scenarios natural gas plays a key role at least until 2040. Although in the ambitious decarbonisation scenarios natural gas consumption is declining, it remains above 50% compared to current levels until 2040. At least until 2040 natural gas is the most cost-efficient CO₂-abatement option for the heat sector. Until 2050 and beyond, natural gas is a cost-efficient low-carbon source of energy for back-up power plants. According to the two less ambitious electrification scenarios, natural gas consumption is at a fairly high level, even in the long term. Gas demand does not drop below 65% compared to current levels. According to the “Grünes Gas” scenario, natural gas consumption, including synthetic gases, will remain at current levels, even in the long term. Therefore in scenarios with increased efficiency efforts in the heat and power sector and massive expansion of sector coupling via Power-to-Gas, gas will still be an economically and ecologically viable resource for the future.
Development of CO₂-emissions	Without an accelerated coal phase-out an effective decarbonization of the heat and power sector is not achievable. Therefore an effective and prompt phase-out of coal is an essential prerequisite for successful climate protection. Furthermore the coal phase-out is also a requirement for a climate-friendly sector coupling of electricity and heat generation since the electrification of the heat sector can increase the utilization of coal-fired power plants. In case of an accelerated phase-out of coal, natural gas will be utilized more strongly for electricity-generation and reach levels beyond its back-up functions. In these scenarios not only natural gas is of vital importance, but also the gas network infrastructure itself. Combined with gas power plants, natural gas can provide flexibility for balancing the fluctuating feed-in of renewable energies. The scenarios with a high level of decarbonization also demonstrate that an ambitious decrease in CO₂-emissions by 95% until 2050 can be achieved through different strategies for coupling the heat and power market. In regard to effectively achieving CO₂-reduction targets, both sector coupling based on Power-to-Gas and electrification are fundamentally equivalent.
System costs	In case of a competitive situation between coal phase-out and extensive sector coupling, for example due to capacity scarcity, a coal phase-out should be given priority from an economic point of view. Both extensive sector-coupling strategies (“Grüne Vollelektrifizierung” and “Grünes Gas”) have system costs of similar magnitudes, though there is a slight advantage for the “Grünes Gas” scenario. Both scenarios show impressive system costs. This is particularly true for the “Grüne Vollelektrifizierung”, which on average entails additional costs of around 30 billion Euros per year by 2050. If political objectives orient themselves towards ambitious CO₂-reduction targets (95 % target range), sector-coupling based on power-to-gas can significantly contribute to cost effectiveness.

	An early decision in favor of a specific decarbonization technology or pathway, for example electrification, would exclude the potential of limiting costs by using Power-to-Gas-technologies and generally limit the scope of cost-effective and comprehensive solutions. Especially the gas infrastructure is an important option within the energy system and therefore should not be abandoned. From the results of this study it can be concluded that there exist several efficient mixed strategy scenarios including Power-to-Gas as well as electrification. The high level of CO₂-abatement costs demonstrate that the search for a cost-efficient solution has not been concluded. In regard to these abatement costs other CO₂ mitigation technologies, which are currently less in focus (e.g. CCS), would also be economically feasible. To put the ambitious political targets into practice at lower specific costs, further progress and innovations are required.
--	--

3 Einleitung und Zielstellung

Deutschland hat sich weitreichende Dekarbonisierungsziele gesetzt. So ist es politisches Ziel, die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2050 um mindestens 80 bis 95 % gegenüber 1990 zu reduzieren (Bundesregierung, 2016). Jüngst wurden durch die Bundesregierung im Klimaschutzplan 2050 auch Sektorziele für die Emissionsreduktionen festgelegt (Bundesregierung, 2016). Während sich in Bezug auf den Strommarkt inzwischen ein recht weitreichender Konsens über die Leitlinie einer langfristigen Dekarbonisierungsstrategie herausgebildet hat, erscheinen die Strategien und Maßnahmen für die anderen Sektoren noch weniger klar.

Aktuell steht unter dem Stichwort „Sektorenkopplung“ die Nutzung erneuerbaren Stroms insbesondere im Wärme- und Verkehrssektor im Fokus des energiepolitischen und -wirtschaftlichen Interesses. Dabei kommt der Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung eine besondere Aufmerksamkeit zu. Hier werden zentral zwei verschiedene Strategien diskutiert: So wird eine Elektrifizierung der Wärmeerzeugung, insbesondere durch die verstärkte Nutzung von elektrischen Wärmepumpen, erwogen. Andererseits kann auch durch die Erzeugung und Nutzung synthetischer Gas – im Folgenden Power-to-Gas – der Wärmesektor dekarbonisiert werden.

Die Sektorkopplungsstrategien haben dabei naturgemäß große Auswirkungen auf den Strom- und Wärmemarkt, die bisher noch nicht abschließend untersucht oder hinreichend quantifiziert wurden.

Neben dem Strom- und Wärmemarkt sind direkt und indirekt auch weitreichende Auswirkungen auf den Gasmarkt und die Gasinfrastruktur zu erwarten. Vor diesem Hintergrund hat eine Gruppe von Unternehmen unterschiedlicher Wertschöpfungsstufen der Energiebranche die Perspektiven verschiedener Sektorkopplungsstrategien durch die enervis energy advisors GmbH untersuchen lassen.

Ziel dieser Studie ist es, einen konkreten und konstruktiven Beitrag zur Debatte um die Sektorenkopplung zu leisten. Im Kern handelt es sich dabei um eine modellgestützte Szenariountersuchung. Dabei werden ergänzende Aspekte analysiert, die bisher noch nicht im Fokus der Diskussion standen. Dies betrifft unter anderem die Auswirkungen der Sektorenkopplung auf den Stromsektor sowie die damit verbundenen Kosteneffekte.

enervis ist eine unabhängige und auf energiewirtschaftliche Fragestellungen spezialisierte Unternehmensberatung. enervis arbeitet beratend für Versorger, Erzeuger und Projektierer und steht für unabhängige Marktanalysen sowie -prognosen. Wir unterstützen unsere Mandanten bei der Planung und Umsetzung von Investitionsvorhaben sowie beim Entwickeln von Strategien und Geschäftskonzepten. Darüber hinaus begleitet enervis die energiewirtschaftliche Diskussion zu Marktdesignfragestellungen durch Projekte für Verbände, Institutionen und Unternehmen.

Die vorliegende Studie ist als Ergebnispapier konzipiert. Es wird daher der Schwerpunkt auf die Vorstellung von Projektergebnissen gelegt, die jeweilige Herleitung steht nicht im Fokus.

4 Fokussierung des Projektes

Vor dem Hintergrund des Umfangs und der Komplexität der beschriebenen Aufgabenstellung ist eine Fokussierung der Aufgabenstellung sinnvoll. Dabei wurden die folgenden Rahmenbedingungen zu Grunde gelegt:

- Die Sektorenkopplung in den Verkehrssektor wird in ihrer zeitlichen Entwicklung in dieser Studie hinterlegt. Weitreichende Szenariountersuchungen werden zu diesem Sektor jedoch nicht durchgeführt.
- Stromspeicher stellen eine wichtige Technologie zur Integration der EE in den Strommarkt dar. Vor diesem Hintergrund werden Prämissen über den Ausbau der Speicherkapazitäten, insbesondere im Batteriesegment, in den Szenarien hinterlegt. Da jedoch der analytische Fokus dieser Studie nicht auf Stromspeichern liegt, werden zu dieser Technologie keine weitreichenden Szenariovariationen durchgeführt.
- Die Ausgestaltung von Umlagen, Entgelten und Steuern zur Finanzierung verschiedener staatlich bestimmter Aufgaben oder Mechanismen steht nicht im Fokus dieses Projektes.
- Die hier durchgeführten Überlegungen adressieren energiewirtschaftliche Entwicklungen in einer mittel- bis langfristigen Perspektive, die Entwicklung bis 2020 steht nicht im Fokus dieser Studie.
- Die Studie fokussiert sich auf den Strommarkt in Deutschland. Auslandsmärkte werden nicht explizit betrachtet, die europäische Einbindung wird jedoch modellendogen berücksichtigt.
- Fragen der Netzinfrastruktur werden nicht betrachtet. Dies betrifft sowohl die Strom-, als auch die Gasnetzinfrastruktur. Dabei werden jedoch die Auswirkungen auf die Infrastruktur qualitativ diskutiert. Auch die Ausgestaltung der Netzentgelte steht nicht im Fokus dieses Projektes.

5 Definition der Szenarien

Diese Studie stellt im Kern eine modellgestützte Untersuchung von Zukunftsszenarien dar. Diese Szenarien werden im Folgenden definiert und mit Annahmen hinterlegt.

5.1 Übersicht der Szenarien

Diese Studie untersucht sechs verschiedene Szenarien, die die Bandbreite der möglichen Sektorenkopplungsstrategien – insbesondere hinsichtlich des Strom- und Wärmesektors – abbilden. Ein besonderes Augenmerk liegt dabei auf den Wechselwirkungen mit der Kohleverstromung, beziehungsweise mit der Geschwindigkeit des Auslaufens der Kohleverstromung in Deutschland (im Folgenden auch als „Kohleausstieg“ bezeichnet).

Die Szenarien unterscheiden sich anhand der Intensität und der Form der Klimaschutzanstrengungen im Strom- und Wärmesektor, insbesondere entlang von drei übergeordneten Szenarioeigenschaften:

- Variiert wird die Geschwindigkeit des Kohleausstieges im Stromsektor selbst als eine wichtige Einflussgröße der Emissionen, die mit der Stromerzeugung verbunden sind.

- In drei Szenarien wird der Wärmesektor weitgehend elektrifiziert. Hierbei wird auch der Grad der Elektrifizierung variiert, was entsprechende Auswirkungen auf die erreichbaren CO₂-Ziele hat.
- In einem weiteren Szenario erfolgt die Sektorenkopplung durch eine Auswertung der Produktion synthetischer Gase (Power-to-Gas).

Nachfolgende Abbildung beschreibt die Szenarien entlang ihrer wichtigsten Eigenschaften.

SZENARIEN		SCHWACHE ELEKTRIFIZIERUNG	STARKE ELEKTRIFIZIERUNG	ZIELERFÜLLUNG BIS 2050
SPÄTER KOHLEAUSSTIEG (nach 2050) FRÜHER KOHLEAUSSTIEG (bis 2035)		„Weiter wie bisher“	„Graue Elektrifizierung“	85% EE ANTEIL IM STROM
		„Weiter wie bisher und Kohleausstieg“	„Grüne Elektrifizierung“	75% - 82% CO ₂ MINDERUNG
		„Grünes Gas“	„Grüne Voll-elektrifizierung“	95% CO ₂ MINDERUNG

Abbildung 1: Szenarienübersicht

Im Folgenden werden die Szenarien jeweils einzeln beschrieben:

- **„Weiter wie bisher“:** In diesem Szenario wird die Entwicklung des Strom- und Wärmemarktes dargestellt, wenn die heute bereits konkret beschriebenen Maßnahmen weiter fortgeführt werden. Es kommt also auch in diesem Szenario zu einer Reduktion der Emissionen, beispielsweise durch den weiteren Ausbau der EE im Stromsektor und den Rückgang der Kohleverstromung durch den altersbedingten Marktaustritt von Kohlekraftwerken. Da in diesem Szenario eine an wirtschaftlichen Kriterien und Effizienz orientierte Entwicklung des Wärmemarktes ohne derzeitige Subventionen und Förderungen abgebildet wird, kommt es durch die zunehmende Durchdringung mit kosteneffizienten erdgasbasierten Wärmetechnologien auch im Wärmemarkt zu einer Reduktion der Emissionen. Eine „Dekarbonisierung“ entlang der politischen Ziele wird jedoch weder im Strom- noch im Wärmesektor – und dementsprechend auch nicht insgesamt – erreicht.
- **„Graue Elektrifizierung“:** Das Szenario „Graue Elektrifizierung“ bildet die Wirkung einer Ausweitung der Sektorenkopplung durch Elektrifizierung des Wärmesektors ab, unter der Maßgabe, dass nicht gleichzeitig auch ein beschleunigter Ausstieg aus der Kohleverstromung erfolgt. Dabei wird der Ausbau der Elektrifizierung des Wärmesektors so abgebildet, dass der Wärmesektor selbst – ohne eine Anrechnung eventueller Emissionen der Stromerzeugung – eine Reduktion seiner Emissionen um ca. 80 % ggü. 1990 erreicht. In diesem und allen folgenden Elektrifizierungssze-

narien, wird darüber hinaus das Potenzial zur Stromerzeugung¹ aus EE soweit angehoben, dass der zusätzliche Stromverbrauch durch diese gedeckt werden kann.

- **„Weiter wie bisher und Kohleausstieg“:** In diesem Szenario werden im Wärmesektor selbst keine verstärkten Anstrengungen zur Dekarbonisierung vollzogen. Davon unbenommen kommt es jedoch im Stromsektor zu relevanten Reduktionen der CO₂-Emissionen. Dies verursacht zum einen durch eine Beschleunigung des Kohleausstieges bis zum Jahr 2035 und zum anderen durch den weiterhin angenommenen Ausbau der EE-Stromerzeugung. Der Kohleausstieg orientiert sich hier an Szenarioanalysen der Agora Energiewende (enervis für Agora, 2016) über einen Ausstieg bis zum Jahr 2035. Jedoch liefert der Stromsektor keinen Beitrag zur Dekarbonisierung des Wärmesektors.
- **„Grüne Elektrifizierung“:** In diesem Szenario kommt es zu deutlichen Verstärkungen der Klimaschutzanstrengungen im Strom- und Wärmesektor. So wird der Ausstieg aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2035 vollzogen. Daneben wird auch die Elektrifizierung des Wärmemarktes intensiviert. Dabei wird der Ausbau der Elektrifizierung des Wärmesektors so abgebildet, dass der Wärmesektor selbst (ohne eine Anrechnung eventueller Emissionen der Stromerzeugung) eine Reduktion seiner Emissionen um ca. 80 % ggü. 1990 erreicht.
- **„Grüne Vollelektrifizierung“:** Die „Grüne Vollelektrifizierung“ ist eines der beiden Szenarien, in denen sich die langfristige Emissionsreduktion am oberen Ende des politischen Zielkorridors bewegt. Der Ausbau der Elektrifizierung des Wärmesektors führt zu einer Reduktion der Emissionen im Wärmemarkt um ca. 95 % ggü. 1990 – ohne eine Anrechnung von Emissionen der Stromerzeugung. Flankierend wird gleichermaßen auch der Ausstieg aus der Kohleverstromung beschleunigt, so dass mit dem Jahr 2035 die Kohleverstromung in Deutschland ausläuft.
- **„Grünes Gas“:** Bei diesem Szenario handelt es sich gleichermaßen um ein Szenario, in dem sich die Emissionsreduktion am oberen politischen Zielkorridor orientiert. Dafür erfolgt einerseits ein beschleunigter Ausstieg aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2035, andererseits wird die weitgehende Dekarbonisierung des Wärmesektors durch die Produktion synthetischer Gase erreicht, die dann direkt in der Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Die Produktion synthetischer Gase (P2G) erfolgt dabei elektrisch parallel zum entsprechenden Ausbau der Stromerzeugung aus EE. Im Fokus der Analysen steht hier die steigende Beimischung an synthetischen Gasen aus EE-Stromerzeugung. Die Beimischung von Biogas / Biomethan stellt eine andere ergänzende Option dar, die aber nicht im Fokus dieser Studie steht.

Insgesamt handelt es sich grade bei den letzten beiden Szenarien also um Entwicklungspfade, die aus heutiger Sicht den äußeren Rand des technischen und finanziellen Möglichkeitsspektrums beschreiben. Dennoch ermöglichen sie im Vergleich Aussagen über die Ef-

¹ Das „Potenzial“ zur Stromerzeugung aus EE bezieht sich dabei jeweils auf die potenzielle Stromerzeugung vor der Abregelung von Erzeugungsmengen aufgrund nicht hinreichender Integrationsmöglichkeiten des Systems.

fekte verschiedener Maßnahmen und Strategien zur Erreichung der Klimaschutzziele im Strom- und Wärmesektor zu treffen.

Nachfolgende Abbildung verdeutlicht die Annahmen zu den Szenarien in tabellarischer Form.

	„Weiter wie bisher“	„Weiter wie bisher und Kohleausstieg“	„Graue Elektrifizierung“	„Grüne Elektrifizierung“	„Grüne Voll-elektrifizierung“	„Grünes Gas“
ENTWICKLUNG WÄRMEMARKT	Basisentwicklung		Starke Elektrifizierung		Sehr starke Elektrifizierung	Basisentwicklung
NEBENBEDINGUNGEN ELEKTRIFIZIERUNG	Keine		80%-Reduktion CO ₂ ggü. 1990 Ziel: Gleichförmiger Rückgang		95%-Reduktion, sonst wie 80%	Keine
NEBENBEDINGUNGEN SYNTHETISCHES GAS	Keine		Keine			95%-Reduktion über P2G
EE-ANTEIL AN DER STROMNACHFRAGE (2050)	85%		85%, zusätzliche Stromnachfrage der Wärme zu 100%		95%, zusätzliche Stromnachfrage der Wärme zu 100%	
KOHLEAUSSTIEG	Kein	Kohleausstieg Bis 2035	Kein	Kohleausstieg Bis 2035		

Abbildung 2: Übersicht der Szenarien

In den beiden nachfolgenden Abschnitten werden die Annahmen der Szenarien jeweils für den Strom- und den Wärmesektor detaillierter beschrieben. Dabei werden neben den wichtigsten charakteristischen Eigenschaften auch Szenarioparameter dargestellt, die für alle Szenarien identisch sind. Dabei liegt der Fokus auf denjenigen Parametern, die für die Interpretation der Ergebnisse der Modellierung von besonderer Relevanz sind.

5.2 Ausrichtung der Wärmemarktszenarien

5.2.1 Zielstellung und Ansatz

Im Rahmen der Modellierung des Wärmemarktes werden die Segmente Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) sowie Industrie betrachtet. Für jedes Segment werden der Gesamtbedarf an Raumwärme und Wärme zur Warmwasserbereitstellung berücksichtigt, in den Segmenten GHD und Industrie zusätzlich Prozesswärme². Im Folgenden werden die einzelnen Verwendungszwecke der Wärme aggregiert dargestellt. Zentraler Betrachtungsgegenstand ist die Art der eingesetzten Wärmeerzeugungstechnologie sowie der Endenergiebedarf, d.h. die zum Einsatz kommenden Energieträger.

Veränderungen des Endenergiebedarfes und des Energieträgermixes ergeben sich hauptsächlich durch zwei Aspekte. Zunächst ist die Entwicklung des Nettowärmebedarfes³ bis 2050 abzuleiten. Dieser hängt in dieser Untersuchung nicht von der Art der eingesetzten Technologien oder des eingesetzten Energieträgers ab. Dabei wird in allen Szenarien die gleiche Entwicklung des Nettowärmebedarfes unterstellt, basierend auf einem aus heutiger

² Prozesswärme im Bereich Haushalte ist im Wesentlichen durch Strom für Kochzwecke gegeben und wird im Rahmen des enervis-Strommarktmodells berücksichtigt.

³ Der Nettowärmebedarf beschreibt die notwendige Wärmeenergie, um Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme zu decken. Dies jedoch unabhängig vom Endenergiebedarf. Nettowärmebedarf <> Endenergie

Sicht recht ambitionierten Szenario. Die der Modellierung zugrunde liegenden Prämissen sind in Abschnitt 5.2.2. zusammengefasst.

Im Rahmen der vorliegenden Studie ist wärmeseitig darüber hinaus die Entwicklung der eingesetzten Technologien und Energieträger bis 2050 relevant. Dazu werden entsprechend den in Abschnitt 5.1 definierten Szenarien verschiedene, unterlagerte Wärmemarktszenarien definiert, siehe nachfolgende Abbildung.

	„Weiter wie bisher“	„Weiter wie bisher und Kohleausstieg“	„Graue Elektrifizierung“	„Grüne Elektrifizierung“	„Grüne Voll-elektrifizierung“	„Grünes Gas“
MODELLIERUNG	Kosteneffizient und technologieoffen					
ENTWICKLUNG WÄRMEMARKT	Basisentwicklung		Starke Elektrifizierung	Sehr starke Elektrifizierung		Basisentwicklung
NEBENBEDINGUNGEN ELEKTRIFIZIERUNG	Keine		80%-Reduktion CO ₂ ggü. 1990 Ziel: Gleichförmiger Rückgang	95%-Reduktion, sonst wie 80%		Keine
NEBENBEDINGUNGEN SYNTHETISCHES GAS	Keine		Keine			95%-Reduktion über P2G

Abbildung 3: Übersicht Wärmemarktszenarien und Zuordnung zu den Szenarien der Studie

In den Wärmemarktszenarien wird grundsätzlich eine kosteneffiziente und technologieoffene Entwicklung unterstellt. In den Szenarien „Weiter wie bisher“, „Weiter wie bisher und Kohleausstieg“ sowie „Grünes Gas“ unterliegt diese keinerlei weiteren Einschränkungen, d.h. es wird unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten eine Auswahl aus verschiedenen möglichen Wärmeerzeugungstechnologien getroffen.

Lediglich im Szenario „Grünes Gas“ existiert die modellexogene Vorgabe, dass im Wärmemarkt die CO₂-Emissionen bis 2050 um 95% im Vergleich zu 1990 gesenkt werden sollen⁴. Dies geschieht über den Einsatz von Power-to-Gas-Technologien, welches durch den Strommarkt über EE – im Wesentlichen Wind und PV – bereitgestellt wird. Die benötigten Mengen an synthetischem Gas sind im Szenario „Grünes Gas“ daher, als sich aus dem Wärmemarktmodell ergebende Eingangsgröße in das Strommarktmodell zu verstehen.

In den Szenarien „Graue / Grüne Elektrifizierung“ bzw. „Grüne Vollelektrifizierung“ werden mittels Definition von Zielszenarien Nebenbedingungen an die im Wärmemarktmodell zur Auswahl stehenden Wärmeerzeugungstechnologien festgelegt. Es wird jeweils gefordert, dass in Summe über alle Segmente (d.h. Haushalte, GHD und Industrie) die entsprechenden CO₂-Minderungsziele gegenüber 1990 erfüllt werden (80% bzw. 95%). Im Rahmen des extern vorgegebenen Emissionspfades findet die Modellierung der Entwicklung der Wärmeerzeugungstechnologien wiederum technologieoffen und kosteneffizient statt. Zur Erreichung der CO₂-Ziele werden jedoch CO₂-arme Technologien, wie z.B. Wärmepumpen, Biomasse oder Direktheizer begünstigt. Die der Modellierung zugrunde liegenden Prämissen sind in Abschnitt 5.2.3 zusammengefasst.

⁴ Bei der Betrachtung des Wärmemarktes werden durch die Erzeugung von Strom oder Fernwärme bedingte CO₂ Emissionen nicht berücksichtigt.

5.2.2 Modellierung Nettowärmebedarf

Abbildung 4 enthält eine Übersicht der im Rahmen der Modellierung des Nettowärmebedarfes zugrunde gelegten Prämissen. Im Segment Haushalte sind die unterstellte Bevölkerungsentwicklung sowie Annahmen hinsichtlich der Erneuerungs- und energetischen Sanierungsraten von Wohngebäuden relevant. Weiterhin sind Annahmen bezüglich des Wärmebedarfes einzelner Gebäudetypen notwendig. In den Segmenten GHD und Industrie ist die verfügbare Datenbasis nicht so umfangreich wie im Segment Haushalte. Daher wird die Entwicklung des Nettowärmebedarfes unter Berücksichtigung einer unterstellten Entwicklung des Bruttoinlandproduktes (BiP) sowie von jährlichen Effizienzgewinnen in den einzelnen Segmenten modelliert (siehe nachfolgende Abbildung).

Die in Abbildung 4 dargestellten Prämissen orientieren sich an öffentlich verfügbaren Datenerhebungen bzw. Drittstudien⁵. Es wird jedoch ein ambitioniertes Szenario unterstellt, das einen vergleichsweise starken Rückgang des Nettowärmebedarfes zur Folge hat. Damit wird dem Grundsatz „Efficiency first“ des Klimaschutzplans Rechnung getragen⁶.

Bevölkerungsentwicklung/BiP	Bevölkerungsvorausberechnung bis 2050 (Destatis, 2014): Rückgang bis 2050 auf 76 Mio. Einwohner BiP Prognose (EWI/GWS/Prognos für BMWi, 2014): Ø 1,0% Anstieg pro Jahr
Wohngebäude: Gebäudeentwicklung	Erneuerungsrate von 0,5 % zzgl. Effekt im Abriss/Zubau aus der Bevölkerungsentwicklung Annahme von Sanierungsraten (0,25% pro Jahr - 1,1% pro Jahr nach Baujahr und Gebäudetyp)
Wohngebäude: Wärmebedarf	Grundannahmen zu Wärmebedarf von Typgebäuden (unsaniert, saniert) nach Baujahr und Sanierungsjahr Anwendung auf Gebäudetypen
GHD: Wärmebedarf	Kopplung des zukünftigen Wärmebedarfs an BiP Berücksichtigung eines Effizienzgewinns von 1,54 % pro Jahr
Industrie: Wärmebedarf	Kopplung des zukünftigen Wärmebedarfs an BiP Berücksichtigung eines Effizienzgewinns von 1,58% pro Jahr

Abbildung 4: Basisannahmen Modellierung Nettowärmebedarf

5.2.3 Wärmeerzeugungstechnologien und Energieträger

Im Gegensatz zur Modellierung des Nettowärmebedarfes ist die Modellierung der verwendeten Wärmeerzeugungstechnologien und eingesetzten Brennstoffe szenarioabhängig. Abbildung 5 enthält eine Übersicht der getroffenen Annahmen. Hinsichtlich der Wärmeerzeugungstechnologien werden je Segment bestimmte Investitionskosten unterstellt und mit entsprechenden Effizienzen versehen. Es erfolgt eine Orientierung an öffentlich verfügbaren Datenerhebungen und Studien⁷. Steuern, regulierte Entgelte und Umlagen – außer der EEG-Umlage – werden auf dem Stand von 2016 festgehalten, z.B. Netzentgelte. Die EEG-Umlage sowie Brennstoffpreise werden an die Großhandelspreise des Stromfundamentalmodells gekoppelt.

⁵ Vgl. beispielsweise (Destatis, 2014), (EWI/GWS/Prognos für BMWi, 2014), (dena, 2012), (IWU, 2015), (ARGE, 2011), (AGEB, 2015)

⁶ (Bundesregierung, 2016, S. 8)

⁷ Vgl. beispielsweise (Umweltbundesamt, 2016), (DLR/Fraunhofer IWES/IfnE für BMUB, 2010), (BDEW)

Heiztechnologien	Technologiedefinition nach Segment mit zugehörigen Investitionskosten und der Entwicklung der Wärmefizienz („thermischer Nutzungsgrad“)
Brennstoffpreise	Kopplung an Großhandelspreise des Stromfundamentalmodells und Überführung in Endkundenpreise
Steuern, regulierte Entgelte	Fixierung auf Stand 2016
Umlagen (außer EEG)	Fixierung auf Stand 2016
EEG-Umlage	Kopplung an Ergebnisse des Stromfundamentalmodells
Fernwärme	Sinkende Nachfrage (-0,8% p.a.), im Resultat bleibt der Anteil der Fernwärme prozentual in etwa konstant

Abbildung 5: Basisannahmen der Modellierung der Wärmeerzeugungstechnologien und Brennstoffkosten

Es ergeben sich je Wärmeerzeugungstechnologie und Betrachtungsjahr bis 2050

- Investitionskosten und fixe Betriebskosten aus den Annahmen bzgl. der Kosten der Wärmeerzeugungstechnologie
- Var. Betriebskosten aus Kombination der durch Endkunden zu zahlenden Brennstoff- bzw. Stromkosten – d.h. Summe aus Großhandelspreis, Steuern, Umlagen und regulierter Entgelte – mit der unterstellten Effizienz des Heizungssystems sowie des zu deckenden Wärmebedarfes.

Basierend darauf kann bei Neubau eines Wärmeerzeugungssystems – d.h. bei Neuinstallation in einem neu errichteten Gebäude / Betriebsstätte bzw. bei Austausch eines vorhandenen Systems– eine Investitionsentscheidung auf Vollkostenbasis getroffen werden, wie sie schematisch in Abbildung 6 dargestellt ist.

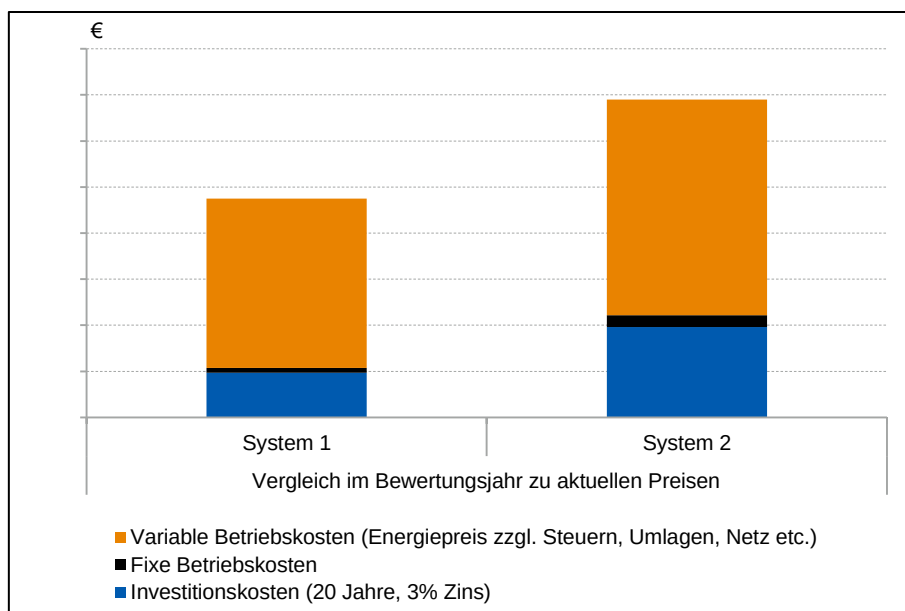


Abbildung 6: Investitionsentscheidung Wärmeerzeugungstechnologie (schematisch)

Bzgl. der möglichen Wärmeerzeugungstechnologien wird ein technologieoffener Ansatz in Anlehnung an die Leitstudie 2010 der Bundesregierung (DLR/Fraunhofer IWES/IfnE für BMUB, 2010) gewählt. In allen Segmenten können alle wesentlichen modernen Heizungssysteme zum Einsatz kommen, d.h. Gas/Öl-Brennwertsysteme, Wärmepumpen (Strom/Gas), Fernwärme, Biomasse, Mikro-KWK (nur Haushalte und GHD), KWK und Elekt-

roheizer (beide nur Industrie). Bestandstechnologien, die nicht zukunftsorientiert sind – z.B. Kohleheizungen oder Nachtspeicheröfen – werden nicht erneuert. Insbesondere im Haushaltsbereich werden weiterhin unterstützende Technologien berücksichtigt, dies sind im Gebäudebestand hauptsächlich Solarthermie und Heizstäbe sowie bei Neubauten zusätzlich Wärmerückgewinnungs- und Abluftanlagen. Vorgaben der EnEV sind dahingehend implementiert, dass in Neubauten die Nutzung von rein fossilen Systemen nicht mehr möglich ist. Wie in Abschnitt 5.2.1 dargelegt wurde, werden bei den Szenarien „Graue / Grüne Elektrifizierung“ bzw. „Grüne Vollelektrifizierung“ zusätzliche Nebenbedingungen an die Auswahl der Wärmeerzeugungstechnologie gestellt. Dies geschieht durch eine schrittweise Bevorzugung CO₂-armer Technologien bis die entsprechenden Zielvorgaben erfüllt sind.

5.3 Ausrichtung der Strommarktszenarien

Nachfolgende Tabelle zeigt die der Strommarktmodellierung zu Grunde liegenden Annahmen. Dabei handelt es sich um Parameter, die in allen Szenarien identisch sind.

	Weiter wie bisher	Weiter wie bisher und Kohleausstieg	Graue Elektrifizierung	Grüne Elektrifizierung	Grüne Vollelektrifizierung	Grünes Gas
STROMNACHFRAGE EXKL. WÄRME	Rückgang der Stromnachfrage um 13,5% im Jahr 2050 ggü. 2016, zzgl. zusätzlicher Stromnachfrage aus Elektromobilität (E-PKW Anteil von 50% bis zum Jahr 2050)					
LASTFLEXIBILITÄT	Lastmanagementpotenziale im Umfang von 8,1 GW im Jahr 2050 (Entwicklung bis zum Jahr 2030 in Anlehnung an Szenariorahmen NEP 2017-2030, Szenario C)					
FLEXIBILITÄT IM WÄRMESEGMENT	Neue strombasierte Wärmeerzeuger weisen eine Nachfrageflexibilität im Umfang ihrer Wärmespeicherkapazitäten auf (jeweils ca. 1-4 h)					
STROMSPEICHER	Ausbau von zentralen Batteriespeichersystemen mit Teilnahme am Spotmarkt auf 8 GW bis zum Jahr 2050					
KWK	Bestehende und absehbare KWK Standorte werden berücksichtigt/ Bestehende Kohle-KWK wird sukzessive mit gasbasierter KWK ausgetauscht					
WÄRMENETZE	Sinkende Nachfrage (-0,8% p.a.) durch Effizienzsteigerung. Zusätzlich wurde eine anteilige Elektrifizierung durch Wärmepumpen angenommen.					
UMLAGEN UND ENTGELTE	Fortführung der Umlagen und Endgeltstruktur. Sukzessives Abschmelzen aller strombasierten Umlagen für P2G-Anlagen ab dem Jahr 2025.					
BRENNSTOFF- & CO₂-PREISANNAHMEN	Aktuelle Terminmarktnotierungen für die gehandelten Frontjahre / langfristig World Energy Outlook 2016 „New Policies Scenario“					
EE-KOSTENANNAHMEN	Basierend auf Fraunhofer (2015): Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050					
P2G-KOSTENANNAHMEN	Investitionskosten, Wirkungsgrade, Betriebskosten und Lebensdauer als Mittelwert aktueller Projektionen: Agora Energiewende (2016), Greenpeace (2015), DVGW (2014), Agora Energiewende (2014)					

Abbildung 7: Übersicht der Szenarien

Die in der vorstehenden Tabelle aufgeführten Parameter der Szenarien werden im Folgenden jeweils zusammenfassend erläutert.

- **Stromnachfrage:** Die Stromnachfrage außerhalb des Wärme- und Verkehrssegments unterliegt durch angenommene Effizienzsteigerungen einem leichten Rückgang. Mittelfristig richtet sich der Trend nach dem genehmigten Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2017-2030. Langfristig sinkt die Stromnachfrage um 13,5% im Jahr 2050 ggü. 2016. Dieser Rückgang wird partiell durch eine Zunahme

der Stromnachfrage aus Elektromobilität v.a. im E-PKW Segment kompensiert (50% Marktdurchdringung, Anstieg auf rund 56 TWh bis zum Jahr 2050).

- **Lastflexibilität:** Dem Modell werden umfassende Lastflexibilitätpotenziale zur Verfügung gestellt, die modellendogen nach energiewirtschaftlichen Signalen aktiviert werden können. Diese Potenziale der Lastflexibilität und weiterer atypischer Flexibilitäten (z.B. Netzersatzanlagen) erreichen bis zu 10 % der Spitzenlast – außerhalb des Wärmesektors. Die Kostenstruktur der Lastflexibilitäten richten sich der Struktur nach an der letzten BMWi Leitstudie Strommarkt aus.
- **Flexibilität im Wärmesegment:** Noch über dieses Flexibilitätpotenzial hinaus können Stromverbraucher im Wärmemarkt (Wärmepumpen, Elektroheizer) nach Strompreissignalen flexibilisiert werden. Dies jeweils entsprechend ihrer Wärmespeicherpotenziale. Bei Stromwärmepumpen im Bereich Raumwärme liegt das Potential bei max. 4 Stunden Nachfrageverschiebung pro Tag, wenn die Wärmenachfrage das zulässt.
- **Stromspeicher:** In allen Szenarien werden zentrale Batteriespeicher kontinuierlich ausgebaut. Die auch am Spotmarkt eingesetzten Speicher erreichen im Jahr 2050 eine installierte Leistung von insgesamt 8 GW.
- **KWK:** Bestehende KWK-Standorte werden in allen Szenarien fortgeführt. Dabei erfolgt ein Ersatz von kohlebasierter KWK mit effizienten und flexiblen erdgasbasierten Anlagen. Dies gilt auch in den Szenarien mit einem beschleunigten Kohleausstieg, wo ein vorgezogener Ersatz der kohlebasierten KWK-Anlagen erfolgt. Die Auslastung der Anlagen richtet sich dabei nach den Strommarktgegebenheiten.
- **Wärmenetze:** Die Wärmenachfrage in den Wärmenetzen unterliegt einerseits Effizienzeffekten, andererseits können insbesondere durch Nachverdichtung weitere Verbraucher angeschlossen werden. In der Gesamtwirkung wird hier angenommen, dass die netzbasierte Wärmenachfrage um rd. 0,8 % p.a. linear absinkt. Dabei übernehmen in allen Szenarien zunehmend auch Wärmepumpen und Elektroheizer eine Rolle in der netzbasierten Wärmeversorgung. Im Resultat dessen wird langfristig ca. 33 % der Wärmenachfrage in Wärmenetzen durch strombasierte Wärmeerzeuger erreicht.
- **Umlagen und Entgelte:** Umlagen und Entgelte auf den Stromverbrauch werden grundsätzlich entlang ihrer heutigen Struktur fortgeführt. Die Umlagen werden entsprechend auch auf den Stromverbrauch von strombasierten Wärmeerzeugern erhoben. Für P2G-Anlagen wird ein sukzessives Abschmelzen aller strombasierten Umlagen ab 2025 angenommen. Die Ausgestaltung der Umlagen zur Verteilung der Kosten hat dabei keinen Einfluss auf die Systemkostenbewertung.
- **Brennstoff- & CO₂-Preise:** Die Brennstoff- und CO₂-Preise richten sich zwischen 2030 und 2040 nach den aktuellen Prognosen des New Policy Szenarios des World Energy Outlooks 2016. Bis 2030 erfolgt eine Überführung vom aktuellen Marktpreisniveau, ab 2040 folgt eine Fortschreibung des Trends. Die CO₂-Preise steigen auf Basis dieser Methodik auf rd. 57 Euro / t im Jahr 2050.
- **EE-Kostenannahmen:** Die Kostenannahmen für EE stützen sich auf eine Studie des Fraunhofer ISE zur Kostenentwicklung der Energiewende.⁸ Nachfolgende Tabelle zeigt die verwendeten Kosten- und Technologieannahmen:

⁸ (Fraunhofer ISE, 2015)

			2020	2030	2040	2050
PV	Investition	[€/kW]	980	710	605	571
	Fixkosten	[% Invest p.a.]	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%
Wind Onshore	Investition	[€/kW]	1.265	1.185	1.170	1.167
	Fixkosten	[% Invest p.a.]	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%
Wind Offshore	Investition	[€/kW]	3.500	2.995	2.450	2.251
	Fixkosten	[% Invest p.a.]	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%

Abbildung 8: Kostenannahmen der Erneuerbare Energien basierend auf Fraunhofer 2015 (M/O-Kosten repräsentieren fixe Betriebskosten)

- P2G-Kostenannahmen:** Für das Szenario „Grünes Gas“ wird eine Kostenentwicklung für Power-to-Gas Technologien angenommen. Die Annahmen dazu bilden sich als Mittelwert aus vier aktuellen Studien zur Kostenentwicklung von P2G, insofern repräsentieren die Annahmen hier die aktuelle Einschätzung zum Kostensenkungspotenzial der Technologie. Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Investitionskosten in verschiedenen Studien sowie die daraus abgeleitete Annahme. Die Studien gehen von einer steilen Lernkurve bis Mitte der 2025er Jahre aus. Die Kostenentwicklung wurde abgeleitet anhand der Kosten der Methansynthese, die Annahmen stehen jedoch in den Modellrechnungen dieser Studie auch stellvertretend für andere Synthesetechnologien (z.B. Wasserstoff). Insofern steht die P2G-Technologie in den Szenarien stellvertretend für verschiedene Wandlungspfade.

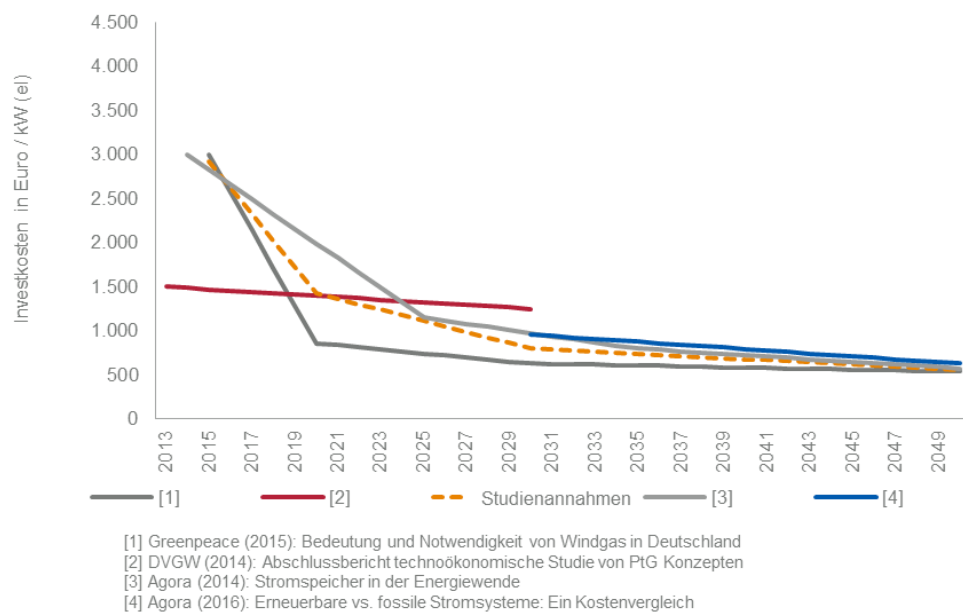


Abbildung 9: Entwicklung der Kosten von P2G

Basierend auf den beschriebenen Prämissensatz werden die Szenarien mit der enervis-Modelllandschaft ausgewertet.

Im folgenden Kapitel werden die genutzten Modelle zusammenfassend beschrieben.

6 Kurzbeschreibung der Modelle

enervis setzt im Rahmen des Projektes verschiedene Modelle ein. Im Folgenden werden die Modelle zusammenfassend beschrieben.

6.1 enervis-Strommarktmodell

Das verwendete Strommarktmodell ist ein umfangreiches Marktmodell zur Modellierung und Analyse von Strommärkten, das auf ökonomischen und energiemarktspezifischen Fundamentaldaten basiert. Dieses von enervis entwickelte Modell erlaubt Prognosen der stündlichen Strommarkt- und der Regelleistungspreise sowie die Analyse der Einflussfaktoren auf die entsprechenden Preisentwicklungen.

Im Rahmen der Langfristprognose wird die Frage nach der Strompreisentwicklung in einem perfekten und wettbewerbsintensiven Energiemarkt, d. h. ohne strategisches Verhalten der Marktteilnehmer, analysiert.

Die Modellierung des Kraftwerkseinsatzes, des Stromaustauschs über die europäischen Kuppelkapazitäten und damit der Preisbildung auf dem Strommarkt erfolgt grundsätzlich auf Basis von kurzfristigen Grenzkosten. Dabei stellt eine breite räumliche Abdeckung (UCTE) und eine hohe zeitliche Auflösung (28 Tagvarianten pro Monat, d.h. 336 Tagvarianten pro Jahr) eine realitätsnahe Abbildung des europäischen Strommarktes sicher.

Daneben bildet das Modell Kraftwerkszubauten und -stilllegungen im Kraftwerkspark nach Vollkostengesichtspunkten ab. Die technischen und ökonomischen Rahmenparameter des Kraftwerkseinsatzes werden detailliert abgebildet.

Darüber beinhaltet das Modell Stromspeicher und Lastflexibilitäten. Der Einsatz von Flexibilitäten und Speichern mit begrenzten Volumina bzw. Verschiebbarkeiten wird nach Grenzkosten optimiert.

Das Fundamentalmodell hat sich als Prognosetool seit mehr als zehn Jahren am Markt bewährt und kam bei der Bewertung einer Vielzahl von Investitionsprojekten in der Stromerzeugung und -beschaffung (u.a. Bewertung von Kraftwerksprojekten, Stromlieferverträgen, Kraftwerksscheiben, Beteiligungen) in verschiedenen europäischen Strommärkten erfolgreich zum Einsatz.

Verschiedene rückblickende Analysen haben ergeben, dass das Strommarktmodell sowohl historische Spotpreise nach Niveau und Struktur gut reproduziert, als auch das Terminpreinsniveau über den liquide gehandelten Zeitraum wiedergibt (wenn Terminnotierungen für Brennstoffe usw. angenommen werden).

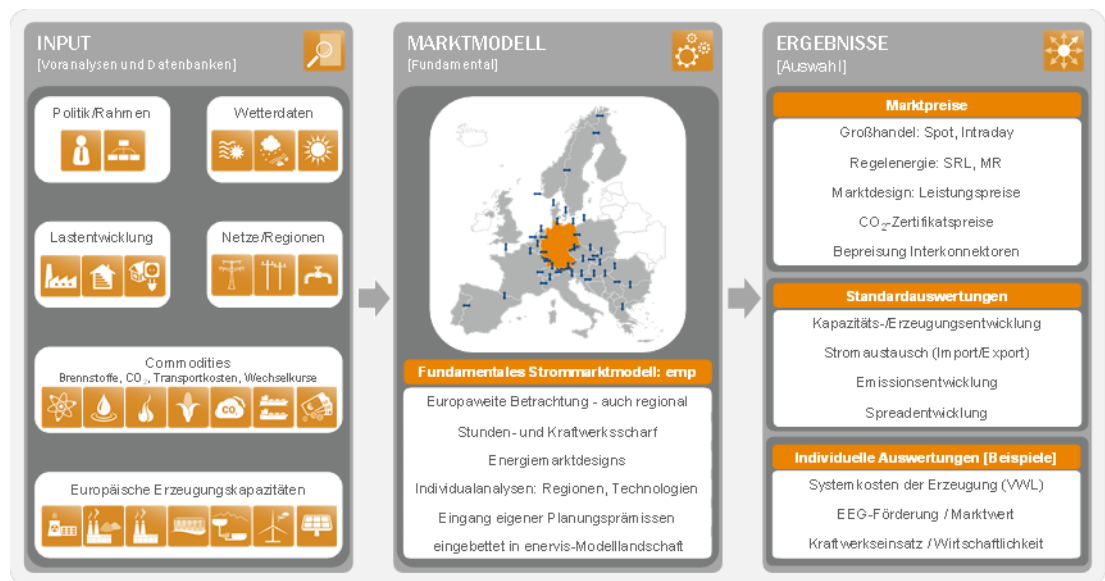


Abbildung 10: enervis Strommarktmodell

6.2 enervis-Wärmemarktmodell

Das enervis-Wärmemarktmodell beschreibt den Wärme- und Endenergiebedarf sowie die CO₂-Emissionen der Wärmeversorgung in Deutschland und ermöglicht Szenarioanalysen bis 2050. Dies geschieht in einer Mischung aus technoökonomischen Bottom-up-Modellen und, wo sinnvoll, robuster Top-down-Modellierung.

Das verwendete Wärmemarktmodell bildet im Haushalts- und GHD-Segment die Wärmesenken im Gebäudebestand basierend auf einer Typisierung und Gebäudealtersklassen ab. Dabei erfolgt eine Zuordnung von Wärmebedarf, Alter und Erzeugungstechnologie der Wärmesenken zu den einzelnen Typen. Für die Erfassung des Bestandes kommen etablierte Datenquellen zum Wärmemarkt zur Anwendung.

Es werden jährliche Sanierungsquoten für verschiedene Alterscluster exogen vorgegeben und sanierte Gebäude mit einem entsprechend reduzierten Wärmebedarf versehen. Daneben werden Bestandsabgänge und Neubauten abgebildet. Weiterhin werden Heizungstechnologien im Bestand ersetzt und im Neubau verwandt. Hier kommt eine Auswahl an Wärmeerzeugungstechnologien unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten zur Anwendung. Dabei können politische Vorgaben (z.B. in Bezug auf Effizienzbenchmarks als auch für EE-Wärme, EnEV, EE-WärmeG etc.) oder auch Förderzahlungen (MAP) berücksichtigt werden. Der Anteil der KWK-Wärme aus der öffentlichen Versorgung ergibt sich aus dem enervis-Strommarktmodell.

Zur Beschreibung industrieller oder gewerblicher Prozesse werden im Rahmen einer Top-down-Modellierung anhand ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Indikatoren (BiP, Bruttowertschöpfung/Bruttoproduktionswert), die entsprechenden Wärmesenken abgebildet und unter Berücksichtigung von erwarteten Verschiebungen der gewerblichen und industriellen Produktionsprozesse modelliert. Technologien zur Bereitstellung der Prozesswärme werden weiterhin segmentbezogen definiert.

Über alle Segmente hinweg kann somit eine sukzessive Entwicklung des Gebäude-, Produktions- und Erzeugungsbestandes analysiert werden. Daraus ergeben sich wiederum der Energiebedarf nach Brennstoffen und die Emissionen sowie wirtschaftliche Kenngrößen für die Effizienz der Wärmeversorgung insgesamt.

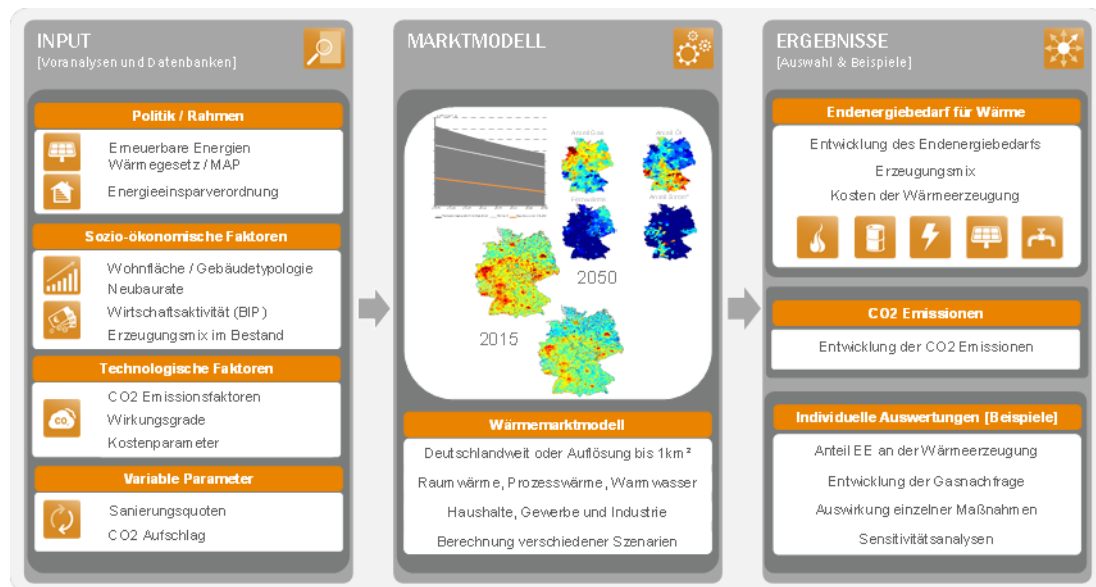


Abbildung 11: Übersicht enervis-Wärmemarktmodell

7 Entwicklungen im Wärmemarkt

Nachdem in den vorhergehenden Abschnitten die Annahmen und Modelle beschrieben wurden, werden in diesem Abschnitt die Ergebnisse in Bezug auf den Wärmemarkt vorgestellt. Dabei werden die Entwicklungen im Wärmemarkt in den einzelnen Szenarien bis 2050 beschrieben. Die entsprechenden Basisannahmen und Prämissen wurden in den Abschnitten 5.2.2 und 5.2.3 erläutert.

Zunächst wird in Abschnitt 7.1 auf die Entwicklung des Nettowärmebedarfes bis 2050 eingegangen. Abschnitt 7.2 enthält die Ergebnisse für den Endenergiebedarf und die Technologiezusammensetzung und in Abschnitt 7.3 wird der Strombedarf aufgeschlüsselt, die zentrale Eingangsgröße für die Modellierung im Rahmen des enervis-Strommarktmodells. In Abschnitt 7.5 wird ein Zwischenfazit gezogen.

7.1 Entwicklung des Wärmebedarfs

In Abbildung 12 ist die Entwicklung des Nettowärmebedarfes in den Segmenten Haushalte, GHD und Industrie dargestellt, wie sie sich aus dem enervis-Wärmemarktmodell unter Berücksichtigung der in Abschnitt 5.2.2 beschriebenen Prämissen ergibt. Die Entwicklung des Nettowärmebedarfes ist dabei für alle Szenarien identisch, d.h. es werden die gleichen Effizienzanstrengungen unterstellt.

Für die Zwecke dieser Studie wurde ein ambitioniertes Szenario mit einem Rückgang des Wärmebedarfes von 25% bis 2050 gegenüber 2016 gewählt. Größten Anteil an dem Rückgang haben die Segmente Haushalte und GHD mit jeweils ca. 30%. Dies ergibt sich zum größten Teil aus der Annahme einer hohen Effizienzsteigerung im Gebäudesektor. Im Seg-

ment Industrie kommt es zu einem Rückgang von 18%, der sich hauptsächlich aus einer Verlagerung hin zu weniger energieintensiven industriellen Produktionsprozessen ergibt, d.h. die für die Wertschöpfung einzusetzende Energie nimmt ab.

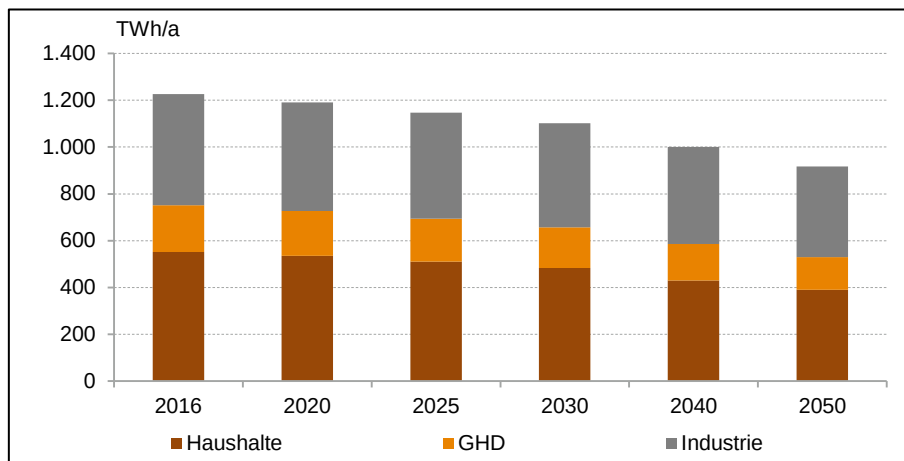


Abbildung 12: Unterstellte Entwicklung des Nettowärmebedarfes bis 2050

7.2 Technologiezusammensetzung in den Szenarien

In Abbildung 13 ist die Entwicklung des Endenergiebedarfes im Wärmesektor in den Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Weiter wie bisher und Kohleausstieg“ dargestellt. Für diese beiden Szenarien unterscheiden sich die Entwicklungen im Wärmemarkt nicht.

Im derzeitigen Marktumfeld sind gasbasierte Wärmeerzeugungstechnologien in der Regel die kostengünstigste Alternative. Dementsprechend steigt der Endenergiebedarf an Gas in diesen Szenarien bis 2035 auf ca. 720 TWh/a und fällt anschließend aufgrund des zurückgehenden Nettowärmebedarfes leicht ab. Diese Entwicklung geht einher mit einem Anstieg des Anteils von Erdgas am Energiemix im Wärmemarkt von knapp unter 50% im Jahr 2016 bis auf ca. 65% im Jahr 2050.

Sonstige fossile Energieträger, hauptsächlich Öl und Kohle⁹, unterliegen einem starken Rückgang und spielen im Jahr 2050 praktisch keine Rolle mehr. In der Rubrik „EE/Umweltwärme“ sind erneuerbare Energieträger (hauptsächlich Biomasse) sowie die genutzte Umweltwärme aus Solarthermie und Wärmepumpen zusammengefasst. Ausgehend von einem festen Sockel im Jahr 2016, der sich zum größten Teil aus der Verwendung von Holz als sekundärem Energieträger in Haushalten in Form von Öfen/Kaminen zusammensetzt, machen CO₂-freie Energieträger im Jahr 2050 20% des Endenergiebedarfes aus. Neben einem gewissen Anteil von Holz-Pellets als primärem Energieträger und dem weiter zunehmenden Ausbau solarer Heizungsunterstützung und Trinkwassererwärmung, ist dieser Anstieg im Wesentlichen auf einen moderaten Zubau von Strom-Wärmepumpen zurückzuführen, die im Jahr 2050 einen Strombedarf von 27 TWh haben. Der größte Anteil davon entfällt auf das Haushaltssegment, in dem insbesondere beim Neubau von Einfamilienhäusern die Strom-Wärmepumpe einen beträchtlichen Marktanteil erringen kann. Weiterhin fin-

⁹ Kohle ist in Abbildung 13 unter der Kategorie „andere“ subsumiert.

det im Industriesegment ein Zubau von strombasierten Wärmepumpen, insbesondere für Niedrigtemperaturprozesse, statt, der lediglich durch das technische Potential von Strom-Wärmepumpen in diesem Segment beschränkt ist¹⁰. Der Bestand an strombasierten Wärmeerzeugungstechnologien im Jahr 2016, d.h. Nachtspeicheröfen im Haushaltssegment und Direktheizer/Heizstäbe in den Segmenten GHD und Industrie, geht schrittweise zurück und spielt im Jahr 2050 keine Rolle mehr. Weiterhin ergibt sich ein nahezu konstanter Anteil des Fernwärmebedarfes, siehe auch Abschnitt 5.2.3.

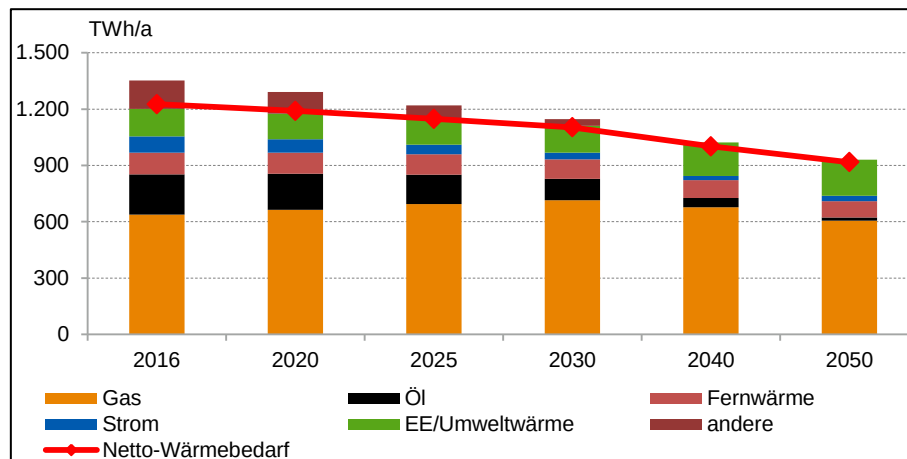


Abbildung 13: Entwicklung des Endenergiebedarfes im Wärmemarkt in den Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Weiter wie bisher und Kohleausstieg“

In Abbildung 14 sind die Ergebnisse für die Szenarien „Graue Elektrifizierung“ und „Grüne Elektrifizierung“ dargestellt. Für diese beiden Szenarien unterscheiden sich die Entwicklungen im Wärmemarkt nicht.

Entsprechend der Zielvorgaben des Szenarios „Grüne Elektrifizierung“ wird der CO₂-Ausstoß im Wärmemarkt um 80% gegenüber 1990 reduziert.¹¹ Es findet ein modifizierter Zubau statt, da CO₂-ärmere Technologien begünstigt werden. Der Rückgang von Öl und Kohle läuft daher deutlich schneller ab und die Nutzung von Erdgas verläuft gedämpfter. Im Ergebnis macht Erdgas im Jahr 2050 nur noch ca. 40% des Endenergiebedarfes im Wärmemarkt aus. In der Perspektive bis 2040 spielt Erdgas jedoch eine wichtige Rolle als eine Option zur kosteneffizienten Reduktion der CO₂-Emissionen im Wärmesektor und auch bis 2050 sinkt der Erdgasverbrauch im Wärmesektor nur um ca. 42 % ggü. dem heutigen Niveau ab.

Stattdessen ergibt sich ein verstärkter Ausbau von Biomasse und strombasierten Wärmeerzeugungstechnologien. Der Gesamtstrombedarf im Wärmemarkt steigt bis zum Jahr 2050 auf 139 TWh an, wovon ca. ein Drittel auf Direktheizer/Elektrostäbe im Industriesegment entfällt. Dies vor dem Hintergrund, dass der Anteil an Wärmepumpen im Industriesegment zahlreichen prozesstechnischen Einschränkungen unterliegt¹². Die restlichen zwei Drittel des Strombedarfes verteilen sich ungefähr gleichmäßig auf den Einsatz von Strom-Wärmepumpen in den Segmenten Haushalte, GHD und Industrie.

¹⁰ (IER, 2014, S. 21 ff.)

¹¹ Jeweils ohne Anrechnung etwaiger Folgeemissionen im Stromsektor.

¹² (IER, 2014, S. 21 ff.)

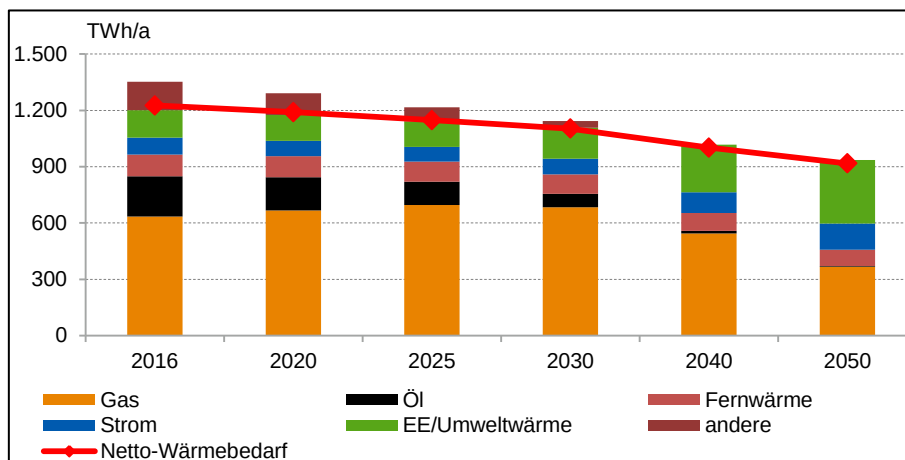


Abbildung 14: Entwicklung des Endenergiebedarfes im Wärmemarkt in den Szenarien „Graue Elektrifizierung“ und „Grüne Elektrifizierung“

Abbildung 15 zeigt die Ergebnisse für das Szenario „Grüne Vollelektrifizierung“.

Hier handelt es sich um ein sehr ambitioniertes Szenario, da eine CO₂-Reduktion im Wärmemarkt um 95% gegenüber 1990 gefordert wird. Entsprechend sinkt der Anteil von Erdgas am Endenergiebedarf im Jahr 2050 auf nur noch ca. 10% ab und der gesamte Wärmebedarf wird fast ausschließlich durch stromgeführte Systeme (Wärmepumpen und Direktheiz-/Elektroheiz) bereitgestellt. In Summe ergibt sich ein Strombedarf von 331 TWh im Jahr 2050, wovon 147 TWh auf Strom-Wärmepumpen und 184 TWh auf Direktheiz-/Elektroheiz entfallen. Gegenüber den „Graue / Grüne Elektrifizierung“-Szenarien ist der Strombedarf von Direktheizern/Elektroheizern also höher als der von Strom-Wärmepumpen. Dies vor dem Hintergrund, dass in den genannten Szenarien das technische Potential von Stromwärmepumpen im Industriesegment bereits nahezu ausgeschöpft ist, siehe vorherige Abbildung und Erläuterungen. Die im Szenario „Grüne Vollelektrifizierung“ nötige zusätzliche Elektrifizierung in diesem Segment zur Erreichung der CO₂-Ziele betrifft nun auch Prozesse mit Temperaturniveaus, die über den derzeitigen technischen Möglichkeiten von industriellen Strom-Wärmepumpen liegen¹³. Die Deckung dieses zusätzlichen Bedarfes kann also nur durch Direktheiz-/Elektroheiz geschehen. Wenn es also nicht gelingt, die Temperaturniveaus industrieller Prozesse abzusenken oder Strom-Wärmepumpen auf höhere Temperaturniveaus anzupassen, sind die in diesem Szenario geforderten CO₂-Ziele nur durch den Einsatz von Direktheizern/Elektroheizern zu erreichen.

¹³ (IER, 2014, S. 21 ff.)

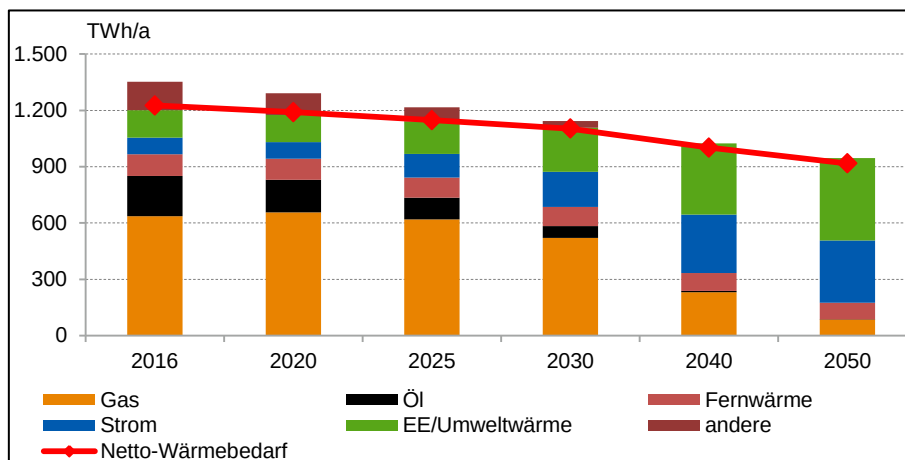


Abbildung 15: Entwicklung des Endenergiebedarfes im Wärmemarkt in dem Szenario „Grüne Vollelektrifizierung“

Abbildung 16 enthält schließlich die Ergebnisse für das Szenario „Grünes Gas“. Im Rahmen der Wärmemarktmodellierung besteht in diesem Szenario kein Unterschied zu den Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Weiter wie bisher und Kohleausstieg“, siehe Abbildung 13. Aus den Ergebnissen für die letztgenannten Szenarien wird jedoch abgeleitet, welche Mengen an CO₂-freiem Gas (synthetisches/erneuerbares Gas) nötig sind, um eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 95% gegenüber 1990 zu erreichen. Diese Mengen dienen als Eingangsparameter für die Strommarktmodellierung, da sie mittels P2G bereitgestellt werden. Wie aus der Abbildung ersichtlich wird, sind beträchtliche Mengen an synthetischem Gas notwendig. Im Jahr 2050 sind es mehr als 500 TWh bzw. nahezu 90% des gesamten Gasbedarfes im Wärmesektor.

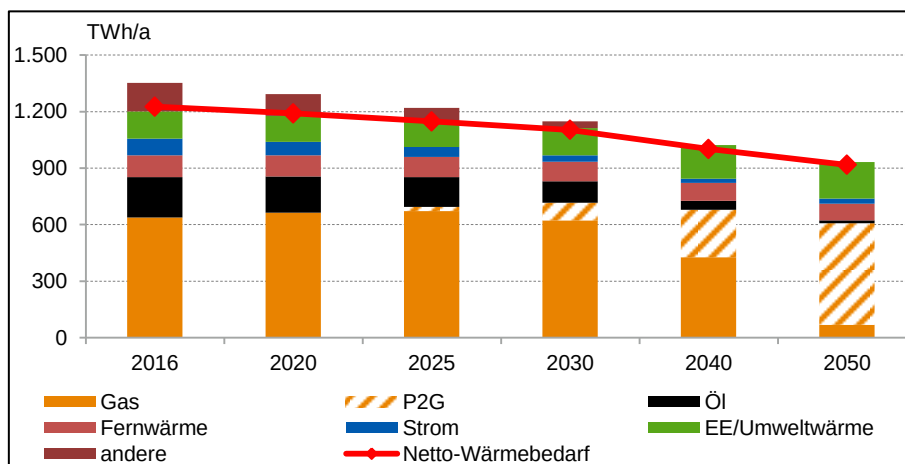


Abbildung 16: Entwicklung des Endenergiebedarfes im Wärmemarkt in dem Szenario „Grünes Gas“

7.3 CO₂-Emissionen im Wärmesegment

In Abbildung 17 sind die CO₂-Emissionen im Wärmemarkt (ohne die durch Strom-/Fernwärmerzeugung bedingten Emissionen) in den Szenarien „Weiter wie bisher“, „Weiter wie bisher und Kohleausstieg“ sowie „Grünes Gas“ dargestellt. In den ersten beiden Szenarien werden das 80%- und das 95%-Minderungsziel bis 2050 deutlich verfehlt. Die CO₂-

Emissionen gehen zwar – bedingt durch den generellen Rückgang des Nettowärmebedarfes sowie der weitreichender Rückgang aller fossilen Energieträger außer Erdgas – deutlich zurück, betragen aber im Jahr 2030 und 2050 immer noch ca. 50% bzw. 33% im Vergleich zum Referenzjahr 1990. Im Szenario „Grünes Gas“ hingegen werden die CO₂-Ziele aufgrund der modellexogenen Vorgabe der Nutzung von synthetischem Gas exakt erfüllt.

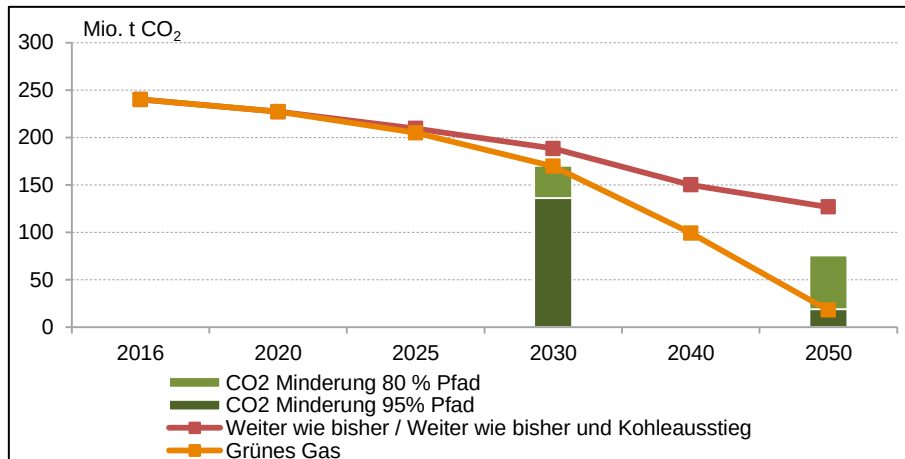


Abbildung 17: Entwicklung des CO₂-Ausstoßes im Wärmemarkt in den Szenarien „Weiter wie bisher“, „Weiter wie bisher und Kohleausstieg“ und „Grünes Gas“

Abbildung 18 stellt die CO₂-Emissionen in den Elektrifizierungsszenarien dar. Bedingt durch die modellexogene Vorgabe der Erreichung der CO₂-Ziele, werden diese durch die Verdrängung fossiler Energieträger im Wärmemarkt exakt erfüllt.

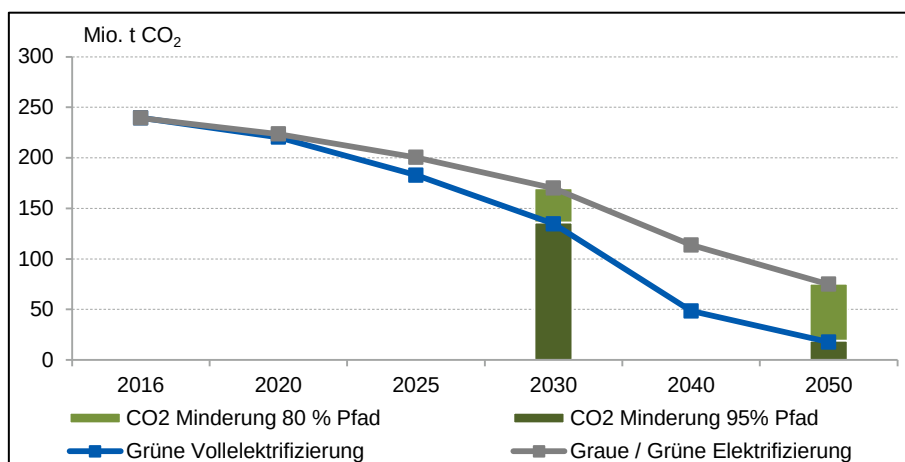


Abbildung 18: Entwicklung des CO₂-Ausstoßes im Wärmemarkt in den Szenarien „Graue / Grüne Elektrifizierung“ und „Grüne Vollelektrifizierung“

7.4 Wärmebedingter Strombedarf der Szenarien

Im Folgenden werden die im Rahmen der vorliegenden Studie zentralen Ergebnisse der Modellierung des Wärmemarktes dargestellt: die im Wärmemarkt benötigten Strommengen.

In Abbildung 19 sind die Ergebnisse für die Szenarien „Weiter wie bisher“, „Weiter wie bisher und Kohleausstieg“ und „Grünes Gas“ dargestellt. Der Strombedarf unterscheidet sich zwischen diesen Szenarien nicht. Im Szenario „Grünes Gas“ sind zusätzliche Mengen an synthetischem Gas mittels P2G über den Strommarkt bereitzustellen (vgl. Abbildung 16 und Erläuterungen), die in Abbildung 19 nicht gesondert ausgewiesen sind. Der Strombedarf ist gekennzeichnet durch einen kontinuierlichen Rückgang des Bedarfes von Nachtspeicherheizungen bzw. Direktheizern/Elektroheizern sowie einem kontinuierlichen Anstieg – wenn auch auf einem niedrigen Niveau – der von Wärmepumpen im Haushalts- und Industriesegment benötigten Strommengen.

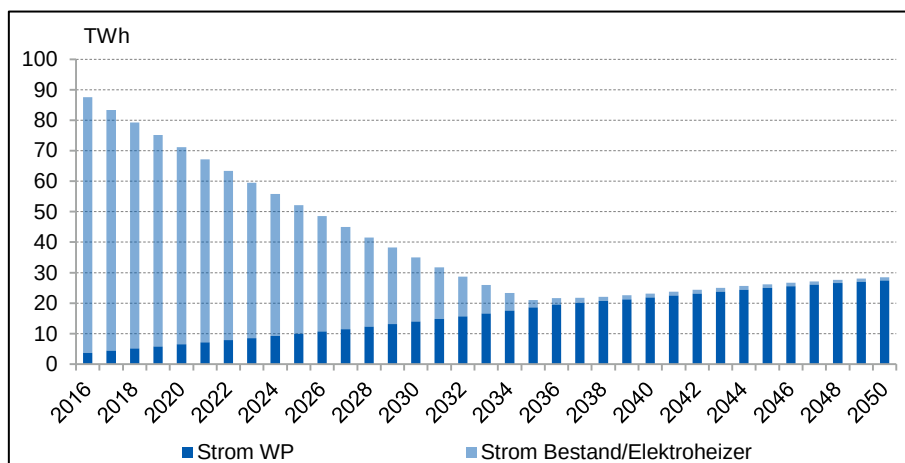


Abbildung 19: Entwicklung des Wärmemarktbedarfes an Strom in den Szenarien „Weiter wie bisher“, „Weiter wie bisher und Kohleausstieg“ und „Grünes Gas“ (ohne den Strombedarf für P2G)

Abbildung 20 enthält die Ergebnisse für die Elektrifizierungsszenarien. In den Szenarien „Graue / Grüne Elektrifizierung“ (linker Teil der Abbildung) findet ebenso wie in dem Szenario „Weiter wie bisher“ / „Weiter wie bisher und Kohleausstieg“ ein kontinuierlicher Anstieg des Strombedarfes von Wärmepumpen statt, jedoch auf einem höherem Niveau. Gleichzeitig geht der Bedarf von weiteren strombasierten Systemen ebenfalls durch den Wegfall der Nachtspeicheröfen zurück. Dieser verschwindet jedoch nicht ganz, da im Industriesegment weiterhin ein Bedarf an Direktheizern/Elektroheizern besteht. Im Szenario „Grüne Vollelektrifizierung“ (rechter Teil der Abbildung) ist zu beobachten, dass der Strombedarf auf mehr als das doppelte ansteigt. Zusätzlich ist der Strombedarf von Direktheizern/Elektroheizern – im Gegensatz zu den anderen Szenarien – im Jahr 2050 größer als der von Wärmepumpen. Wesentliche Ursache hierfür ist die Ausschöpfung des Potentials von Strom-Wärmepumpen im Industriesegment¹⁴ und die dadurch bedingte Deckung eines wesentlichen Teils der benötigten Prozesswärme durch Direktheizer/Elektroheizer.

¹⁴ (IER, 2014, S. 21 ff.)

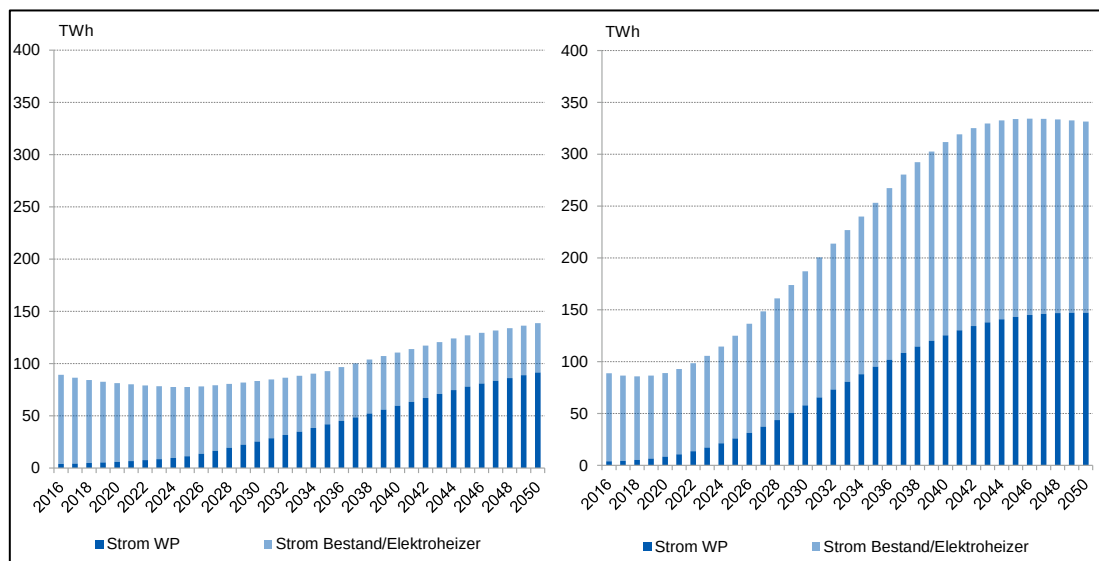


Abbildung 20: Entwicklung des Wärmemarktbedarfes an Strom in den Szenarien „Graue / Grüne Elektrifizierung“ (linke Abbildung) sowie „Grüne Vollelektrifizierung“ (rechte Abbildung)

7.5 Zwischenfazit

- Bedingt durch die im Rahmen der Modellierung abgebildeten Effizienzanstrengungen kommt es in den Segmenten Haushalte, GHD und Industrie zu einem – aus heutiger Sicht – ambitionierten Rückgang des Nettowärmebedarfes um 25% bis 2050.
- Bei einer auf Kosteneffizienz ausgerichteten Entwicklung wird Erdgas zum größten Teil der Vorzug gegeben, auch wenn Biomasse und strombasierte Technologien ihren Anteil gegenüber 2016 etwas ausbauen können (Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Weiter wie bisher und Kohleausstieg“). Erdgas erhält sich dabei aus Kosteneffizienzgründen im Wärmemarkt bis 2050 gegenüber allen anderen fossilen Energieträgern den Vorzug.
- Zur weiteren Reduktion der CO₂-Emissionen sind zusätzliche Maßnahmen notwendig. Zur Erreichung einer Einsparung von 80% der CO₂-Emissionen gegenüber 1990 ist ein moderater Anstieg des Strombedarfes im Wärmemarkt notwendig (Szenarien „Graue / Grüne Elektrifizierung“). Erdgas spielt hier auch über 2040 hinaus eine substantielle Rolle als eine wichtige Option zur kosteneffizienten Reduktion der CO₂-Emissionen im Wärmemarkt.
- Im Vergleich dazu steigen die benötigten Strommengen bei einer anvisierten Einsparung von 95% der CO₂-Emissionen massiv an (Szenario „Grüne Vollelektrifizierung“). In Summe ergibt sich ein Strombedarf von 790 TWh im Jahr 2050. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass bei einer vollständigen Elektrifizierung auch Wärmebedarf mit hohen Temperaturniveaus elektrifiziert wird, sodass nicht auf deutlich effizientere Wärmepumpentechnologien zurückgegriffen werden kann. In den Segmenten mit höheren Temperaturniveaus sind die Effizienzvorteile von Elektroheizern ggü. Erdgastechnologien deutlich begrenzter.

- Alternativ können diese Emissionsreduktionen auch durch die Bereitstellung einer großen Menge (mehr als 500 TWh/a) an synthetischem und bilanziell CO₂-freiem Gas mittels Power-to-Gas erreicht werden.

8 Entwicklungen im Strommarkt

Nachdem in dem vorhergehenden Kapitel Ergebnisse aus dem Wärmemarkt erläutert wurden, werden in diesem Abschnitt Ergebnisse in Bezug auf den Strommarkt vorgestellt.

8.1 Strombedarf der Szenarien

Nachfolgende Abbildung zeigt die zeitliche Entwicklung des Strombedarfs in den sechs betrachteten Szenarien. Dabei wird jeweils die Entwicklung der gesamten Nachfrage inkl. der Nachfrageeffekte aus dem Wärmemarkt gezeigt.¹⁵

Da sich der Strombedarf nicht in allen Szenarien unterscheidet, existieren insgesamt vier verschiedene Verläufe des Strombedarfs. Im Folgenden werden die Verläufe jeweils kurz beschrieben:

- **„Weiter wie bisher“ & „Weiter wie bisher und Kohleausstieg“:** In den Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Weiter wie bisher und Kohleausstieg“ sinkt der Stromverbrauch ab und bleibt auch langfristig unter dem heutigen Level. Der Rückgang des Stromverbrauchs der sich aus Effizienzeffekten ergibt, wird dabei nicht vollständig durch die Zunahme des Verbrauchs aus dem Mobilitätssegment und dem Wärmesegment kompensiert.
- **„Graue Elektrifizierung“ und „Grüne Elektrifizierung“:** In diesen Szenarien wird die dezentrale Wärmeversorgung soweit elektrifiziert, dass der Wärmesektor (ohne Verrechnung etwaiger CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung) eine Reduktion der Emissionen um rund 80 % ggü. 1990 erreicht. Die hierdurch verursachte Zunahme des Stromverbrauchs führt dazu, dass der Stromverbrauch nach anfänglichen Rückgängen wieder zunimmt und im Ergebnis 2050 auf einem Niveau etwas oberhalb des heutigen liegt.
- **„Grüne Vollelektrifizierung“:** In diesem Szenario steigt der Stromverbrauch durch die Beiträge für den Wärmesektor deutlich an. Im Jahr 2050 liegt hier der Stromverbrauch bei rund 790 TWh.
- **„Grünes Gas“:** Bedingt durch den Stromverbrauch der P2G-Anlagen steigt hier der Stromverbrauch schnell und insbesondere ab 2025 deutlich an. Im Jahr 2050 beträgt der Stromverbrauch somit 1.450 TWh. Dieser Stromverbrauch dient dabei der P2G-Produktion und umfasst nicht nur die Dekarbonisierung des Wärmesektors, sondern dient anteilig auch der Strom- und Fernwärmeproduktion.

¹⁵ (inkl. Netzverlusten, exkl. Kraftwerkseigenverbrauch und Speicherverlusten)



Abbildung 21: Stromverbrauch in den Szenarien

8.2 Stromerzeugung in den Szenarien

Die Entwicklung der Stromnachfrage in Kombination zu den Annahmen zum weiteren EE-Ausbau sowie die Entwicklung der Kohleverstromung prägen maßgeblich das Bild des Erzeugungsmixes der betrachteten Szenarien. Abbildung 21 zeigt die Entwicklung der Stromnachfrage sowie die Erzeugungsmengen nach Brennstofftyp. Nachfolgend wird die Entwicklung der Stromerzeugung der einzelnen Szenarien näher beschrieben:

- „Weiter wie bisher“:** Die Entwicklung des Erzeugungsmixes wird bis Mitte der 2020er Jahre vor allem durch den Kernenergieausstieg geprägt. Trotz der langen Laufzeiten von Stein- und Braunkohlekraftwerken ist ein deutlicher Rückgang der kohlebasierten Stromerzeugung auf rund 25% im Jahr 2050 ggü. 2016 zu erkennen. Erkennbar steigt die Auslastung kohlebasierter Stromerzeugung im Zuge des Kernenergieausstieges an. Der EE-Anteil steigt entlang des mittleren EEG-Pfades im Zeitverlauf an und ersetzt zunehmend die Erzeugungsanteile aus Braun- und Steinkohle. Auch erdgasgefeuerte Kraftwerke werden im Verlauf des Kernenergieausstieges stärker ausgelastet. Kohlegefeuerte KWK-Stromerzeugung wird sukzessive durch Gas-KWK-Stromerzeugung ersetzt. Aufgrund der sinkenden Stromnachfrage bleibt Deutschland trotz des Kernenergieausstiegs im gesamten Betrachtungszeitraum Nettoexporteur.
- „Weiter wie bisher und Kohleausstieg“:** Durch den beschleunigten Kohleausstieg bis zum Jahr 2035 steigt der Anteil gasgefeuerter Stromerzeugung vor allem im Zuge des Kernenergieausstiegs an. Aus dem Markt ausscheidende Kohleerzeugung wird gegen Ende der 2020er Jahre anteilig durch hochmoderne Gaskraftwerke ersetzt. Im Verlauf des Kohleausstiegs wird Deutschland kurzzeitig zum Nettoimporteur für Strom. Diese Situation hat jedoch keine Rückwirkungen auf die Versorgungssicherheit in Deutschland (siehe dazu Kapitel 8.4) und kehrt sich durch den weiteren Ausbau der EE ab Anfang der 2040er Jahre wieder um.

- **„Graue Elektrifizierung“:** Trotz des zusätzlichen Ausbaus der EE, die die zusätzliche Stromnachfrage aus dem Wärmesektor auf Jahresbasis zu 100% decken können, steigt anfangs die Auslastung von Kohle- und Gaskraftwerken ggü. Szenarien ohne zusätzliche Elektrifizierung. Dies ist ein Indikator der mangelnden Kompatibilität von der Elektrifizierung des Wärmemarkts und der Kohleverstromung. Wie auch im Szenario „Weiter wie bisher“ verbleibt eine kohlebasierte Stromerzeugungsmenge von rund 60 TWh im Stromsystem bis zum Ende des Betrachtungszeitraums.
- **„Grüne Elektrifizierung“:** Die Elektrifizierung der Wärmenachfrage sowie der zusätzliche EE-Ausbau ergibt sich in diesem Szenario identisch zum vorangegangenen Szenario. Im Unterschied erfolgt im Szenario „Grüne Elektrifizierung“ ein vorgezogener Kohleausstieg bis zum Jahr 2035. Die aus dem Markt ausscheidende Kohleerzeugung wird durch eine höhere Auslastung von Bestandsgaskraftwerken sowie Neubaukraftwerken ersetzt. Im Verlauf des Kohleausstiegs wird Deutschland für einen kurzen Zeitraum Nettoimporteur für Strom.
- **„Grüne Vollelektrifizierung“:** Durch den deutlichen Anstieg des Stromverbrauchs aus dem Wärmesektor werden hohe zusätzliche Erzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien im Stromsystem benötigt. Die Auslastung von bestehenden und neu gebauten Gaskraftwerken nimmt im Zuge des Kohleausstiegs erkennbar zu. Ab Beginn der 2040er Jahre werden prozentual immer höhere Erzeugungsanteile aus erneuerbaren Energien benötigt, um die zusätzliche Stromnachfrage aus dem Wärmemarkt zu dekarbonisieren. Ein relevanter Anteil der zusätzlichen erneuerbaren Erzeugung kann jedoch nicht in die Profile der Wärmenachfrager integriert werden. Dies führt zu steigenden Exporten des deutschen Marktgebietes zum Ende des Modellierungszeitraums und Abregelungen. Trotz des hohen EE-Anteils verbleibt ein Erzeugungsanteil aus gasgefeuerten Kraftwerken zur Deckung von Nachfragespitzen v.a. in Zeiten hoher Stromnachfrage aus dem Wärmemarkt.
- **„Grünes Gas“:** Das Szenario zeigt einen hohen Anstieg der Stromnachfrage auf Grund des P2G-Ausbaus. Ein hoher zusätzlicher EE-Ausbau ist erforderlich um die benötigte Menge an synthetischem Methan emissionsfrei zu erzeugen. An den geringen Erzeugungsmengen aus gasgefeuerten Kraftwerken ist erkennbar, dass die zusätzlichen EE-Mengen sehr gut in die Strom- und Wärmenachfrage über die Langfristspeicher-Technologie P2G, das Gasnetz und die Gas-Speicher integriert werden können.

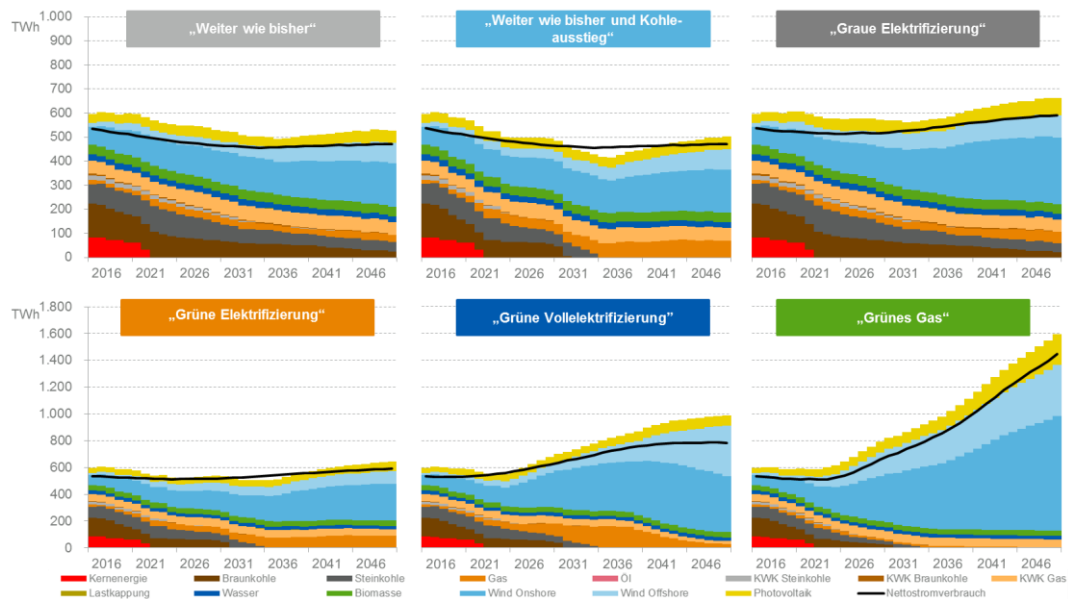


Abbildung 22: Erzeugungsentwicklung nach Brennstofftyp in den Szenarien – Zu beachten ist die unterschiedliche Skalierung der Achse zwischen den ersten und letzten drei Szenarien

8.3 Zubau Erneuerbarer Energien

Nachfolgende Abbildung zeigt die zeitliche Entwicklung des Ausbaus der EE in den sechs betrachteten Szenarien. Da sich der Ausbau der EE nicht in allen Szenarien unterscheidet, existieren insgesamt vier verschiedene Verläufe.

Dargestellt ist jeweils das EE-Erzeugungspotenzial, also die Stromerzeugung, die ohne strommarktbedingte Abregelung möglich wäre. Die reale EE-Erzeugung kann in den Szenarien deutlich darunter liegen. So ist auch zu erklären, dass die EE-Erzeugung in Abbildung 23 z.T. deutlich unterhalb des Erzeugungspotenzials liegt.

Dabei ist zu beachten, dass die Abregelung unter Berücksichtigung netzbedingter Abregelungen (Einspeisemanagement), welches in dieser Studie nicht modelliert wurde, noch deutlich höher liegen könnte. Dies wäre voraussichtlich insbesondere in den Szenarien mit Elektrifizierung des Wärmemarktes von Relevanz, da hier das regionale Ungleichgewicht zwischen EE-Erzeugung und wärmebedingtem Stromverbrauch am höchsten sein dürfte.

Im Folgenden werden die Entwicklungen jeweils kurz beschrieben:

- **„Weiter wie bisher“ & „Weiter wie bisher und Kohleausstieg“:** In diesen Szenarien kommt es zu einem sukzessiven Ausbau der EE in der Stromerzeugung auf bis zu 85 % im Jahr 2050. Der Ausbau orientiert sich in seinem zeitlichen Verlauf und in seiner technologischen Zusammensetzung am Korridor des EEG 2017. In diesem Sinne leistet insbesondere Onshore-Wind bedeutsame Erzeugungsbeiträge.
- **„Graue Elektrifizierung“ und „Grüne Elektrifizierung“:** In diesen Szenarien werden die zusätzlichen Stromverbräuche der Elektrifizierung des Wärmesektors aus EE gewonnen, so dass die Erzeugung insgesamt höher liegt. Auch hier orientiert

sich die technologische Zusammensetzung an dem im EEG 2017 vorgesehenen Erzeugungsmix.

- **„Grüne Vollelektrifizierung“:** Noch einmal deutlich höher liegt das EE-Erzeugungspotenzial in diesem Szenario. So liegt das Erzeugungspotenzial im Jahr 2050 bei rund 1600 TWh. So wird im Jahr 2050 etwa die Hälfte des erzeugbaren EE-Stroms abgeregelt oder in das Ausland exportiert.
- **„Grünes Gas“:** Bedingt durch den Stromverbrauch der P2G-Anlagen steigt die EE-Erzeugung deutlich an. Durch den, im Vergleich zu Wärmepumpen, niedrigeren Wirkungsgrad der Sektorenkopplung mit P2G, wird hier vergleichsweise mehr EE-Strom benötigt. Im Gegensatz zu den wärmebedingten Stromverbrauchern stehen die P2G-Anlagen zu jeder Zeit zur Verfügung, um erneuerbaren Strom aufzunehmen. Dadurch kommt es zu deutlich weniger Abregelungen von EE-Anlagen.

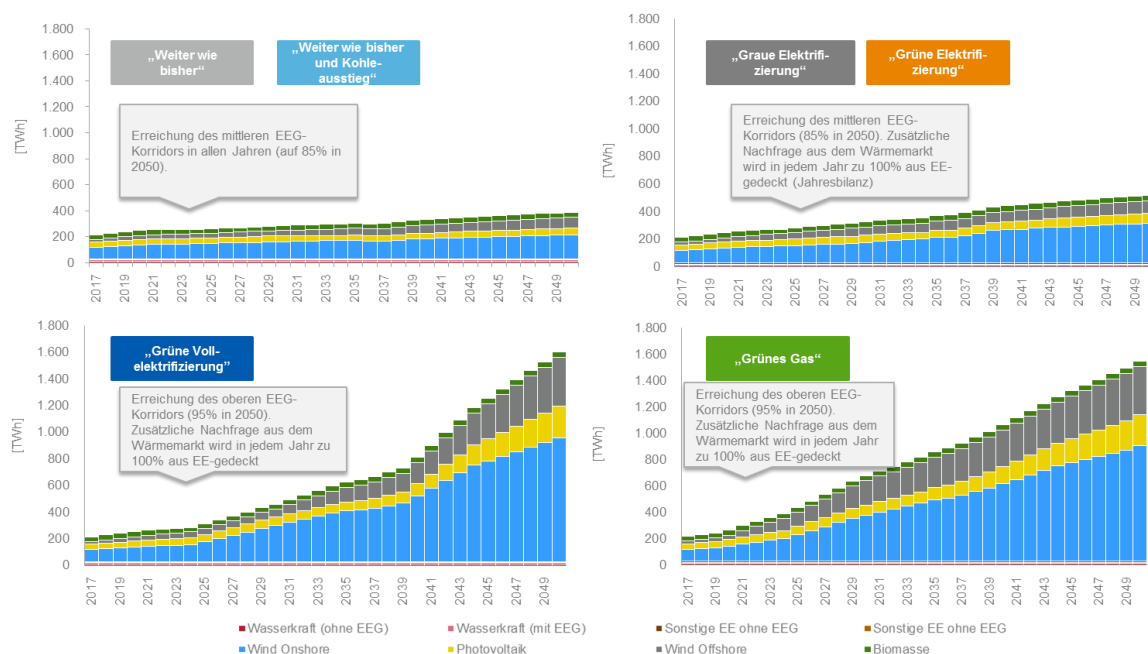


Abbildung 23: EE-Erzeugungspotenzial in den Szenarien

Es lässt sich festhalten, dass die Nutzbarkeit von EE-Erzeugung als „Wärmestrom“ begrenzt ist, wenn kein deutlicher Ausbau geeigneter alternativer Stromspeichertechnologien erfolgt. Dies ist zurückzuführen auf die begrenzte Übereinstimmung von EE-Erzeugungsprofilen (vor allem von Wind und solarer Einstrahlung) und den temperaturgetriebenen Verbrauchsprofilen der Wärmeerzeuger. Mit steigender Anforderung an die Dekarbonisierung sinkt der Grenznutzen jeder weiteren EE-Erzeugung, da diese mehrheitlich in die Abregelung bzw. in den Export geht. In beiden Fällen leistet diese aber kaum Beiträge zu Dekarbonisierung in Deutschland.

Sollte der Ausbau von Speichertechnologien deutlich stärker erfolgen als hier angenommen, so könnten die ermittelten Abregelungen und der dadurch bedingte zusätzliche EE-Ausbau reduziert werden. Im Gegenzug wären dann jedoch die zusätzlichen Kosten des Speicher-

ausbaus zu berücksichtigen. Insbesondere Kurzfristspeicher wie Batterien sind nur bedingt zur Integration zusätzlicher EE-Mengen geeignet. Das Szenario „Grüne Vollelektrifizierung“ ist dabei nicht als unvermeidbarer Pfad zu verstehen, sondern zeigt auf, welche Entwicklungen möglich wären, wenn die Kostenentwicklung oder die Erschließung geeigneter Stromspeichertechnologien nicht wie gewünscht erfolgt.

Die Ergebnisse zeigen auf, dass bei der Bewertung der energetischen Effizienz nicht nur die Wärmerzeuger beim Endkunden eine Rolle spielen, wo Wärmepumpen ggü. anderen Technologien zumindest auf Jahresebene Vorteile aufweisen, sondern die energetischen Verluste (Abregelung) der vorgelagerten Stufen diese Vorteile weitgehend kompensieren können.

So ist der Wandlungskette über P2G zwar auch ein starker EE-Ausbau notwendig, das Erzeugungspotenzial der EE-Anlagen kann jedoch fast vollständig genutzt werden, da P2G die Speicherpotenziale der Gas-Infrastruktur erschließt und somit Abregelungen weitgehend vermieden werden können.

8.4 Gesicherte Leistungen in den Szenarien

Versorgungssicherheit wird in dieser Studie in Bezug auf die Situation am Erzeugungsmarkt ausgewertet – dies mit einem Schwerpunkt auf der Auskömmlichkeit an gesicherter Leistung. Netzbezogene Effekte verbleiben außerhalb der Betrachtung.

In Abbildung 24 sind die gestapelten Erzeugungskapazitäten der verschiedenen Technologien dargestellt. Dazu wurde in allen Szenarien die vorhandene Kraftwerksleistung verfügbarkeitsbereinigt, um die Technologien in Hinsicht auf ihren Beitrag zur Erzeugungssicherheit vergleichbar zu machen.

Das Modell wurde dabei so kalibriert, dass in jedem Szenario genügend Kraftwerksleistung vorgehalten wird. Der dafür notwendige Zubau teilt sich dabei jeweils auf ein Marktsegment auf, in dem wirtschaftlichkeitsgetriebener Zubau erfolgt und – wenn notwendig – eine zusätzliche Kraftwerksreserve. Die Kraftwerksreserve ist schraffiert in den nachfolgenden Diagrammen abgebildet und erreicht in einigen Szenarien einen relevanten Umfang.

Die Kraftwerksreserve wird dabei so dimensioniert, dass die residuale Spitzenlast in einem Kaltjahr abzgl. eines Importbeitrages von max. 5 GW abgesichert werden kann. Die residuale Spitzenlast liegt dabei unterhalb der Spitzenlast selbst. Dies bedingt sich einerseits durch den Beitrag von EE zur Spitzenlastdeckung und andererseits durch die Aktivierung von Lastflexibilitäten. Innerhalb des Modells bildet sich die Reserve kosteneffizient aus offenen Gasturbinenkraftwerken.

Um die residuale Spitzenlast in einem Kaltjahr zu ermitteln, wurden Kaltjahressimulationen durchgeführt. Hierbei wurde der Kraftwerkspark, der sich aus den Strommarktmodellierungen im Normaljahr ergeben hat, „eingefroren“ und der Laststruktur in einem Kaltjahr entgegengestellt. In den Szenarien mit einer stärkeren Elektrifizierung der Wärmenachfrage kommt es in dem Kaltjahr zu einer Zunahme der Spitzbelast ggü. dem Normaljahr, die nur anteilig durch die etwas stärkere Aktivierung von Lastflexibilität (u.a. auch innerhalb der wärmebedingten Stromnachfrage) reduziert wird. Schwankungen der residualen Spitzenlast zwischen den Jahren sind auch auf Kalenderstruktureffekte zurückzuführen.

Die Dimensionierung der Reserve erfolgt somit entlang der plausiblen Annahme, dass auch der Leistungsbedarf eines Kaltjahres durch Kraftwerkskapazitäten gedeckt werden muss.

Im Folgenden werden die Entwicklungen jeweils kurz beschrieben:

- **„Weiter wie bisher:** In diesem Szenario ist, vor dem Hintergrund des langsamen Rückganges der Braun- und Steinkohlekapazitäten, eine recht auskömmliche Kapazitätssituation erkennbar. Dennoch kommt es, altersbedingt und aufgrund des Kernenergieausstieges zu einem Kapazitätsrückgang, der mittel- bis langfristig anteilig durch zusätzliche neue Gaskraftwerke kompensiert wird. Perspektivisch liegt die verfügbarkeitsbereinigte Leistung der Kraftwerke jedoch deutlich unterhalb der Residuallastspitze, so dass steigende Beiträge der Reserve benötigt werden. Vor dem Hintergrund der hier hinterlegten Annahmen zum Marktdesign (EOM 2.0) ist dies auch weniger verwunderlich, würde der EOM doch aufgrund der Möglichkeit zum Import von Strom zu Spitzenlastzeiten nicht aus sich selber heraus genügend Leistung für die Abdeckung nationaler Leistungsspitzen vorhalten.
- **„Weiter wie bisher und Kohleausstieg“:** In diesem Szenario werden dem Markt durch einen beschleunigten Kohleausstieg bis 2035 relevante Kraftwerkskapazitäten entzogen. Diese Leistungen werden im späteren Szenarioverlauf durch zusätzliche Gaskapazitäten kompensiert. Bis dahin erfolgt aber ein Aufbau von zusätzlichen Reservekapazitäten. Die residuale Kaltjahresspitze liegt in diesem Szenario jedoch auf dem gleichen Niveau wie im vorherigen Szenario.
- **„Graue Elektrifizierung“:** In diesem Szenario kommt es zu einem Anstieg der Kaltjahresspitze durch die stärkere Elektrifizierung der Wärmeerzeugung. Diese zusätzliche Kapazitätsnachfrage schlägt sich einerseits durch einen höheren marktgetriebenen Zubau (orangene Fläche) und andererseits durch eine Ausweitung der Reserve nieder. Da in diesem Szenario der Kohleausstieg etwas langsamer, respektive später erfolgt, ist das Angebot an Kraftwerksleistung durch im Markt stehende Kraftwerke gegenüber den Szenarien mit schnellerem Kohleausstieg etwas höher.
- **„Grüne Elektrifizierung“:** In diesem Szenario liegt die Kaltjahresspitze auf dem Niveau des vorgenannten Szenarios. Das Niveau an Kraftwerksleistung ist jedoch etwas niedriger aufgrund des etwas schnelleren Kohleausstieges, welcher einerseits im Markt und andererseits durch Reservemechanismen kompensiert wird.
- **„Grüne Vollelektrifizierung“:** Deutlich erkennbar kommt es in diesem Szenario zu einem schnelleren Anstieg der Kaltjahresspitze durch die Ausweitung der Elektrifizierung. Diese wird langfristig durch eine deutliche Ausweitung des Kraftwerkszubaues kompensiert. Zwischen 2040 und 2050 kommt es wieder zu einem leichten Rückgang der Residuallastspitze. Diese Entwicklung ist auf die deutliche Beschleunigung des EE-Ausbaus in dieser Periode zurückzuführen. Insbesondere durch den Beitrag der Offshore Windstromerzeugung wird dabei, wenngleich nur zu einem kleinen Anteil, die Residuallastspitze reduziert („Kapazitätskredit“).
- **„Grünes Gas“:** Trotz des in diesem Szenario stark ansteigenden Stromverbrauchs kommt es hier nicht zu einem Anstieg der Kaltjahresspitze. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Strombedarf aus P2G nicht zeitgleich mit der Lastspitze erfolgt, sondern nur dann, wenn hinreichende EE-Erzeugung vorliegt. Erkennbar geht die Kaltjahresspitze sogar zurück. Dies ist auf den kontinuierlich höher liegenden EE-

Ausbau in diesem Szenario zurückzuführen, der – zumindest anteilig – Wirkung auf die Systemspitze entfaltet.

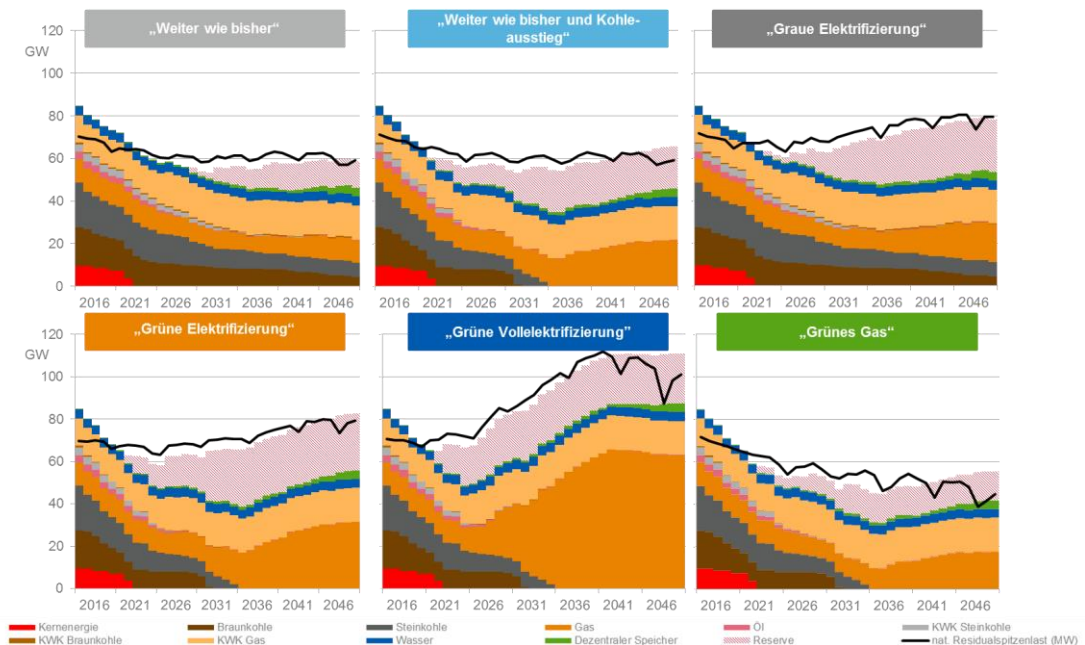


Abbildung 24: Verfügbarkeitsbereinigte Leistungen in den Szenarien

In allen Szenarien spielen Erdgaskraftwerke bei der Absicherung des Systems langfristig eine dominante Rolle. Insbesondere im Zeitraum bis 2040 tragen sie dabei einerseits als kosteneffiziente Option zur CO₂-Reduktion bei, daneben übernehmen sie wichtige Back-Up-Funktionen.

Insgesamt liegt der Leistungsbedarf in den Szenarien „Graue Elektrifizierung“ und „Grüne Elektrifizierung“ um rd. 24 GW in der Spitze höher als in den Szenarien ohne Elektrifizierung der Wärmerzeugung. In dem Szenario „Grüne Vollelektrifizierung“ liegt der Leistungsbedarf noch 29 GW über dem in den Szenarien mit niedriger Elektrifizierung bzw. 53 GW über den Szenarien ohne Elektrifizierung.

Alternativ zum Zubau von Erdgaskraftwerken könnten ggf. auch andere Back-Up-Optionen erschlossen werden. Beispielsweise wäre der Aufbau dezentraler Back-Up-Kapazitäten in der Wärmerzeugung durch öl- oder erdgasbasierte Wärmerzeuger denkbar (Fraunhofer IWES/IBP für Agora, 2017). Diese Alternativen wurden hier nicht explizit betrachtet, müssten jedoch in Hinsicht auf Kosteneffizienz und Emissionseffekte ggü. zentralen Erdgaskraftwerken abgewogen werden.

Die höhere Kraftwerksleistung in den Szenarien mit Elektrifizierung der Wärmenachfrage, sowohl innerhalb des Marktsegments, als auch innerhalb der Reserve, stellt dabei einen nicht zu vernachlässigenden Kostenfaktor dar, der in der Bewertung der Szenarien aus Systemkostensicht zu berücksichtigen ist. Der Zubau und die Finanzierung dieser Kraftwerke stellt somit eine wichtige Bedingung einer versorgungssichereren Umsetzung einer Sektorenkopplung über die Elektrifizierung des Wärmesektors dar. In den hier betrachteten Szenarien wurde angenommen, dass der Ausbau dieser Anlagen in einer Kombination aus

Energy Only Market (EOM) 2.0 und Reserve erreicht wird. Alternativ kämen hier aber auch andere Kapazitätsmechanismen in Frage.

Durch die Elektrifizierung steigt der Leistungsbedarf ab dem Beginn der 2030er Jahre an, wenn sich zeitgleich die Wirkung des Kohleausstieges intensiviert. Diese beiden Effekte addieren sich somit in ihrer Wirkung auf den Leistungsbedarf des Systems. Sollte der notwendige Ausbau von Back-Up-Kapazitäten nicht schnell genug erfolgen, um den Bedarf beider Effekte zu kompensieren, so wäre der Kohleausstieg aus energiewirtschaftlicher Sicht vorrangig zu verfolgen. Dies insbesondere vor dem Hintergrund deutlich niedrigeren CO₂-Vermeidungskosten (siehe Abschnitt 10.2). Der Kohleausstieg allein, also ohne eine deutliche Intensivierung der Sektorenkopplung, erscheint dabei in Bezug auf den Leistungsbedarf umsetzbar.

Die im Szenario „Grünes Gas“ niedrig liegenden Kraftwerksleistungen machen die Systemfreundlichkeit der Sektorenkopplung über P2G deutlich. Durch die Sektorenkopplung über P2G wird also die Notwendigkeit vermieden umfangreiche Back-Up-Kapazitäten in Betrieb zu nehmen und zu finanzieren.

8.5 Zwischenfazit

- „Graue Elektrifizierung“ und „Grüne Elektrifizierung“: In diesen Szenarien wird die Wärmeversorgung soweit elektrifiziert, dass der Stromverbrauch nach anfänglichen Rückgängen wieder zunimmt und im Ergebnis 2050 auf einem Niveau etwas oberhalb des heutigen liegt (rd. 600 TWh).
- Im Szenario „Grüne Vollelektrifizierung“ steigt der Stromverbrauch durch die Beiträge für den Wärmesektor deutlich an. Im Jahr 2050 liegt hier der Stromverbrauch bei rund 790 TWh.
- „Grünes Gas“: Bedingt durch den Stromverbrauch der P2G-Anlagen steigt hier der Stromverbrauch schnell und insbesondere ab 2025 deutlich an. Im Jahr 2050 beträgt der Stromverbrauch somit 1450 TWh.
- Um diese Stromverbräuche emissionsfrei zu decken kommt es zu einem z.T. massiven Ausbau der EE. Bei der Bewertung der energetischen Effizienz der Szenarien spielt dabei nicht nur die Wärmerzeugung beim Endkunden eine Rolle, wo Wärmepumpen ggü. anderen Technologien Vorteile aufweisen. Die energetischen Verluste der vorgelagerten Stufen kompensieren diese Vorteile weitgehend.
- So liegt das auszubauende EE-Erzeugungspotenzial im Szenario „Grüne Vollelektrifizierung“ im Jahr 2050 bei rund 1600 TWh und somit um den Faktor 2 über den Stromverbrauch in Höhe von 790 TWh. Dies ist zurückzuführen auf die massive Abregelung von EE-Strom in diesem Szenario.
- Das Szenario „Grüne Vollelektrifizierung“ ist dabei nicht als unvermeidbarer Pfad zu verstehen, sondern zeigt auf, welche Entwicklungen möglich wären, wenn die Kostenentwicklung oder die Erschließung geeigneter Stromspeichertechnologien nicht wie gewünscht erfolgt.
- Es lässt sich festhalten, dass wenn kein deutlicher Ausbau geeigneter alternativer Stromspeichertechnologien erfolgt, die Nutzbarkeit von EE-Erzeugung als „Wär-

mestrom“ begrenzt ist. Dies ist zurückzuführen auf die begrenzte Übereinstimmung von EE-Erzeugungsprofilen (insb. Wind und Einstrahlung) und den temperaturgetriebenen Verbrauchsprofilen der Wärmerzeuger – obwohl in dieser Studie bereits Flexibilitäten der Wärmenachfrage angenommen wurden. Mit steigender Anforderung an die Dekarbonisierung sinkt der Grenznutzen jeder weiteren EE-Erzeugung, da diese mehrheitlich in die Abregelung bzw. in den Export geht. In beiden Fällen leistet diese aber keine Beiträge zu Dekarbonisierung in Deutschland.

- In der Wandlungskette über P2G ist zwar auch ein starker EE-Ausbau notwendig, das Erzeugungspotenzial der EE-Anlagen kann jedoch fast vollständig genutzt werden. P2G erschließt die Speicherpotenziale der Infrastruktur und vermeidet somit Abregelungen weitgehend.
- In allen Szenarien spielen Erdgaskraftwerke bei der Absicherung des Systems langfristig eine dominante Rolle. Sie tragen dabei kosteneffizient zur CO₂-Reduktion bei und übernehmen zunehmend wichtige Back-Up-Funktionen.
- Der Leistungsbedarf in den Szenarien „Graue Elektrifizierung“ und „Grüne Elektrifizierung“ liegt um rd. 24 GW in der Spitze höher als in den Szenarien ohne Elektrifizierung der Wärmerzeugung. Im Szenario „Grüne Vollelektrifizierung“ liegt der Leistungsbedarf 53 GW über den Szenarien ohne Elektrifizierung.
- Der Zubau und die Finanzierung dieser Kraftwerke stellt somit eine wichtige Bedingung einer versorgungssichereren Umsetzung einer Sektorenkopplung über die Elektrifizierung des Wärmesektors dar. Durch die Sektorenkopplung über P2G wird die Notwendigkeit vermieden, diese umfangreichen Back-Up-Kapazitäten in Betrieb zu nehmen und zu finanzieren.
- Durch die Elektrifizierung steigt der Leistungsbedarf ab dem Beginn der 2030er Jahre, wenn sich zeitgleich die Wirkung des Kohleausstieges intensiviert. Diese beiden Effekte addieren sich somit in ihrer Wirkung auf den Leistungsbedarf des Systems. Sollte der notwendige Ausbau von Back-Up-Kapazitäten nicht schnell genug erfolgen, um den Bedarf beider Effekte zu kompensieren, so wäre aus Gründen der niedrigeren CO₂-Vermeidungskosten der Kohleausstieg vorrangig zu verfolgen.

9 Gasverbrauch und CO₂-Emissionen

In diesem Abschnitt wird ein Schlaglicht auf die Ergebnisse zum Gasverbrauch und zu den CO₂-Emissionen der Szenarien beschrieben. Dabei wird jeweils ein Szenariovergleich durchgeführt und es werden die wichtigsten Unterschiede der Szenarien erläutert.

9.1 Gasverbrauch in den Szenarien

In diesem Abschnitt wird der Fokus auf den Gasverbrauch in den Szenarien gelegt. Hierbei wird eine Differenzierung zwischen dem Verbrauch von fossilem Erdgas und synthetischen Gasen vorgenommen.

In Abbildung 24 wird die Entwicklung des Gasverbrauchs in den Szenarien dargestellt. Die Linien stehen dabei jeweils für den Verbrauch von fossilem Erdgas in den Szenarien. Zu-

sätzlich wurde für das Szenario „Grünes Gas“ eine gestrichelte Linie eingefügt, die den Verlauf des gesamten Gasverbrauchs inkl. synthetischer Gase darstellt.

Im Folgenden werden die Entwicklungen in den Szenarien jeweils kurz beschrieben:

- **„Weiter wie bisher“:** In diesem Szenario kommt es mittelfristig durch eine verstärkte Nutzung von Erdgas insbesondere im Wärmesegment zu einer Zunahme des Gasverbrauchs. Im weiteren Verlauf sinkt der Gasverbrauch wieder leicht ab. Im Ergebnis liegt der Erdgasverbrauch in diesem Szenario auch 2050 leicht über dem heutigen Niveau.
- **„Weiter wie bisher und Kohleausstieg“:** Durch den Kohleausstieg steigt – ceteris paribus – der Erdgasverbrauch ggü. dem vorgenannten Szenario über den gesamten Betrachtungszeitraum an. In diesem Szenario liegt der Erdgasverbrauch daher über den Gesamtverlauf der Betrachtung am höchsten.
- **„Graue Elektrifizierung“:** In diesem Szenario wird ein Teil des Erdgasverbrauchs im Strommarkt durch eine Elektrifizierung in Kombination mit zusätzlichen EE substituiert. Im Ergebnis sinkt der Gasverbrauch bereits recht deutlich unter das heutige Niveau.
- **„Grüne Elektrifizierung“:** In diesem Szenario kommt es zu einem Anstieg des Erdgasverbrauchs gegenüber dem Szenario „grüne Elektrifizierung“ durch einen beschleunigten Kohleausstieg.
- **„Grüne Vollelektrifizierung“:** Dieses Szenario repräsentiert den niedrigsten Verlauf des Szenarienkorridders in Bezug auf den Erdgasverbrauch. Aufgrund des recht hohen Elektrifizierungsgrades kommt es dabei zu einem starken Absinken, welches sich ab ca. 2037 beschleunigt.
- **„Grünes Gas“:** In diesem Szenario sinkt der Erdgasverbrauch recht deutlich ab und liegt in 2050 auf einem ähnlichen Niveau wie im Szenario „Vollelektrifizierung“, jedoch liegt der Gasverbrauch inkl. synthetischer Gase 2050 etwa auf dem heutigen Niveau. Die zusätzlichen Gasverbräuche werden aus erneuerbaren Gasen gedeckt und im Stromsektor synthetisiert.

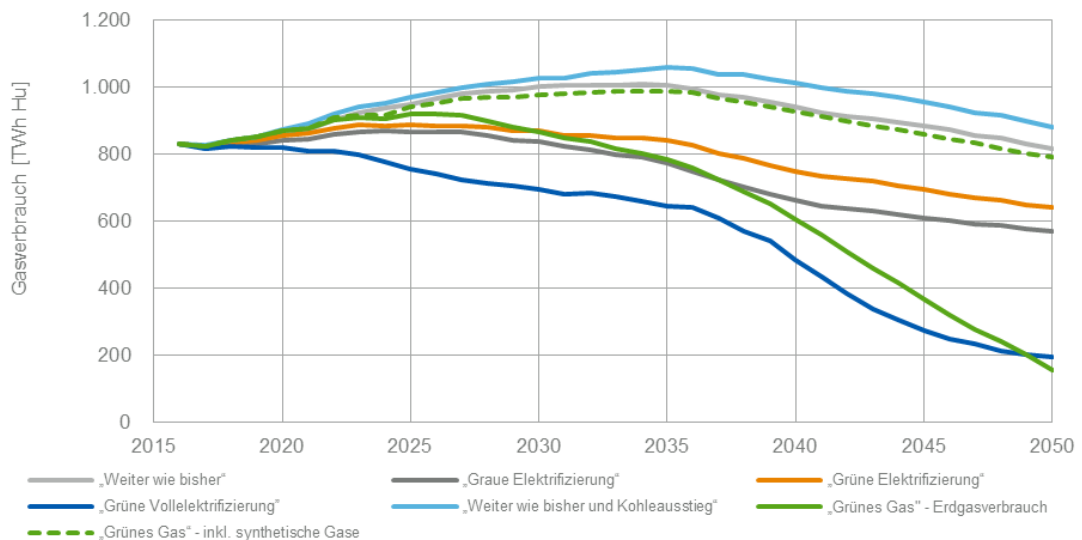


Abbildung 25: Gasverbrauch in den Szenarien im Wärme- und Stromsektor

Erkennbar spielt fossiles Erdgas in allen Szenarien eine signifikante Rolle bis mindestens 2040. So sinkt der Erdgasverbrauch selbst in den ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien zwar ab, bleibt aber auch bis 2040 oberhalb von 50 % des aktuellen Niveaus. Erdgas bleibt also bis mindestens 2040 die kosteneffizienteste CO₂-Vermeidungsoption für Wärme und bis 2050 und darüber hinaus ein kosteneffizienter CO₂-armer Energieträger für Back-Up-Kraftwerke.

Auch in den beiden weniger ambitionierten Elektrifizierungsszenarien („Grüne Elektrifizierung“ und „Graue Elektrifizierung“) liegt der Erdgasverbrauch langfristig auf einem recht hohen Niveau und sinkt nicht unter 65 % des heutigen Niveaus.

Der Vergleich von Szenarien mit und ohne Kohleausstieg zeigt auch, dass durch einen beschleunigten Kohleausstieg die Rolle von Erdgas in der Verstromung, auch über eine reine Back-Up-Funktion hinaus, aktiviert wird. In diesen Szenarien spielt nicht nur fossiles Erdgas eine wichtige Rolle, sondern auch die Gasnetzinfrastruktur selbst, welche in Kombination mit den Gaskraftwerken ihre Rolle als Flexibilitätsoption zum Ausbalancieren der EE-Einspeisung einnehmen kann.

Erkennbar liegt der Gasverbrauch inkl. synthetischer Gase im Szenario „Grünes Gas“ auch langfristig etwa auf dem heutigen Niveau. Auch in Zukunftspfaden mit erhöhten Effizienzanstrengungen im Strom- und Wärmesektor sowie einem massiven Ausbau der Sektorenkopplung ist die Gasverwendung energiewirtschaftlich anschlussfähig.

9.2 Entwicklung der CO₂-Emissionen

In diesem Abschnitt wird der Fokus auf die CO₂-Emissionen in den Szenarien gelegt.

Nachfolgende Abbildung zeigt die CO₂-Emissionen der Strom- und Wärmerzeugung in der zeitlichen Entwicklung bis 2050. Andere Sektoren (z.B. Verkehr) sind hier nicht mit beinhaltet.

Den Projektionen der Szenarien wurden dabei einerseits die historischen Entwicklungen (rote Linie für Stützjahre, interpoliert) und die politischen Ziele (rote Punkte) gegenübergestellt. Die politischen Ziele beschreiben dabei langfristig den Korridor von 80 % bis 95 % Reduktion ggü. 1990. Dies folgt der Annahme, dass die anderen Sektoren (also z.B. Verkehr) etwa in ähnlicher Form zu den Vermeidungsanstrengungen beitragen.

Bis zum Jahr 2030 orientiert sich das angegebene Ziel an den sektoralen Zielen des Klimaschutzplans 2050 (Bundesregierung, 2016). So sieht der Klimaschutzplan bis 2030 für die wärme- und strombasierten Sektoren (exkl. Verkehr, Landwirtschaft und sonstige Emissionen), eine Reduktion um 63 bis 65 % vor. Hier wurde vereinfachend nur ein einzelner Zielpunkt mit einer Reduktion um 64 % (hier und im Folgenden jeweils ggü. 1990 definiert) angesetzt, der als Orientierung für die politischen Ziele angenommen wird.

Im Folgenden werden die Entwicklungen in den Szenarien jeweils kurz beschrieben:

- **„Weiter wie bisher“:** Dieses Szenario beschreibt den oberen Rand der Emissionsprojektionen. Es kommt jedoch auch in diesem Szenario zu einer Reduktion der Emissionen, insb. durch den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien im Stromsektor und den Rückgang der Kohleverstromung durch den altersbedingten Marktaustritt von Kohlekraftwerken. Da in diesem Szenario eine an wirtschaftlichen Kriterien und Effizienz orientierte Entwicklung des Wärmemarktes angenommen wird, kommt es durch die zunehmende Durchdringung mit kosteneffizienten erdgasbasierten Wärmetechnologien auch im Wärmemarkt zu einer Reduktion der Emissionen. Eine „Dekarbonisierung“ entlang der politischen Ziele wird jedoch weder im Strom noch im Wärmesektor – und dementsprechend auch nicht insgesamt – erreicht. Im Ergebnis wird bis 2030 eine Reduktion um 47 % und bis 2050 immerhin um 71 % erreicht.
- **„Weiter wie bisher und Kohleausstieg“:** In diesem Szenario kommt es gegenüber dem vorgenannten Szenario zu einer Reduktion durch die Beschleunigung des Kohleausstieges bis 2035. Deutlich erkennbar wird der Kohleausstieg, durch eine im Kontext des Kernenergieausstieges zunehmende Abweichung vom Emissionspfad des Szenarios „Weiter wie bisher“ ab dem Jahr 2020. Dies schlägt sich nieder in einer stärkeren Umstellung von emissionsintensiver Kohle auf CO₂-armes Erdgas im Strommarkt. Insgesamt erreicht dieses Szenario bis 2030 eine Reduktion um 54 % und um 76 % bis zum Jahr 2050. Legt man also mit 80 % die unteren Zielvorgaben des politischen Korridors zu Grunde, so kann ein Großteil der Ziele bereits durch die stärkere Nutzung von Erdgas im Strom- und Wärmesektor erreicht werden.
- **„Graue Elektrifizierung“:** In diesem Szenario folgen die Emissionen anfänglich dem Szenario „Weiter wie bisher“, bis es durch die beginnende Elektrifizierung ab Mitte der 2020er Jahre zu zunehmenden Abweichungen kommt. Obwohl der Strombedarf der Elektrifizierung aus zusätzlichen EE gespeist wird, liegt die Emissionsreduktion ohne flankierenden Kohleausstieg langfristig maximal auf dem Niveau des Szenarios „Weiter wie bisher und Kohleausstieg“.
- **„Grüne Elektrifizierung“:** In diesem Szenario kommt es gegenüber dem vorgenannten Szenario zu einer Reduktion durch die Beschleunigung des Kohleausstieges bis 2035. Im Ergebnis liegt dieses Szenario 2050 mit einer Reduktion von 82 %

innerhalb des politischen Korridors, wenngleich bis 2030 die Emissionen nur um 56 % reduziert werden können und somit die politischen Ziele verfehlt werden.

- **„Grüne Vollelektrifizierung“:** In diesem Szenario wird die Nutzung von EE-Strom im Wärmesektor noch einmal deutlich intensiviert. Der Ausbau der Elektrifizierung des Wärmesektors führt zu einer Reduktion der Emissionen im Wärmemarkt um ca. 95 % ggü. 1990 (ohne eine Anrechnung von Emissionen der Stromerzeugung). Vor diesem Hintergrund kommt es auch insgesamt zu einer Erfüllung der für 2050 bestehenden politischen Ziele mit einer Reduktion um rund 95 %. Auch die bis 2030 bestehenden Ziele werden, jedoch recht knapp, verfehlt. Um die Zielerfüllung bis 2030 sicherzustellen wären also ggü. den hier vorgesehenen Anstrengungen noch Steigerungen notwendig.
- **„Grünes Gas“:** In diesem Szenario werden sowohl die mittel-, als auch die langfristigen Ziele erfüllt. Dies ist zurückzuführen auf einen effektiven Beitrag des Kohleausstiegs und auf die Erschließung des Wärmesektors für EE-Strom durch P2G. Die Reduktion liegt in 2030 bei 65 % und in 2050 bei 96 % ggü. 1990.

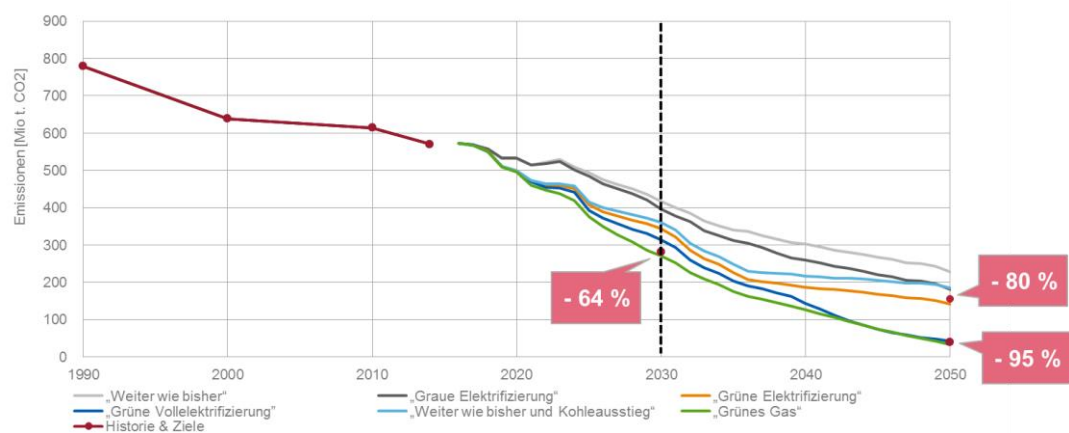


Abbildung 26: CO₂-Emissionen der Strom- und Wärmerzeugung in den Szenarien¹⁶

Festhalten lässt sich, dass ohne einen schnellen Kohleausstieg eine effektive Dekarbonisierung von Strom und Wärme nicht möglich ist. Ein zeitnahe Kohleausstieg stellt somit eine wichtige Voraussetzung erfolgreicher Klimaschutzanstrengungen dar.

Das Szenario „Graue Elektrifizierung“ zeigt dabei auch, dass der Kohleausstieg eine Vorbedingung für eine klimapolitisch sinnvolle Sektorkopplung Strom/Wärme darstellt. So zeigen Detailbetrachtungen (siehe auch Abschnitt 8.2): Obwohl der zusätzliche Stromverbrauch aus dem Wärmesektor aus EE bereitgestellt wird, kann die Auslastung der Kohlekraftwerke durch die Elektrifizierung steigen, da ein Teil der zusätzlichen EE-Stromerzeugung in die Erhöhung der Nettoexporte fließt.

Unabhängig von den hier beschriebenen Notwendigkeiten sollte ein Kohleausstieg ggf. durch geeignete Maßnahmen flankiert werden, um sicherzustellen, dass die Interessen der

¹⁶ Hier wird eine rein nationale Form der Emissionsbilanzierung angenommen.

Kraftwerkseigentümer und Mitarbeiter ausreichend berücksichtigt werden (enervis für ver.di, 2016).

Die Szenarien zeigen auch, dass das ambitionierte -95% CO₂-Ziel für 2050 bei Strom über unterschiedliche Sektorenkopplungsstrategien erreicht werden kann. In Bezug auf die Effektivität der CO₂-Zielerreichung ist die Sektorenkopplung per P2G grundsätzlich gleichwertig mit der Sektorenkopplung per Elektrifizierung.

Sollte es nicht zu einer langfristigen Weiterverfolgung einer Sektorenkopplungsstrategie kommen, so kann ein Großteil der Zielerfüllung bereits durch die verstärkte Nutzung von Erdgas im Strom- und Wärmesektor erreicht werden.

9.3 Zwischenfazit

- Fossiles Erdgas spielt in allen Szenarien eine signifikante Rolle bis mindestens 2040. So sinkt der Erdgasverbrauch selbst in den ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien zwar ab, bleibt aber auch bis 2040 oberhalb von 50 % des aktuellen Niveaus. Erdgas bleibt also bis mindestens 2040 die kosteneffizienteste CO₂-Vermeidungsoption für Wärme und bis 2050 und darüber hinaus ein kosteneffizienter CO₂-armer Energieträger für Back-Up-Kraftwerke. In den beiden weniger ambitionierten Elektrifizierungsszenarien liegt der Erdgasverbrauch auch langfristig auf einem recht hohen Niveau.
- Durch einen beschleunigten Kohleausstieg wird die Rolle von Erdgas in der Verstromung auch über eine reine Back-Up-Funktion hinaus aktiviert. In diesen Szenarien spielt nicht nur fossiles Erdgas eine wichtige Rolle, sondern auch die Gasnetzinfrastruktur selbst, welche in Kombination mit den Gaskraftwerken ihre Aufgabe als Flexibilitäts-option zum Ausbalancieren der EE-Einspeisung wahrnehmen kann.
- Im Szenario „Grünes Gas“ liegt der Gasverbrauch inkl. synthetischer Gase auch langfristig etwa auf dem heutigen Niveau. Auch in Zukunftspfaden mit erhöhten Effizienzanstrengungen im Strom- und Wärmesektor sowie einem massiven Ausbau der Sektorenkopplung ist die Gasverwendung energiewirtschaftlich anschlussfähig. Sowohl Endkundenapplikationen als auch Gas-Infrastruktur können dabei weitergenutzt werden.
- Ohne einen beschleunigten Kohleausstieg ist eine effektive Dekarbonisierung von Strom und Wärme nicht möglich. Ein effektiver und zeitnaher Kohleausstieg stellt somit eine wichtige Voraussetzung erfolgreicher Klimaschutzanstrengungen dar. Der Kohleausstieg ist auch eine Vorbedingung für eine klimapolitisch sinnvolle Sektorkopplung in Strom/Wärme. So zeigen Detailbetrachtungen, dass die Auslastung von Kohlekraftwerken durch eine Elektrifizierung der Wärmerzeugung steigen kann.
- Unabhängig von den hier beschriebenen Notwendigkeiten sollte ein Kohleausstieg ggf. durch geeignete Maßnahmen flankiert werden, um sicherzustellen, dass die Interessen der Kraftwerkseigentümer und Mitarbeiter ausreichend berücksichtigt werden.
- Die Szenarien zeigen auch, dass das ambitionierte -95% CO₂-Ziel für 2050 bei Strom über unterschiedliche Sektorenkopplungsstrategien erreicht werden kann. In Bezug auf die Effektivität der CO₂-Zielerreichung ist die Sektorenkopplung per P2G grundsätzlich gleichwertig mit der Sektorenkopplung per Elektrifizierung.

10 Kosteneffekte

In diesem Kapitel stehen die Ergebnisse der Modellierung in Bezug auf Kosteneffekte im Fokus der Beschreibung.

Für einen aussagekräftigen Vergleich der berechneten Szenarien ist eine integrierte Abwägung und Betrachtung der verschiedenen Kosten- und Nutzeneffekte notwendig. Aus energiewirtschaftlicher Perspektive stellen die Systemkosten der Strom- und Wärmeerzeugung einen geeigneten Maßstab dar, um die übergeordnete Eignung von Szenarien zu bewerten und zu vergleichen.

10.1 Systemkosten

In der hier durchgeführten Analyse umfassen Systemkosten alle Kosten, die für die Strom- und Wärmeerzeugung aufgewendet werden.¹⁷ Im Szenarienvergleich bieten die Systemkosten (bzw. deren relative Veränderung) daher einen Maßstab dafür, wie effizient eine Szenarioentwicklung verläuft.

Die Systemkosten bilden sich aus den folgenden Bestandteilen:

1. Variable und fixe Kosten des konventionellen Kraftwerksparks,
2. variable und fixe Kosten der erneuerbaren Stromerzeugung (wobei die Wirkungen der Abregelung von Strom berücksichtigt wird),
3. Nettoimportkosten etwaiger Stromimporte,
4. je nach Szenario Kosten des Aufbaus einer P2G-Infrastruktur und
5. Kosten der Wärmeerzeugung beim Endkunden. Dies beinhaltet insb. Investitionen und fixe Betriebskosten. Variable Kosten werden nur insoweit erfasst, wie diese nicht schon in den Stromerzeugungskosten beinhaltet sind. Diese Kosten werden um Steuern und staatliche Umlagen bereinigt.

Bei der Interpretation des hier verwendeten Systemkostenbegriffs sind die folgenden Anmerkungen zu beachten:

- Die Kosten der Infrastruktur für Erdgas- und Stromtransport und -verteilung („Netzkosten“) stehen nicht im Fokus der Modellierungen. Naturgemäß sind diese Infrastrukturkosten durch die Struktur der Strom- und Wärmeerzeugung jedoch relevant beeinflusst. Gerade in den Szenarien mit Elektrifizierung der Wärmenachfrage ist davon auszugehen, dass die regionale Struktur der Stromnachfrage und -erzeugung kostentreibend auf die Stromnetzinfrastuktur wirkt. Im Szenario „Grünes Gas“ liegen die Kosten des Stromnetzausbaus vermutlich niedriger, jedoch ist im Gegenzug das Gasnetz für die Aufnahme großer (synthetischer) Gasmengen zu erhalten bzw. zu ertüchtigen. Stromnetzinfrastuktur ist grundsätzlich deutlich teurer als Gasinfrastruktur. Dies stellt einen weiteren in dieser Studie nicht weiter quantifizierten Kostenvorteil für das Szenario „Grünes Gas“ ggü. den Elektrifizierungsszenarien dar.
- Im verwendeten Strommarktmodell werden europäische Wechselwirkungen (Importe und Exporte, etc.) abgebildet. Um die Effekte auf den Sektor der deutschen Strom-

¹⁷ Dies stellt eine kostenbasierte Betrachtung dar, Erlöse bzw. Verteilungseffekte werden an dieser Stelle explizit nicht betrachtet.

erzeugung zu erfassen, wird bei der Festlegung von Systemgrenzen ein nationaler Kostenbegriff verwendet. Die gewählte Systemgrenze umfasst den deutschen Strommarkt inkl. aller Verbraucher und Erzeuger. Daraus folgt, dass Stromimporte als Kosten erfasst werden, während Stromexporte als Erlöse gegenüberstehen. Import- und Exportmengen werden stundenscharf zu inländischen Strompreisen bewertet. Saldiert stellen sie die „Nettoimportkosten“ des Systems dar.

Für die Einschätzung der energiewirtschaftlichen Effizienz eines Szenarios ist dabei nicht die absolute Höhe der Systemkosten ausschlaggebend, sondern wie sich diese zwischen den Szenarien verändern. Aus diesem Grund werden im Folgenden stets Systemkostendifferenzen betrachtet.

Nachfolgende Abbildung zeigt vor diesem Hintergrund jeweils ggü. dem Szenario „Weiter wie bisher“. Die Abbildung zeigt dabei die summarischen und nicht diskontierten Systemkosteneffekte über den Betrachtungszeitraum.

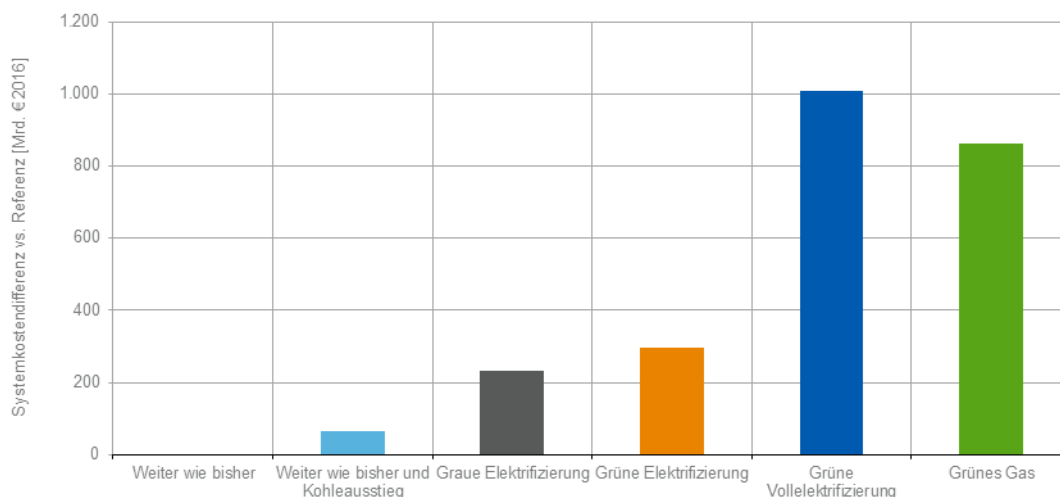


Abbildung 27: Systemkostendifferenzen ggü. dem Szenario „Weiter wie bisher“

Im Folgenden werden diese Systemkosteneffekte zusammenfassend erläutert.

- **„Weiter wie bisher“:** Die Systemkosten liegen in diesem Szenario am niedrigsten, da im Wärmemarkt eine an Kosteneffizienz orientierte Entwicklung modelliert wird und im Strommarkt so lange wie technisch möglich bereits abgeschriebene Kraftwerkskapazitäten fortgenutzt werden können. In diesem Szenario liegen, definitionsgemäß, keine Mehrkosten (im Vergleich mit sich selbst) vor.
- **„Weiter wie bisher und Kohleausstieg“:** In diesem Szenario kommt es zu zusätzlichen Systemkosten durch den Kohleausstieg der zu zusätzlichem Kraftwerksneubau, einer leichten Erhöhung der variablen Kosten und zu mehr Nettoimportkosten führt.
- **„Graue Elektrifizierung“:** Dieses Szenario weist noch einmal etwas höhere Systemkosteneffekte auf. Hier liegen die Mehrkosten in den Jahren 2017 bis 2050 bei insgesamt 232 Milliarden Euro. Wenngleich hier kein Kohleausstieg stattfindet, so

wird dieser Effekt doch durch die Elektrifizierung überkompensiert. Die Elektrifizierung schlägt dabei durch höhere Kosten beim Endkunden selbst, steigende EE-Ausbaukosten und auch höhere Back-Up-Kosten zu buche.

- **„Grüne Elektrifizierung“:** Das Szenario weist gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ Mehrkosten von 297 Milliarden Euro auf. Im Vergleich ist das Szenario „Graue Elektrifizierung“ aufgrund der längeren Nutzung der Kohlekraftwerke etwas kosteneffizienter, wenngleich im Gegenzug die CO₂-Emissionen höher liegen.
- **„Grüne Vollelektrifizierung“:** Die „Grüne Vollelektrifizierung“ weist mit 1.008 Milliarden Euro die höchsten Systemmehrkosten auf. Dies entspricht rund 30 Mrd. Euro p.a. bis zum Jahr 2050. Die Mehrkosten gegenüber den vorgenannten Szenarien sind durchaus beträchtlich, jedoch weisen diese keine entsprechend hohen Emissionsreduktionen auf. Die Mehrkosten sind hier insbesondere auf höhere Investitionen für Endkundenapplikationen sowie höhere Kosten im konventionellen Erzeugungssystem zurückzuführen. Ein nicht zu vernachlässigender Treiber sind auch Verschiebungen in den Nettoimportkosten, da in diesem Szenario systematische temperaturgetriebene Lastspitzen mit den dazugehörigen Strompreisspitzen entstehen, die zu einem relevanten Anteil auch durch kostenintensive Importe gedeckt werden. Daneben ist zu berücksichtigen, dass die EE-Ausbaukosten aufgrund der relevanten Abregelung von Erzeugungsmengen, die mit zusätzlichem Ausbau kompensiert wird, beträchtlich sind.
- **„Grünes Gas“:** Hier liegen die Kosten etwas unterhalb des Szenarios „Grüne Vollelektrifizierung“, wenngleich auf einem absolut betrachtet weiterhin sehr hohen Niveau von 863 Mrd. Euro. Die Kostenvorteile ergeben sich u.a. aus niedrigeren Kosten für die Wärmerzeugung, niedrigeren Nettoimportkosten, niedrigeren Kosten für konventionelle Back-Up-Kapazitäten und variablen Kosten des Systems. Im Gegenzug entstehen Mehrkosten für eine höhere EE-Stromerzeugung und die Investition in P2G-Infrastruktur. Es sei darauf hingewiesen, dass P2G in diesem Szenario aufgrund der weitreichenden Kostenabsenkungen entsprechend der definierten Prämissen sehr kosteneffizient wird.

Erkennbar weisen die hier betrachteten Szenarien eine beeindruckende Kostenspreizung auf. Da die Szenarien energiepolitisch äußerst unterschiedliche und weitreichende Strategien darstellen, weisen gleichermaßen auch die Kosten selbst eine beeindruckende Höhe auf.

Hervorzuheben ist auch, dass die beiden weitreichenden Sektorenkopplungsstrategien („Grüne Vollelektrifizierung“ und „Grünes Gas“) auf einem ähnlichen Systemkostenniveau liegen, hier mit leichten Vorteilen für das Szenario „Grünes Gas“. Orientieren sich die politischen Ziele also am oberen Zielkorridor der CO₂-Reduktion, so kann die Sektorenkopplung über den Gasmarkt unter den Annahmen dieses Szenarios einen wichtigen Beitrag zur Kosteneffizienz des Systems leisten. Sowohl Endkundenapplikationen als auch Infrastruktur können weitergenutzt werden. Eine vorzeitige technologische Festlegung – z.B. auf eine Voll-Elektrifizierung – begrenzt den Lösungsraum für eine kosteneffiziente umfassende Dekarbonisierung. Gerade die Gasnetzinfrastruktur stellt eine wichtige Flexibilitätsoption dar, die zum jetzigen Zeitpunkt nicht aus der Hand gegeben werden sollte.

Schon heute sollte daher begonnen werden, Kostensenkungspotential von Power-to-Gas zu erschließen, um mittel- und langfristig die Systemkosten zu senken. Auf diese Weise führen ein besserer Ausgleich von Erzeugungs- und Lastspitzen zu reduziertem Stromnetzausbau und geringerem Bedarf an Back-Up-Kraftwerken.

10.2 CO₂-Vermeidungskosten

Die im vorhergehenden Abschnitt dargestellten Kosten sind nicht vollständig vergleichbar, da in den Szenarien zum Teil unterschiedliche Emissionszielpfade hinterlegt sind. Kostenunterschiede zwischen den Szenarien können daher auf Grund unterschiedlicher Emissionsentwicklungen gerechtfertigt sein. Vor diesem Hintergrund wurden die Systemkostenunterschiede in Relation zu den vermiedenen CO₂-Emissionen zwischen den Szenarien gestellt. Aus dieser Relation ergeben sich mittlere CO₂-Vermeidungskosten zwischen den Szenarien. Diese CO₂-Vermeidungskosten stellen ein aggregiertes Maß zur Bewertung der Kosteneffizienz der Klimaschutzstrategien dar.

Die nachfolgende Abbildung illustriert die Ergebnisse dieser Berechnungen.

Die Grafik zeigt die mittleren CO₂-Vermeidungskosten, die sich aus dem Szenarienvergleich ergeben, aufgetragen über der summarischen CO₂-Reduktion, die sich zwischen den Szenarien ergibt. Sowohl die CO₂-Vermeidungskosten als auch CO₂-Reduktionen sind dabei jeweils nur im Szenarienvergleich gültig.

Somit ist die Abbildung eine sehr aggregierte Darstellung für Klimaschutzanstrengungen und Kosteneffizienz der Szenarien.

Die einzelnen Vergleichsschritte seien im Folgenden kurz erläutert.

- Das Szenario „**Weiter wie bisher**“ bildet auch hier den Vergleichsmaßstab, der allen Szenarien zu Grunde gelegt wird. Als Referenz ist das Szenario auf dem Nullpunkt einzuordnen („keine CO₂-Vermeidung ggü. sich selbst“).
- Das Szenario „**Weiter wie bisher und Kohleausstieg**“ führt im Vergleich zu diesem Szenario durch einen beschleunigten Kohleausstieg bis 2035 zu deutlichen Vermeidungsbeiträgen mit insgesamt begrenzten CO₂-Vermeidungskosten, die im Mittel bei unter 50 €/t liegen.
- Kommt es, basierend auf dem Kohleausstieg, zu einer Elektrifizierung, so sind hiermit deutlich steigende mittlere CO₂-Vermeidungskosten verbunden (Szenario „**Grüne Elektrifizierung**“). Die mittleren Vermeidungskosten erreichen hier ein Niveau in der Größenordnung von 300 €/t.
- Wird die Elektrifizierung ausgeweitet, so steigen die CO₂-Vermeidungskosten recht deutlich an (Szenario „**Grüne Vollelektrifizierung**“). Anders formuliert: die marginalen Vermeidungskosten der Elektrifizierung sind zunehmend. Gleichzeitig kommt es zu einer weiteren Reduktion der CO₂-Emissionen.
- Alternativ kann man das Szenario „Weiter wie bisher und Kohleausstieg“ und „**Grünes Gas**“ vergleichen. Hier liegen die mittleren CO₂-Vermeidungskosten in einer ähnlichen Größenordnung, wenngleich etwas niedriger als in den Elektrifizierungsszenarien.

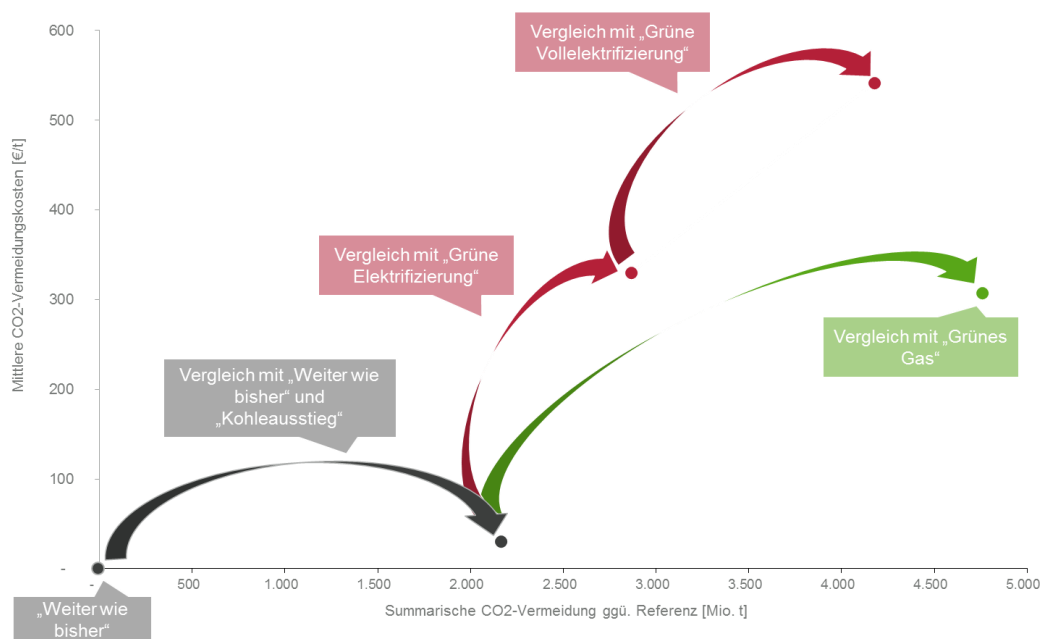


Abbildung 28: Mittlere CO₂-Vermeidungskosten im Szenarienvergleich

Erkennbar liegt das Szenario „Grünes Gas“ auch in Bezug auf die mittleren CO₂-Vermeidungskosten unterhalb der weitreichenden Elektrifizierung, hier bieten sich also Kostensenkungspotenziale.

Aus der Grafik respektive den Ergebnissen kann mittelbar auch geschlussfolgert werden, dass es – neben den hier untersuchten „Extremszenarien“ – effiziente Mischszenarien geben muss.

Die ermittelten CO₂-Vermeidungskosten zeigen durch ihre Höhe klar auf, dass der Wettbewerb um eine kosteneffiziente Lösung noch nicht abgeschlossen ist. Es werden weitere Entwicklungen und Innovationen benötigt, um die politisch vorgesehene Emissionsreduktion zu niedrigeren spezifischen Kosten zu erreichen. Bei den hier resultierenden Vermeidungskosten wären auch aktuell weniger im Fokus stehende CO₂-Vermeidungsoptionen, wie beispielsweise CCS, wirtschaftlich umsetzbar. Eine technologische Festlegung auf die weitere Entwicklung bis 2050 erscheint vor diesem Hintergrund verfrüht.

Die gesellschaftliche Organisation und ggf. geeignete Flankierung des Kohleausstiegs im Stromsektor ist aus ökonomischer Sicht klar vorrangig gegenüber weitreichenden Anstrengungen zur Sektorenkopplung.

10.3 Zwischenfazit

- Die beiden weitreichenden Sektorenkopplungsstrategien („Grüne Vollelektrifizierung“ und „Grünes Gas“) liegen auf einem ähnlichen Systemkostenniveau, hier mit leichten Vorteilen für das Szenario „Grünes Gas“. Die Mehrkosten im Szenario „Grüne Vollelektrifizierung“ betragen rund 30 Mrd. Euro p.a. bis zum Jahr 2050. Orientieren sich die politischen Ziele also an einer weitreichenden CO₂-Reduktion, so kann die Sektorenkopplung über den Gasmarkt unter den Annahmen dieses Szenarios (insb. starke Kostendegressionen bei P2G) einen wichtigen Beitrag zur Kosteneffizienz

des Systems leisten. Sowohl Endkundenapplikationen als auch Infrastruktur können weitgehend weitergenutzt werden.

- Dabei liegt das Szenario „Grünes Gas“ auch in Bezug auf die mittleren CO₂-Vermeidungskosten unterhalb der weitreichenden Elektrifizierung, hier bieten sich also Kostensenkungspotenziale.
- Aus den Ergebnissen kann mittelbar auch geschlussfolgert werden, dass es – neben den hier untersuchten „Extremszenarien“ – effiziente Mischszenarien geben muss.
- Die ermittelten CO₂-Vermeidungskosten zeigen durch ihre Höhe klar auf, dass der Wettbewerb um eine kosteneffiziente Lösung noch nicht abgeschlossen ist. Es werden weitere Entwicklungen und Innovationen benötigt, um die politisch vorgesehene Emissionsreduktion zu niedrigeren spezifischen Kosten zu erreichen. Eine technologische Festlegung auf die weitere Entwicklung bis 2050 erscheint vor diesem Hintergrund verfrüht.
- Die gesellschaftliche Organisation und ggf. geeignete sozialverträgliche Flankierung des Kohleausstiegs im Stromsektor ist aus ökonomischer Sicht klar vorrangig gegenüber weitreichenden Anstrengungen zur Sektorenkopplung.

11 Fazit & Kernthesen

Die Zukunft im Sinne einer tiefen Dekarbonisierung der Strom- und Wärmerzeugung stellt die deutsche Energiewirtschaft vor Herausforderungen einer vollständig neuen Qualität. Dies zeigt sich nicht nur an den Ergebnissen zu den Kosten, sondern auch an den in dieser Studie ermittelten Ergebnissen zu den benötigten Strommengen und Back-Up-Kapazitäten.

Aus heutiger Sicht sollte daher, vor dem Hintergrund der Unsicherheiten und Unschärfen, verstärkt in Szenarien und Optionen gedacht werden.

Bestimmte Handlungsoptionen sind dabei klar umrissen und beurteilbar, andere, langfristige Strategien, lassen sich heute noch nicht abschließend beurteilen oder festlegen.

Vor diesem Hintergrund lassen sich aus den in dieser Studie durchgeführten Analysen die folgenden drei Kernthesen ableiten:

1. *Ohne einen beschleunigten Kohleausstieg ist eine effiziente und effektive Dekarbonisierung von Strom und Wärme nicht möglich. Der Kohleausstieg ist daher energiewirtschaftlich und politisch vorrangig.*
2. *Erdgas bleibt bis mindestens 2040 die kosteneffizienteste CO₂-Vermeidungsoption für Wärme und bis 2050 und darüber hinaus ein kosteneffizienter CO₂-armer Energieträger für Back-Up-Kraftwerke.*
3. *Um die Klimaschutzziele kosteneffizient zu erreichen, gilt es Vorfestlegungen zu vermeiden und Technologieoffenheit sicherzustellen: So stellt die Gasinfrastruktur eine wichtige Flexibilitätsoption für die Flankierung der erneuerbaren Energien dar. Eine dekarbonisierte Welt mit Power-to-Gas kann volkswirtschaftlich günstiger sein als eine Welt ohne Gas*

12 Literaturverzeichnis

- AGEB. (2015). *Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland*.
- ARGE. (2011). *Wohnungsbau in Deutschland*.
- BDEW. (kein Datum). *BDEW-Heizkostenvergleich*.
- Bundesregierung. (2016). *Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung*.
- dena. (2012). *Der dena-Gebäudereport*.
- Destatis. (2014). *Bevölkerungsvorausberechnung, Variante Kontinuität bei stärkerer Zuwanderung (G1-L1-W2)*. Abgerufen am 14. Februar 2017 von <https://www-genesis.destatis.de/>
- DLR/Fraunhofer IWES/IfnE für BMUB. (2010). *Leitstudie 2010*.
- enervis für Agora. (2016). *Modellergebnisse zu den Agora Kohleausstiegsszenarien*. Von https://www.stiftung-mercator.de/media/downloads/4_Partnergesellschaften/Agora_Energiewende/Agora_Ecke_Modellergebnisse_zu_den_Agora_Kohleausstiegsszenarien.pdf abgerufen
- enervis für ver.di. (2016). *Gutachten: Sozialverträgliche Ausgestaltung eines Kohlelkonsens*. Von https://www.verdi.de/++file++5835c627f1b4cd687c1918e0/download/verdi_Gutachten%20Sozialvertraglicher%20Kohlelkonsens_Dokumentation.pdf abgerufen
- EWI/GWS/Prognos für BMWi. (2014). *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose*.
- Fraunhofer ISE. (2015). *Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050*.
- Fraunhofer IWES/IBP für Agora. (2017). *Wärmewende 2030*. Von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Sektoruebergreifende_EW/Waermewende-2030_WEB.pdf abgerufen
- IER. (2014). *Analyse des Potenzials von Industriewärmepumpen in Deutschland*.
- IWU. (2015). *Deutsche Wohngebäudetypologie*.
- Umweltbundesamt. (2016). *Klimaneutraler Gebäudebestand 2050*.