

MULTI-SEKTOR-KOPPLUNG

**MODELLBASIERTE ANALYSE DER INTEGRATION ERNEUERBARER
STROMERZEUGUNG DURCH DIE KOPPLUNG DER
STROMVERSORGUNG MIT DEM WÄRME, GAS-
UND VERKEHRSSSEKTOR**

ENDBERICHT



August 2020

Autoren:

Max Fette

Christine Brandstät

unter Mitarbeit von Leander Kimmer, Christopher Rickert und Isabelle Roller

Energiesystemanalyse

Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und
Angewandte Materialforschung IFAM

Hans Christian Gils

Hedda Gardian

Thomas Pregger

unter Mitarbeit von Felix Cebulla und Eileen Meyer

Institut für Technische Thermodynamik

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)

Johannes Schaffert

Eren Tali

Nils Brücken

unter Mitarbeit von Markus Köppke, Norman Dünne und Sophia von Berg

Brennstoff- und Gerätetechnik

Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.

Ansprechpartner:

Max Fette

Wiener Straße 12 | 28359 Bremen | Germany

Telefon + 49 421 2246-7019 | Fax 2246-300

max.fette@ifam.fraunhofer.de

Förderkennzeichen 03ET4038

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den AutorInnen

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung und Abstract	5
1.1	Kurzfassung.....	5
1.2	Abstract	7
2	Einleitung und Ziele	10
3	Modellentwicklung	12
3.1	Weiterentwicklung des Energiesystemmodells REMix.....	12
3.1.1	Einführung in das Modell.....	12
3.1.2	Modellerweiterung Gassektor.....	14
3.1.3	Modellerweiterung Wärmesektor und Verkehrssektor	18
3.2	Weiterentwicklung des Energiesystemmodells MuGriFlex.....	19
3.2.1	Einführung in das Modell.....	19
3.2.2	Berechnung und Darstellung der Levelised Costs of Energy	22
3.2.3	Modellerweiterung: Abbildung temperaturabhängiger Wärmeerzeuger	23
3.2.4	Modellerweiterung Wärmespeicher	30
3.2.5	Abbildung Betriebsmittel im Gasnetz	31
3.3	Modellkopplung.....	31
3.3.1	Einführung	31
3.3.2	Vorgehen	32
3.4	Iterationen.....	35
4	Datengrundlage der Modellierungen	37
4.1	Szenarien der Energiesystemtransformation.....	37
4.1.1	Grundlagen der Szenarioentwicklung	37
4.1.2	Szenarien für Deutschland	39
4.1.3	Rahmenszenarien für Europa	41
4.1.4	CO ₂ - und Brennstoffpreisszenarien	43
4.1.5	Techno-ökonomische Annahmen	44
4.2	Untersuchungsrahmen auf Gesamtsystemebene	44
4.2.1	Räumlicher und zeitlicher Betrachtungsraum	44
4.2.2	Einbindung der Szenarien in REMix.....	46
4.2.3	Szenariovarianten	51
4.3	Abbildung des Gassystems – Technischer Hintergrund und Datengrundlage ...	52
4.3.1	Beimischung von Wasserstoff	54
4.3.2	Gasvorwärmung	56
4.3.3	Gasverdichtung	61
4.3.4	Gasspeicher	65
4.3.5	Gastransportnetz und Wasserstofftransportnetz	72
4.3.6	Einspeisung von Biomethan und synthetischen Gasen	75
4.4	Abbildung des Gassystems in REMix	77
4.4.1	Elektrifizierung der Gasvorwärmung	78
4.4.2	Elektrolyse und Methanisierung	78
4.4.3	Gasverdichtung	79
4.4.4	Gasspeicher	80
4.4.5	Erdgasimport, Gastransportnetz und Wasserstofftransportnetz	81
4.4.6	Beimischung von Wasserstoff und Biogas	82
4.5	Energiewirtschaftlicher Rahmen	83
4.5.1	Investitionszuschüsse und erzeugungsbasierte Zuschläge.....	83
4.5.2	Marktentwicklung und Regelungen im Stromsektor.....	84
4.5.3	Marktentwicklung und Regelungen im Gassektor.....	87
4.5.4	Ausblick.....	88
5	Ergebnisse der Gesamtsystemoptimierung.....	90

5.1	Basisszenarien	90
5.1.1	Entwicklung der Energienachfrage	90
5.1.2	Entwicklung der Stromerzeugung und des Kraftwerksparks	93
5.1.3	Entwicklung des Ausgleichs fluktuierender Stromerzeugung	98
5.1.4	Flexibilisierung der Betriebsmittel im Gasnetz	105
5.1.5	Entwicklung der Systemkosten	108
5.1.6	Wasserstoffinfrastruktur im Zielsystem 2050	111
5.1.7	Stündlicher Anlageneinsatz im Zielsystem 2050	114
5.2	Szenariovarianten	117
5.3	Zusammenfassung und Diskussion	120
6	Ergebnisse der Einzelsystemanalyse	123
6.1	Eingangsdaten	123
6.1.1	Stromkosten	124
6.1.2	Gaskosten	125
6.2	Netzgebundene Wärmeversorgung	126
6.2.1	Vergleich von gesamtwirtschaftlich und betriebswirtschaftlich optimalem Ausbau und Anlagenbetrieb	127
6.2.2	Anpassungsbedarf der Rahmenbedingungen zur Ermöglichung des gesamtwirtschaftlichen Optimums	131
6.3	Untersuchung einer alternativen Region	138
6.4	Auslegung und Betrieb der Verdichter in Gastransportnetz und Gasspeichern	141
6.4.1	Gastransportleitungen	141
6.4.2	Gasspeicher	144
6.5	Power-to-Gas-Anlagen	146
6.5.1	Elektrolyse	148
6.5.2	Elektrolyse mit Methanisierung	149
6.6	Zusammenfassung der Ergebnisse der Einzelsystem Analyse	151
7	Schlussfolgerungen, Handlungsempfehlungen und Ausblick	155
8	Literaturverzeichnis	157
9	Abbildungsverzeichnis	165
10	Tabellenverzeichnis	170
11	Abkürzungsverzeichnis	172
12	Anhänge	174
12.1	Anhang 1: Technologien der klassischen Gasvorwärmung	174
12.2	Anhang 2: Optionen der elektrischen Gasvorwärmung	176
12.3	Anhang 3: Zeitliche Auflösung des Energiebedarfes für die Gasvorwärmung in Deutschland	178
12.4	Anhang 4: Abschätzung Pipelinekapazitäten	179
12.5	Anhang 5: Grenzen der Wasserstoffbeimischung	182
12.6	Anhang 6: Entwicklung der Stromnachfrage - Szenarien THG80 & THG95	183
12.7	Anhang 7: Techno-ökonomische Parameter	187
12.8	Anhang 8: Annahmen zu Bestandsanlagen Strom, Wärme, Gas	193
12.9	Anhang 9: Ergänzende Ergebnisse REMix	198
12.10	Anhang 10: Ergebnisse der Einzelsystemanalyse (THG95 Szenario, Wärmebereich)	201
12.11	Anhang 11: Ergebnisse der Wärmesystemanalyse für eine alternative Region	202

1 Kurzfassung und Abstract

1.1 Kurzfassung

Im Projekt MuSeKo wird der kombinierte Einsatz unterschiedlicher Flexibilitäten und Sektorenkopplungen in einem künftigen Energiesystem mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien modellbasiert untersucht. Die Analyse erfolgt mit einem zeitlich und räumlich aufgelösten, techno-ökonomischen Ansatz. Anhand dessen Ergebnisse werden unterschiedliche energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen im Hinblick auf Investitionen und den Anlageneinsatz bewertet. Der Neuheitswert des Projekts liegt einerseits in der Fokussierung auf die Ausgestaltung der Kopplung von Strom- und Gassystem und andererseits auf der Kombination der gesamtwirtschaftlichen mit der betriebswirtschaftlichen Perspektive.

Die gesamtwirtschaftliche Sicht wird durch das Energiesystemmodell REMix abgedeckt. Dieses optimiert die Systemkosten zukünftiger Energiesysteme in räumlicher und stündlicher zeitlicher Auflösung. Es erlaubt die Bewertung des Infrastrukturbedarfs im Zuge der Transformation des Energiesystems, wie auch den Einsatz vielfältiger Technologien unter verschiedenen technologischen Randannahmen. Das Modell umfasst die Strom-, Wärme- und Gasversorgung sowie Teile des Verkehrssystems. Die Einbindung des Gassystems war dabei Teil der Methodenentwicklung in diesem Projekt.

Das Modell MuGriFlex bildet die Einzelsysteme auf der lokalen Ebene aus der Sicht eines Betreibers ab. MuGriFlex simuliert den Betrieb von Energiewandlern stundengenau über ein Jahr. Das Modell errechnet den kostengünstigsten Einsatz der Erzeugungsanlagen und optimiert den Speicherbetrieb. Es ermöglicht die Dimensionierung von Systemkomponenten, sowie Auswertungen zur Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit der Anlagen. Im Rahmen von MuSeKo wurden dazu insbesondere temperaturabhängige Wärmeanlagen, also Solarthermie, Wärmepumpen und das Wärmenetz hochdetailliert modelliert. Auch die Abbildung der Verluste der Wärmespeicherung im Modell und die Wirtschaftlichkeitsberechnungen für alle Anlagen wurden verbessert. Darüber hinaus wurde das Modell für die Analysen um Betriebsmittel im Gasnetz erweitert.

Die optimierte Gesamtsystemkonfiguration aus REMix wird mit den Betriebsstrategien für die einzelnen Systembestandteile, die sich in Abhängigkeit von energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ergeben, zusammengeführt. Zentrale Stellen der Modellkopplung sind die Auslegung und zeitlichen Einsatzprofile der Anlagen, sowie die Zeitreihen der Stromgestehungskosten und die Zusammensetzung gasförmiger Brennstoffe. So ergeben sich etwa die Strom- und Gaskosten für die Analyse der Einzelsysteme aus den Grenzkosten der Stromerzeugung.

Die modellgestützten Untersuchungen zukünftiger Energiesysteme basieren auf zwei Rahmenszenarien, die definierte normative Transformationspfade für Deutschland und Europa darstellen. Sie bilden unterschiedliche Zielwerte der CO₂-Emissionsreduktion bis ins Jahr 2050 ab. Die Mengengerüste dieser Zielszenarien werden für die Parametrierung des Modells REMix genutzt und stellen somit für das gesamte Projekt den energiewirtschaftlichen Kontext dar.

Aktuell wirken sich vor allem KWK-Zuschüsse, Abgaben und Umlagen und die Preise für Strom- und Gas auf die Wirtschaftlichkeit der in MuGriFlex betrachteten Anlagen aus. Für die Analysen der Einzelsysteme wurden diese Einflüsse, soweit wie möglich im Einklang mit energiewirtschaftlichen Szenarien fortgeschrieben. Im Betrachtungszeitraum könnten sich darüber hinaus strukturelle Änderungen z.B. bei der Systematik der Netzentgelte oder durch zusätzliche lokale Flexibilitätsmärkte ergeben.

Darüber hinaus wurden die für die Modellierung des Gassystems relevanten Aspekte der Beimischung von Wasserstoff, der Gasvorwärmung, der Gasverdichtung, Gasspeicherung, des Gastransports sowie der Einspeisung von Biomethan oder synthetischem Methan zusammengetragen. Insbesondere für Betriebsmittel im Gasnetz wurde eine detaillierte neue Datengrundlage erarbeitet. Die Ausgestaltung zukünftig zulässiger Gasbeschaffenheiten und Standards, sowie des energiewirtschaftlichen Rahmens für neue Infrastrukturen wird noch diskutiert. Für die Szenariounterforschungen mit REMix werden die umfangreichen Daten zum Gassystem der vereinfachten Modellabbildung angepasst und auf die benötigten Modelleingangsgrößen umgerechnet bzw. aggregiert.

Die Ergebnisse der Gesamtsystemoptimierung für die beiden Zielszenarien unterstreichen die positive Wechselwirkung der Kombination der verschiedenen Optionen der flexiblen Kopplung von Strom-, Wärme- und Gassystem. Mit zunehmender Reduktion der CO₂-Emissionen gewinnt die flexible Sektorenkopplung zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und Sonne stark an Bedeutung. Im Szenario mit ambitionierteren Emissionsminderungszielen erweist sich der Bau umfangreicher Wasserstoffinfrastrukturen als volkswirtschaftlich sinnvoll. Die Variation ausgewählter Szenarioannahmen zeigt, dass sich im Falle abweichender Kosten und Potenziale sowohl bei der Stromerzeugung aus erneuerbarer Energie (EE) als auch beim Lastausgleich verschiedene Technologien gegenseitig substituieren können.

Unterschiede zwischen Gesamt- und Einzelsystemsicht ergeben sich vor allem für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Wärmepumpen in Wärmenetzen sowie Power-to-Gas-Anlagen (PtG)¹. Sie hängen von den jeweiligen Szenarien und Regionen und mitunter auch von der Wechselwirkung mit anderen Technologien ab. Die Analysen zeigen, wie regulatorische Anpassungen, also Zuschläge oder Rabatte auf

¹ Mit Power-to-Gas ist im Bericht die Elektrolyse sowohl mit als auch ohne anschließender Methanisierung gemeint

Abgaben, die Anreize grundsätzlich korrigieren und die Unterschiede zwischen System- und Einzelanlagenperspektive mindern können.

Am der exemplarischen Modellregion „Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland“ zeigt sich, dass unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen nicht optimal in KWK und Elektrokessel investiert wird, und dass KWK- und Power-to-Heat-Anlagen (PtH)² nicht optimal betrieben würden. Durch Zuschüsse bzw. Rabatte kann das angereizte Investitions- und Betriebsverhalten mit dem gesamtwirtschaftlichen Optimum in Einklang gebracht werden. Es gilt jedoch vielfältige Wechselwirkungen sowie heterogene Verhaltensweisen der Endnutzer zu beachten.

Für die Betriebsmittel im Gasnetz und an den Gasspeichern ist in den Zukunftsszenarien (deutlicher im Szenario mit ambitionierteren Emissionsminderungszielen) der elektrische Betrieb unter den getroffenen Annahmen sowohl gesamt- als auch betriebswirtschaftlich optimal.

Investitionen in PtG-Anlagen sind in den betrachteten Szenarien absehbar nicht wirtschaftlich. Selbst wenn kein Deckungsbeitrag für die Investition erwirtschaftet werden müsste, lohnt sich der Betrieb erst im jeweils letzten Stützjahr 2050. Ein Zuschlag bzw. Rabatt auf die Abgaben kann die Anreize korrigieren, wäre aber sehr kleinteilig zu kalibrieren und angesichts der großen Rolle, die synthetische Gase aus Gesamtsystemsicht spielen, mit erheblichem finanziellen Aufwand verbunden.

Die Projektergebnisse zeigen einerseits die Chancen einer engeren Verzahnung der Strom-, Wärme- und Gasversorgung, und andererseits die damit einhergehenden regulatorischen Herausforderungen für die Anreizung systemdienlicher Investitionen und Anlageneinsätze. Die Arbeiten bieten in den erweiterten Methoden und erhobenen Daten eine wichtige Grundlage zur weiteren Erforschung der Umsetzung der flexiblen Sektorenkopplung in der Energiewende.

1.2 Abstract

The project provides a model based analysis of the combined implementation of different flexibilities and sector coupling options in a future energy system with high shares of renewable energy. It is based on a techno-economic approach that is resolved in time and space. This approach provides the basis to assess various energy economic frameworks concerning the resulting investments and dispatch choices. The novelty of the project lies in the focus on the design of the coupling of electricity and gas systems as well as in the combination of the macroeconomic and the business perspective.

² Mit Power-to-Heat ist im Bericht die elektrische Wärmeerzeugung mit sowohl Elektrokesseln als auch Wärmepumpen gemeint

The energy system model REMix covers the overall system perspective by optimizing system cost of future energy systems. It enables the assessment of infrastructure requirements during the energy system transformation, as well as the hourly technology dispatch. The model comprises electricity, heat and gas supply and parts of the transport system. The implementation of the gas sector into the model is one of the major methodological achievements of this project.

The model MuGriFlex on the other hand represents individual systems on a local level from the perspective of the investor or operator. It simulates the hourly operation of technologies over one year and determines the cost-effective deployment of energy converters as well as storage. This enables dimensioning system components, and assessing economic feasibility and integration into the overall energy system. The project required modelling temperature dependent components, such as solar thermal collectors, heat pumps and the heat network in greater detail and embedding equipment of the gas infrastructure. Further improvements concern heat losses in storage as well as the evaluation of economic efficiency for all plant types.

The optimized system configuration determined with REMix is co-assessed with the strategies that result from the regulatory framework for individual systems. Dimensioning and hourly operation profiles, as well as time series of electricity production cost and the mix of gaseous fuels form the central points of model coupling. Electricity and gas costs for example enter the analysis of individual systems based on the results of the overall system optimization concerning electricity and gas production in the various scenarios.

The model-based analysis of future energy systems relies on two framework scenarios that represent normative transformation paths for Germany and its European neighbours. They reflect different target values for CO₂ emission reduction up to the year 2050. These target scenarios are used for the parameterization of the REMix model and thus set the energy-economic context for the entire project.

Currently the main drivers of economic feasibility for the plants analysed in MuGriFlex are subsidies and surcharges for combined heat and power plants (CHP), as well as the prices for electricity and gas. For the analysis of individual local systems, those parameters were updated for future years in accordance with the scenarios as far as possible. During the period under consideration, however, further structural changes could occur, for example concerning network tariffs or additional, local flexibility markets.

Additionally, the project assembled the technological aspects most relevant to modelling the gas system. These comprise gas preheating, compression, storage and transport, as well as the feed-in of hydrogen, biogas or synthetic methane into the existing gas infrastructure. Particularly for equipment within the gas network, the project compiled a new detailed database. Yet, future gas quality and standards, as well as the energy economic framework for new infrastructures remain in discussion. For the analysis in REMix extensive data concerning the gas system was condensed

for a simplified representation in the model while required inputs were aggregated and converted to conform to the model logic.

The results from overall system optimization for the two target scenarios underline the positive interaction of different options of flexible coupling between the electricity, heat and gas systems. As the reduction of CO₂ emissions progresses, sector coupling gains in importance for balancing fluctuating electricity generation from wind and solar sources. In a scenario without direct emissions in the analysed energy system, the deployment of extensive hydrogen infrastructure proves economically efficient. Variation of selected scenario assumptions such as technology costs and potentials e.g. in the case of renewable energy production or load balancing impacts the future composition of the energy technology portfolio and shows how technology options may substitute each other.

Differences between the perspectives on the overall and on individual systems lead to deviating results, mainly concerning CHP, heat pumps and PtG plants. The results depend on the respective scenarios and regions, as well as occasionally on the interplay with other technology options. The analysis shows how regulatory changes, i.e. subsidies or rebates on surcharges, can in principle correct the incentives and even out the discrepancy between overall and individual system optimum.

The representative example of the model region "Hessen, Rhineland-Palatinate and Saarland" illustrates, that the given framework does not foster optimal investments in CHP and electric boilers. Furthermore it shows that CHP and Power-to-Heat would not operate efficiently. Subsidies and rebates can optimize the system with manifold interdependencies to be considered. For bi-fuel equipment within the gas infrastructure the electric operation is optimal in the future scenarios from individual both perspectives.

Investments in Power-to-Gas plants do not become feasible within the scenarios considered. Their operation becomes feasible only in 2050, even if no contribution is required to the initial investment. A subsidy or rebate on surcharges can correct the incentives, but would require careful calibration and bring about substantial expenditure given the significant role of synthetic gases from the overall system's perspective.

The project results highlight the opportunities of a closer integration of electricity, heat and gas supply, but also the associated regulatory challenges for incentivizing a system-friendly operation and investment. In the extended methods and collected data, the work provides an important basis for further research focused on the implementation of flexible sector coupling in the energy system transformation.

2 Einleitung und Ziele

Im Projekt wird der (kombinierte) Einsatz unterschiedlicher Flexibilitäten und Sektorkopplungen in einem künftigen Energiesystem mit einem hohen Anteil erneuerbarer Erzeugung modellbasiert, techno-ökonomisch sowie zeitlich und räumlich aufgelöst untersucht und anschließend der energiewirtschaftliche Rahmen für die Investitionen und den Anlageneinsatz bewertet.

Bis zum Jahr 2050 soll laut dem Energiekonzept von 2010 [BuBu10] der erneuerbare Anteil an der Stromerzeugung auf über 80% und im Energiesystem insgesamt auf 60% des Endenergiebedarfs ansteigen. Mit Blick auf das mittlerweile von der Bundesregierung gesetzte langfristige Ziel einer Treibhausgasneutralität bis 2050 ist noch von deutlich höheren Werten auszugehen. Um die neuen, überwiegend fluktuierenden Stromerzeuger in das Versorgungssystem integrieren und gleichzeitig eine gleichbleibende Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, ist die weitgehende Flexibilisierung von Erzeugung und Nachfrage erforderlich. Gleichzeitig erfordert die Realisierung eines hohen erneuerbaren Anteils in den Sektoren Wärme und Verkehr eine verstärkte Nutzung von Strom zur Substitution von Kraft- und Brennstoffen.

Zur Untersuchung dieses komplexen Sachverhalts sind methodische Weiterentwicklungen der heutigen Energiesystemmodelle erforderlich, insbesondere für integrierte techno-ökonomische Analysen unter Berücksichtigung mehrerer energiewirtschaftlicher Perspektiven (z.B. dezentral vs. zentral, betriebswirtschaftlich vs. gesamtwirtschaftlich). An diesem Punkt setzt das hier vorgestellte Forschungsvorhaben mit den folgenden Zielen an:

- Weiterentwicklung der techno-ökonomischen, zeitlich und räumlich aufgelösten Modellierung im Hinblick auf die Abbildung von Sektorkopplungen zur Simulation von Einzelsystemen/-technologien sowie deren Integration in das regionale/nationale Energiesystem
- Integrierte modellbasierte Analysen des Einsatzes unterschiedlicher Technologieoptionen zur flexiblen Nutzung von Strom in allen Sektoren des Energiesystems
- Hierbei Berücksichtigung von Möglichkeiten zur Substitution gasbetriebener Betriebsmittel im Gasnetz durch mit Strom und ggf. flexibel betriebene Technologien als zusätzliche Option
- Verbindung der betriebswirtschaftlichen mit der gesamtwirtschaftlichen Perspektive durch Simulationen auf regionaler, nationaler und europäischer Ebene
- Bewertung von Wirtschaftlichkeit, Investitionsanreizen, regulatorischen Rahmenbedingungen, Systemeffizienz, CO₂-Emissionen und Gestehungskosten für Strom, Wärme und Brennstoffe

Übergreifend trägt das Forschungsprojekt dazu bei, den Einsatz unterschiedlicher Arten und Kombinationen von Flexibilitäten und Sektorkopplungen in einem künftigen Energiesystem mit einem hohen Anteil EE-Stromerzeugung zu bewerten.

Mögliche Entwicklungspfade werden über Szenarien mit unterschiedlichen Energiesystemen und Rahmenbedingungen berücksichtigt.

3 Modellentwicklung

Die Bearbeitung der Forschungsfragen erfordert eine Erweiterung der bestehenden Modelle REMix und MuGriFlex. Diese wird in Umfang und Methodik im Folgenden dargelegt.

3.1 Weiterentwicklung des Energiesystemmodells REMix

Die umfassende Untersuchung der Wechselwirkung verschiedener Technologien der flexiblen Sektorenkopplung aus Gesamtsystemsicht erfordert eine umfangreiche Weiterentwicklung des kostenoptimierenden Gesamtsystemmodells REMix. Im Fokus steht dabei die vereinfachte Abbildung des Gassektors.

Auf Grundlage einer allgemeinen Einführung der Modellcharakteristika erfolgt in diesem Kapitel eine detaillierte Darlegung der im Rahmen des Projekts erfolgten Erweiterungen des REMix-Modells.

3.1.1 Einführung in das Modell

Das Energiesystemmodell REMix wurde im Institut für Technische Thermodynamik des DLR entwickelt und besteht aus den Teilen REMix-EnDAT und REMix-OptiMo (siehe Abbildung 3-1). Im Analysemodell REMix-EnDAT werden die globalen EE-Ressourcen in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung untersucht. Es stellt dem Optimierungsmodell REMix-OptiMo die maximal installierbaren Leistungen und stündliche Stromerzeugung nichtregelbarer EE, sowie die stündliche Strom- und Wärmefachfrage zur Verfügung. REMix-OptiMo bietet eine vereinfachte Abbildung des Stromversorgungssystems einschließlich der wesentlichen Kopplungen zu anderen Sektoren. Diese umfassen mit den im Folgenden erläuterten Erweiterungen die flexible KWK mit Wärmespeicher, elektrische Wärmeerzeugung in Wärmepumpen und direktelektrischen Kesseln, Batterieelektromobilität, Lastmanagement in Haushalten, Gewerbe und Industrie, sowie die Erzeugung, Speicherung und ggf. Rückverstromung synthetischer Brennstoffe. Eine Zubauoptimierung kann prinzipiell für alle modellierten Technologien zeitgleich innerhalb der vorgegebenen Obergrenzen erfolgen. Eine Anlagenbauzeit wird dabei nicht berücksichtigt. Über maximal installierbare Leistungen der Technologien hinaus, kann der Benutzer weitere Einschränkungen und Vorgaben hinsichtlich des Gesamtsystems machen. Es können Obergrenzen für CO₂-Emissionen und Stromimporte, sowie minimal zu erreichende EE-Anteile festgelegt werden. Jede Technologiekategorie wird in REMix-OptiMo von einem eigenen Modul beschrieben. Dieses gibt die jeweils vorliegenden technischen Einschränkungen und ökonomischen Zusammenhänge in einem Satz von Gleichungen und Ungleichungen vereinfacht wieder.

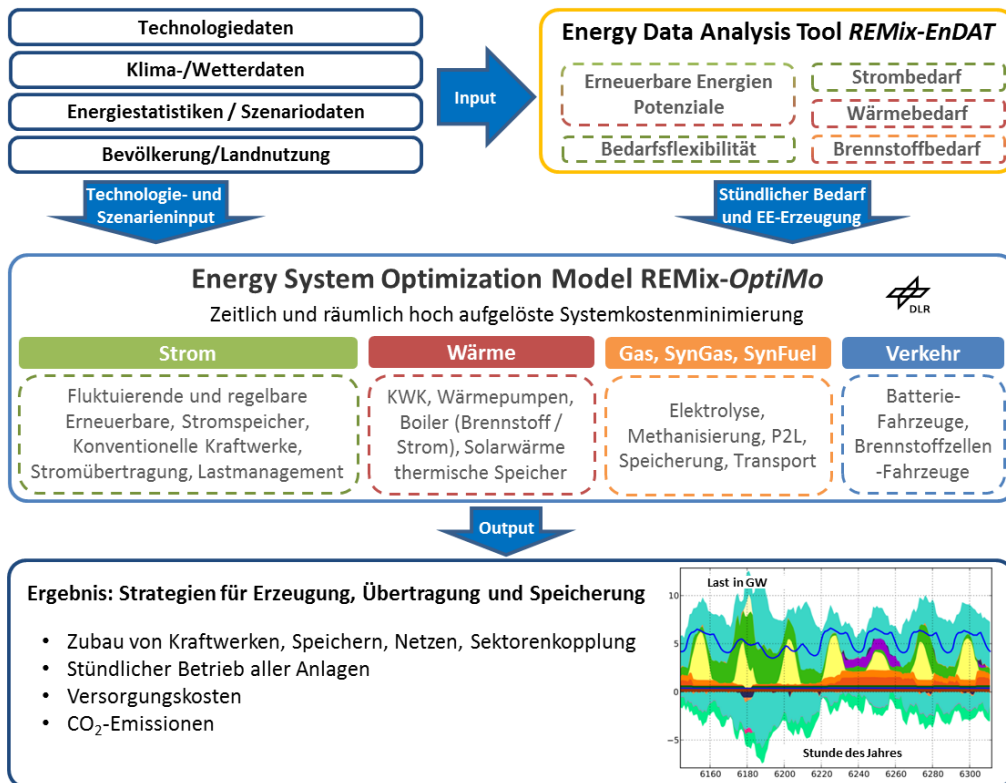


Abbildung 3-1: Überblick REMix-Modell

Das Modell ist als lineares Problem formuliert, die zu minimierende Zielfunktion enthält die Systemkosten aus Sicht eines zentralen gesamtwirtschaftlichen Planers. Diese umfassen die anteiligen Investitionen modellendogen zugebauter Anlagen, sowie die Betriebskosten aller Anlagen, einschließlich der Brennstoffkosten und etwaiger Emissionszertifikatskosten. REMix-OptiMo ist in GAMS implementiert und wird üblicherweise mit dem CPLEX-Solver gelöst. Eine detaillierte Modellbeschreibung ist in [GSPT17] enthalten, frühere Arbeiten zur Sektorenkopplung in [GiSi17, GPFJ19]. In REMix erfolgt unter Berücksichtigung der installierbaren Leistungen und stündlichen Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien eine Bewertung der kostenminimalen Auslegung und des Betriebs des Versorgungssystems. Üblicherweise erfolgt die Optimierung mit perfekter Voraussicht für ein Jahr, eine rollierende Einsatzplanung ist jedoch ebenfalls möglich, wie auch die Untersuchung mehrjähriger Entwicklungspfade.

Mit dem REMix-Modell lässt sich eine Vielzahl energiewirtschaftlicher Fragestellungen angehen. Unter Verwendung des Modellteils REMix-EnDAT können die Potenziale erneuerbarer Energien für Kontinente, Länder und Regionen in stündlicher Auflösung bestimmt werden. Die erschließbaren Ressourcen und deren zeitliche Verfügbarkeit bilden die Grundlage der Szenarioentwicklung für zukünftige Energiesysteme. Für vorgegebene Szenarien installierter Kraftwerks-, Speicher- und Übertragungsleistungen lässt sich mit REMix-OptiMo abschätzen, ob eine Versorgung in jeder Stunde des Jahres gewährleistet werden kann, oder ob zusätzliche Kapazitäten benötigt werden. Wenn ein Ausbau der Technologien zugelassen ist, kann mit dem Modell die kostengünstigste Kombination zusätzlich zu installierenden Leistungen

und deren Sensitivität hinsichtlich der Anlagenpreise ermittelt werden. Über die Ausbauoptionen hinaus können die zentralen Parameter des Anlagenbetriebs, wie beispielsweise die Volllaststunden, die Anzahl der Anfahrvorgänge und die Häufigkeit der Abregelung von EE-Anlagen in Abhängigkeit von der Nutzung anderer Technologien bewertet werden.

Gemäß dem Fokus des Projekts wurde REMix³ in MuSeKo in Umfang und Detail der Abbildung von Sektorenkopplungstechnologien ergänzt. Diese betreffen insbesondere eine vereinfachte Abbildung des Gassystems für die detaillierte Untersuchung der Flexibilität der elektrischen Betriebsmittel, aber auch den Wärme- und Verkehrssektor.

3.1.2 Modellerweiterung Gassektor

Das ursprünglich auf den Stromsektor und dessen Kopplungen zum Wärme- und Verkehrssektor beschränkte REMix-Modell wurde im Rahmen des Projekts um eine Abbildung des Gassektors erweitert. Diese umfasst im Wesentlichen die Erzeugung/Förderung, den Import, die Speicherung und den Transport von Gasen, sowie deren Nutzung im Strom-, Wärme- und Verkehrssystem. Aufgrund des großen technologischen Umfangs, sowie der hohen Auflösung des Modells muss jede Erweiterung auf wesentlichen Vereinfachungen beruhen. Weiterhin resultiert aus den spezifischen Charakteristika von REMix eine Reihe von Anforderungen an die Abbildung des Gassektors im Modell. Diese wird im Folgenden detailliert dargestellt.

Anforderung an die Abbildung des Gassystems in REMix

Die Formulierung von REMix erfordert eine vollständig linearisierte Abbildung des Gassektors. Folglich können Druckquotienten genauso wenig betrachtet werden, wie Quadratwerte des Drucks. Entsprechend lassen sich Flussgleichungen wie jene von Panhandle und Weymouth nicht einbinden. Ganz wesentlich ist zudem, dass sich die in REMix vorhandenen Variablen auf elektrische, thermische und chemische Leistungen und Energiemengen, sowie auf jährliche Kosten beschränken. Für die Modellierung des Gassektors ergibt sich daraus, dass weder Drücke noch Temperaturen explizite Variablen des Modells sein können. Vielmehr dient die chemische Energie des erzeugten und transportierten Gases als zentrale Modellgröße.

Da die Nutzung ganzzahliger Variablen zu wesentlichen Erhöhungen der Modelllösungszeit führt, wurde diese in der vorliegenden Implementierung vermieden. Daraus folgt, dass z.B. für eine Erhöhung der Leitungskapazität zwischen zwei Regionen jeder Wert möglich ist, und nicht nur solche, die verfügbaren Pipeline-Technologien entsprechen (kein Pipeline-diskreter, sondern kontinuierlicher Zubau). Aus der Modellformulierung folgt weiterhin, dass es im Allgemeinen keine Einschränkung der

³ Im Folgenden wird mit der Kurzbezeichnung REMix der Modellteil REMix-OptiMo bezeichnet, da dieser im Fokus der Modellerweiterung und -anwendung in MuSeKo steht.

Anlagenbetriebszustände gibt, d.h. jede Auslastung zwischen 0% und 100% prinzipiell möglich ist.

Transport- und Verteilnetze werden in REMix nicht explizit, sondern vereinfacht dargestellt. Dies betrifft nicht nur die linearisierte Technologieabbildung, sondern auch die Beschränkung von Energieflüssen. REMix berücksichtigt keine räumlichen Differenzierungen des Systembetriebs in einer Modellregion und dies impliziert, dass ein Energietransport innerhalb dieser Regionen unbeschränkt möglich ist, entsprechend einer Kupferplatte im Falle des Stromnetzes. Der Transport zwischen den Modellregionen wird insofern vereinfacht berücksichtigt, als dass die Transportleistungen verschiedener, die Regionengrenze überschreitender Leitungen aggregiert werden. Analog zur zeitlichen Auflösung von REMix wird auch der Betrieb des Gassystems in stündlicher Auflösung betrachtet. Daraus ergeben sich bei den Eingangsdaten Herausforderungen bei der Disaggregation von jährlichen, wöchentlichen oder täglichen Werten.

Modulare Implementierung des Gassektors in REMix

Für die Abbildung der verschiedenen Komponenten des Gassystems in REMix wurden entsprechende Module mit spezifischen Funktionalitäten einzelner Systemelemente implementiert. Dabei wurde die Gasproduktion in den Modulen Elektrolyse und Methanisierung (Konversion) umgesetzt, Gasspeicherung, -transport, -import wie auch die exogen definierte Nachfrage in jeweils eigenen Modulen realisiert (Abbildung 3-2). Die Module können mittels Energieflüssen flexibel miteinander verbunden werden. Ihre Funktionsweise wird in den folgenden Abschnitten ausführlicher beschrieben.

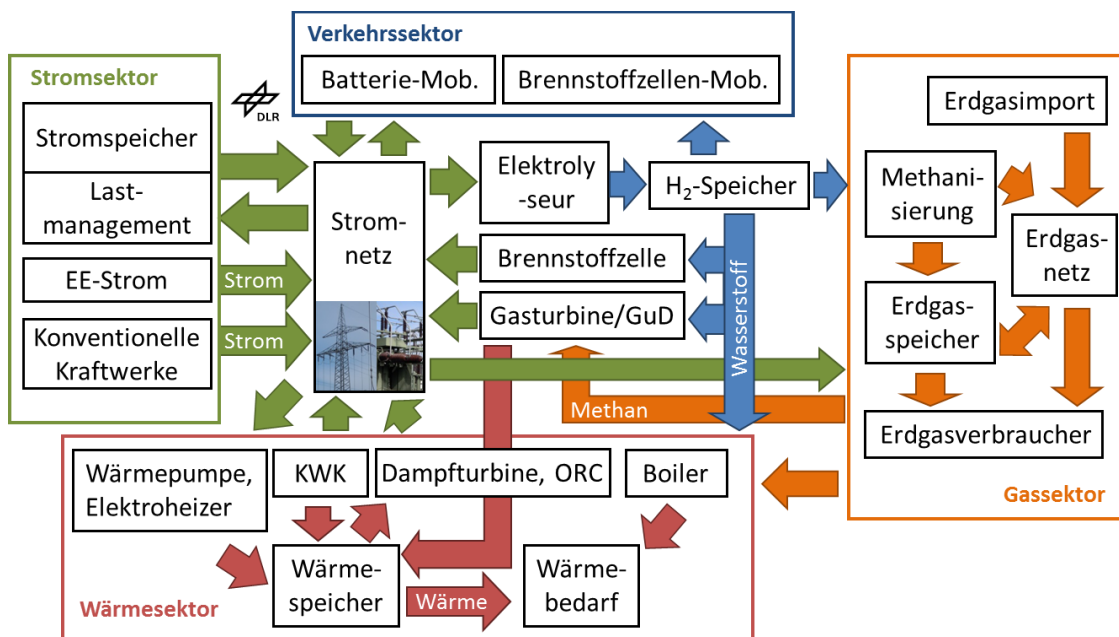


Abbildung 3-2: REMix-Modellumfang nach Erweiterung in MuSeKo.

Wasserelektrolyse

Die Produktion von Wasserstoff aus Strom und Wasser wird in REMix mithilfe des Elektrolyseur-Moduls abgebildet. Dieses berücksichtigt die energetischen Ströme von Strom als Input und Wasserstoff als Output, die durch einen Umwandlungsfaktor (Wirkungsgrad) ineinander überführt werden können. Der Umwandlungsfaktor wird, wie alle anderen Technologieparameter auch, für die Betrachtung von Technologieentwicklung jahresspezifisch angegeben. In die Zielfunktion gehen sowohl variable und fixe Betriebskosten, aber auch Verschleißkosten der Elektrolyseure und mögliche Investitionskosten, im Falle von Kapazitätsausbau, ein. Das Modul erlaubt eine Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgassystem. Diese in ihrem Umfang zu beschränken konnte nur näherungsweise umgesetzt werden, da das Modell keine Information über die Zusammensetzung des Gases in Netzen und Speichern enthält. Eine Limitierung der Wasserstoffeinspeisung muss daher auf stündlicher Basis und relativ zu anderen Modellvariablen erfolgen. Dabei wird bei Beimischung in dezentrale Systeme der stündliche Wert der exogenen Nachfrage in Betracht gezogen.

Methanisierung und andere Brennstoffumwandlung

Während im Elektrolyseurmodul die Input- und Outputströme explizit vorgegeben sind, können innerhalb des Konversionsmoduls, das im Rahmen von MuSeKo die Methanisierung beschreibt, beliebige Stoffströme ineinander überführt werden. Analog zum Elektrolyseur ist für den Konversions-Prozess ein Umwandlungswirkungsgrad anzugeben. Weitere Energieverluste wurden zum einen über den Strombedarf je erzeugte chemische Energieeinheit und zum anderen mittels der Einspeiseeffizienz ins Erdgasnetz, die u.a. Kompressionsverluste abbildet, modelliert. Der Konversionstechnologie können Betriebs-, Verschleiß und Ausbaurkosten zugeordnet werden, außerdem sind die Vorgabe von Kapazitäten sowie die Optimierung des Kapazitätszubaues vorgesehen.

Gasspeicherung

Über das Gasspeichermodul können verschiedene Speichertechnologien für unterschiedliche Gase modelliert werden; so werden die speicherspezifischen Eigenschaften von z. B. Poren-, Kavernen-, Aquifer- oder Tankspeichern anhand diverser Parameter abgebildet. Darunter zählt u.a. das bereits installierte und maximal installierbare energetische Speichervolumen, das sich an den geologischen Potenzialen orientieren kann. Des Weiteren können Ein- und Ausspeicherwirkungsgrade, eine etwaige Selbstentladung sowie Kosten für Installation, Instandhaltung und Betrieb technologiespezifisch angegeben werden.

Für die Einspeicherung von Gas ist eine Komprimierung des Mediums notwendig, die mithilfe von elektrischen und bzw. oder gasbetriebenen Kompressoren erfolgen kann, wobei im ersten Fall ein Strombedarf anfällt und im letzteren Fall der eingespeicherte Gasfluss um die benötigte Energiemenge reduziert wird. Die Menge an Kompressionsenergie, die für die Gasspeicherung anfällt, wird über einen Parameter, der das Verhältnis von eingespeicherter chemischer zu Kompressionsenergie definiert, bestimmt.

Gastransport

Die Aggregation von Nachfrage und Erzeugung sowie allen Anlagen auf Länder bzw. Regionen geht damit einher, dass Verteilnetze im Modell nicht explizit berücksichtigt werden. Folglich ist ein Gastransport nur bezüglich des Transportnetzes zwischen den Regionen im Modell abgebildet. Da nicht Drücke, sondern Leistungen und Energiemengen als zentrale Größen dienen, kann der Druckverlust beim Gastransport nicht explizit modelliert werden. Vielmehr wird er implizit über den Energiebedarf einer für den Transport von einer Region zur nächsten benötigten Druckerhöhung/Druckhaltung berücksichtigt. Dieser Energiebedarf skaliert mit der Leitungslänge und Leitungskapazität zwischen den entsprechenden Regionen. Folglich ist die Menge des übertragbaren Gases vom Energiebezug der Kompressoren abhängig. Dabei kann das Modell, je nach Vorgabe, endogen entscheiden, ob die Kompression mit Gas oder mit Strom erfolgt. Der Energiebedarf zum Gastransport wird für einzelne Leitungen und nicht für die Knoten betrachtet. Das heißt, dass eine Druckerhöhung zum Transport von Gas vom Knoten A zu Knoten B keine Auswirkungen auf etwaige Leitungen zu anderen Knoten hat. Um zu vermeiden, dass die in den Knoten vorhandene Kompressionsleistung modellexogen auf die Leitungen aufgeteilt werden muss, wird angenommen, dass diese für jede der Leitungen komplett genutzt werden kann. Dabei darf der Gesamtwert des Energiebezugs über alle von einem Knoten abgehenden Leitungen jedoch nicht die Kompressionsleistung in diesem Knoten übersteigen. Eine Beschränkung des Transports über einzelne Leitungen ergibt sich dann einerseits aus deren Kapazität und andererseits aus der vorhandenen und nicht für den Transport durch andere Leitungen belegten Kompressionsleistung. Der im Modell für eine bestimmte Gasmenge und Leitungslänge zum Transport benötigte spezifische Energiebedarf ist unabhängig von der insgesamt zu übertragenden Gasmenge, und hat folglich bei Vollaustattung den gleichen Wert wie bei Teilaustattung. Es wird weiterhin angenommen, dass die chemische Energie des transportierten Gases konstant bleibt, es sei denn, Gas wird zum Betrieb der Kompressoren verwendet.

Gasimport

Um Gasimporte oder eine Biogaseinspeisung abzubilden, können Gasimportströme verschiedener Gase (z.B. Erdgas, Wasserstoff oder Biogas) einzelnen Regionen zugeordnet werden. Dabei kann eine Limitierung der jährlichen Energiemenge und der stündlichen Leistung vorgegeben werden. Darüber hinaus können saisonale Schwankungen mittels eines normierten Importprofils betrachtet werden. Für die Unterscheidung der verschiedenen Importgase können den Importen Emissionsfaktoren und spezifische Kosten je Energieeinheit zugewiesen werden. Die Gasimporte müssen nicht zwingend dem Gastransportmodul zugeführt werden, sondern können auch direkt die Gasnachfrage oder den Brennstoffbedarf der Gaskraftwerke bedienen bzw. in die Gasspeicher eingespeist werden.

Gasnachfrage

Neben dem modellendogen berechneten Gasverbrauch für Kraftwerke, Wärmeerzeugung, Kompressoren etc. kann eine exogen vorgegebene und regional aufgelöste Gasnachfrage berücksichtigt werden. Hierbei ist stets die energetische Energiemenge relevant und keine in Volumeneinheiten angegebene Gasnachfrage. Für diese je Gasmedium unterschiedliche Gasnachfrage kann ein normiertes Profil oder die maximale Entnahmeleistung pro Zeiteinheit vorgegeben werden. Darüber hinaus wird in dem Gasentnahme-Modul spezifiziert aus welchen Quellen die Gasnachfrage gedeckt werden kann: z.B. Import, Methanisierung, Elektrolyse etc.

3.1.3 Modellerweiterung Wärmesektor und Verkehrssektor

Der Wärmesektor wurde in früheren, auf die flexible Kopplung zwischen Strom und Wärme fokussierten Arbeiten in REMix eingebunden [Gils15, SGPH14]. Für die Modellanwendung in MuSeKo wurden nur kleinere Ergänzungen an den Technologiemodulen zur Abbildung des Wärmesektors vorgenommen. Diese umfassen die Vorgabe der Vorhaltung einer Mindest-Wärmeerzeugungsleistung insbesondere zur Besicherung der Wärmenetzversorgung, sowie eine detailliertere Abbildung von thermischen Speichern durch separate Abbildung von Wandlungs- und Speichereinheit.

Die wesentliche Modellarbeit im Bereich des Verkehrssektors umfasste die Neuimplementierung und Erweiterung des im Rahmen früherer Arbeiten entwickelten Moduls zur Abbildung von batterieelektrischen Fahrzeugen [Luca14, Preg12]. Zu den umgesetzten Modellerweiterungen zählt unter anderem die Einbindung von Lade- und Fahrprofilen für 8760 statt 24 Stunden, um die Variation des Fahrverhaltens zwischen verschiedenen Wochentagen und Jahreszeiten abbilden zu können. Um zudem geographische Unterschiede im Mobilitätsverhalten abbilden zu können, wurde die optionale Berücksichtigung von regionenspezifischen Fahrprofilen in REMix integriert. Weiterhin wurde eine Ausbauoptimierung für die Erschließung von kontrolliertem Laden und Rückspeisung in das Stromnetz („vehicle-to-grid“, V2G) implementiert, um die Investitionen in die zur Flexibilisierung des Ladens von Batteriefahrzeugen benötigte IT-Infrastruktur abbilden zu können. Ergänzend dazu wurden für die variablen Kosten der Rückspeisung zwei Ansätze in REMix realisiert, wobei in einem die spezifischen Kosten des eingespeisten Stroms zeitlich konstant sind, und im anderen davon abhängen, wie tief die Batterie dadurch entladen wird. Da eine tiefere Entladung einen höheren Verschleiß der Batterie bewirken kann, ist diese dann mit höheren Kosten belegt.

3.2 Weiterentwicklung des Energiesystemmodells MuGriFlex

3.2.1 Einführung in das Modell

MuGriFlex simuliert den Betrieb von Energiewandlern stundengenau über ein Jahr. Das Modell errechnet den kostengünstigsten Einsatz der Erzeugungsanlagen und optimiert den Speicherbetrieb. Es ermöglicht die Dimensionierung von Systemkomponenten, sowie Auswertungen zur Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit der Systeme.

Mit dem Energiesystemmodell MuGriFlex wird die Dimensionierung und die Einsatzplanung verschiedener Energiewandlungsanlagen über einen Zeitraum – beispielsweise ein Jahr – optimiert. Als Ergebnis können, Aussagen über den bestmöglichen Betrieb, die optimale Anlagenauslegung oder die Ausgestaltung bzw. Auswirkungen des regulatorischen Rahmens dargestellt werden.

Das Modell wurde im Rahmen des Forschungsprojektes MuGriSto (Multi-Grid-Storage) entwickelt, wobei Auswertungen für folgende Energiewandler vorgenommen werden konnten:

- KWK-Anlagen
- Gaskessel
- Elektrokessel
- Wärmepumpen (vereinfachte Darstellung mit konstantem COP)
- Wärmespeicher
- Elektrolyseure (optional mit Methanisierungsanlagen)

Eingangsgrößen für die Modellierung sind dabei immer Zeitreihen für den von den Anlagen zu deckenden Energiebedarf Energienachfrage (z.B. Wärmelastverlauf, Gaserzeugung), Zeitreihen für Wetterdaten (Außentemperatur, solare Strahlung), Zeitreihen der Energiekosten (z.B. Spot- oder Regelenergiemarkt für Strom), die techno- ökonomischen Anlagenparameter (z.B. Wirkungsgrade, Leistungen, Kapital- und Betriebskosten), sowie Daten zum regulatorischem Umfeld (Abgaben, Steuern, Förderungen).

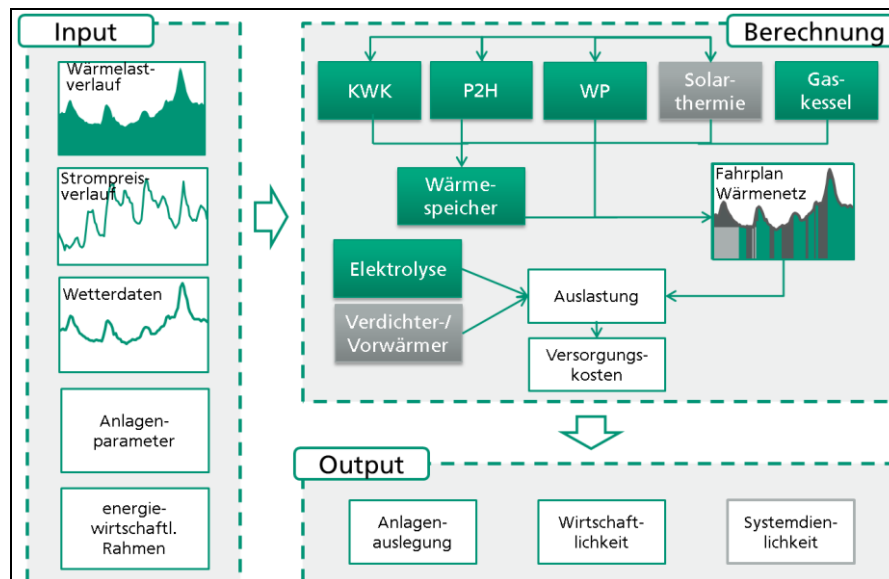


Abbildung 3-3: Kurzübersicht MuGriFlex-Ablaufplan

Das Tool dimensioniert die Anlagen und setzt sie so ein, dass z.B. die im Betrachtungszeitraum benötigte Wärmeversorgung zu möglichst geringen Kosten erfolgt. Die Verbindung zum Stromsektor besteht dabei anhand der stündlichen oder viertelstündlichen Börsen- und Regenergiepreise.

Für jeden Zeitschritt vergleicht MuGriFlex die Erzeugungskosten bzw. -erlöse der unterschiedlichen Versorgungsoptionen und bestimmt den günstigsten Anlageneinsatz. Bei einem niedrigen Spotpreis bzw. günstigen Bedingungen im Regenergie Markt können z.B. Elektrokessel oder Wärmepumpen die Wärmelast günstig versorgen. Bei hohen Strompreisen hingegen, wird die KWK-Anlage eher eingesetzt, da sie unter Berücksichtigung der Vermarktungserlöse auf der Stromseite günstigere Wärmeerzeugungskosten aufweist. Diese Abhängigkeit der Wärmeerzeugungskosten vom Strompreis ist in der folgenden Abbildung schematisch dargestellt:

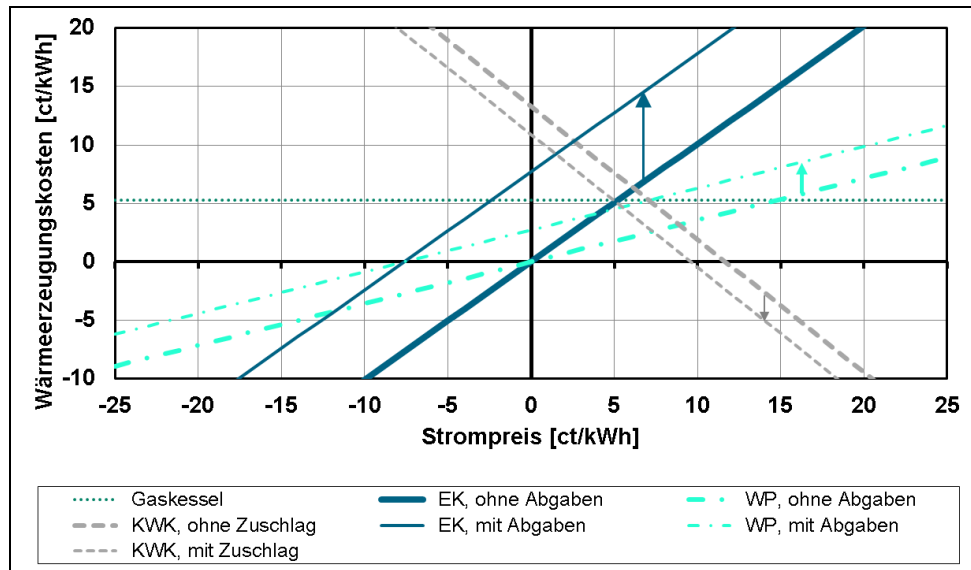


Abbildung 3-4: Schematische Darstellung der Wärmeerzeugungskosten (nur Strom- bzw. Gasbeschaffungskosten bzw. Stromvergütung, ohne andere Betriebs- oder Kapitalkosten)

Die Abbildung zeigt schematisch, dass die Wärmeerzeugungskosten der elektrischen Wärmeerzeuger mit steigenden Strompreisen steigen und die Wärmeerzeugungskosten mit steigender Vergütung für den erzeugten Strom sinken. Die Abgaben auf den Strombezug erhöhen die Wärmeerzeugungskosten der elektrischen Wärmeerzeuger und der KWK-Zuschlag verringert die Wärmeerzeugungskosten der KWK-Anlagen.

Zur maximalen Ausnutzung günstiger Bedingungen wird Wärme die vor dem Zeitpunkt des Bedarfs wirtschaftlicher als zu diesem Zeitpunkt erzeugt werden kann, eingespeichert und in den folgenden Zeitschritten zur Versorgung eingesetzt.

In einer weiteren Rechenschleife wird zudem überprüft, ob der Anlageneinsatz weiter optimiert werden kann, indem die Anzahl der An- und Abfahrvorgänge der einzelnen Wärmeerzeuger verringert wird und damit Anfahrkosten, die ebenfalls als Input im Modell hinterlegt werden können, reduziert werden. In der folgenden Abbildung wird beispielhaft für ein Wärmenetz, welches mit einer KWK-Anlage, einem Elektrokessel und einem Gaskessel versorgt wird, für einige Tage gezeigt, wie eine optimale Wärmeversorgung durchgeführt wird. Es ist zu sehen, dass die KWK-Anlage zu Zeiten mit hohem Strompreis und der Elektrokessel zu Zeiten mit geringem Strompreis zum Einsatz kommt (hier mit der Annahme, dass die Abgaben auf den Strompreis gering sind).

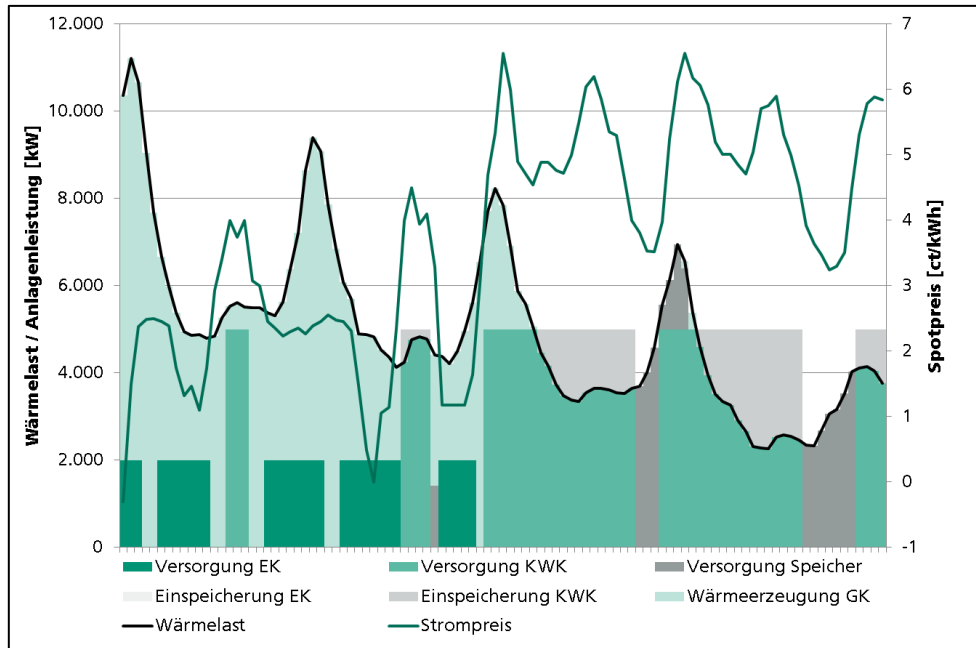


Abbildung 3-5: Exemplarische Einsatzplanung für einige Tage am Beispiel eines Wärmesystems

Bei den für den Anlageneinsatz berücksichtigten Wärmereizungskosten handelt es sich um Grenzkosten (bestehend aus Brennstoff- bzw. Stromkosten und Erlösen aus dem Stromverkauf und anderen variablen Betriebskosten). Wenn die Optimierung der Anlagenkonfiguration (z.B. Größe der KWK-Anlage oder des Wärmespeichers) das Ziel ist, werden in einem weiteren Rechenschritt für alle vorgegebenen Anlagenkombinationen die Gesamtkosten bei optimiertem Betrieb ermittelt (unter Berücksichtigung von Kapitalkosten, Zinssätzen, Nutzungsdauern bzw. Abschreibungszeiten und fixen Betriebskosten für alle Wärmereizuger bzw. Speicher) und die Anlagenkombination mit den geringsten Gesamtkosten ausgewählt.

Als Output aus MuGriFlex können nicht nur die Gesamtkosten der Wärmereizung ausgewertet werden, sondern auch Kennwerte wie z.B. Volllaststunden und somit die bereitgestellte Wärmemenge je Anlagentyp, Amortisationszeiten der Anlagen, gezahlte Abgaben auf den bezogenen Strom usw.

Eine weitere Analysemöglichkeit bietet die Betrachtung unterschiedlicher Preisszenarien, oder eine Änderung der Abgaben- oder Vergütungsprofile. Die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Anlage bzw. des Gesamtsystems kann in Szenarien entsprechend der Entwicklungspfade der Technologie verglichen werden. Weitere Erkenntnisse und Rückschlüsse auf die Systemdienlichkeit des Anlagenverbands erfolgen aus einem Abgleich zwischen Anlageneinsatz und Residuallast.

3.2.2 Berechnung und Darstellung der Levelised Costs of Energy

Für die betriebswirtschaftliche Betrachtung sind die für den Anlagenbetreiber insgesamt zu zahlenden Kosten zu minimieren. Das eingesetzte Kriterium war bisher der Nettokapitalwert (NPV, Net Present Value) der über einen Zeitraum – beispielsweise

20 Jahre – zu zahlenden Kosten bzw. Einnahmen zur Deckung der geforderten Energieversorgung. Im Beispiel Wärmenetz sind dies z.B. die diskontierten Summen aller jährlichen Kosten und Einnahmen (Energiekosten, fixe- und variable Wartungskosten, Kapitalkosten etc.) die anfallen, um den vorgegebenen Wärmelastgang zu versorgen.

Das Modell wurde in MuSeKo dahingehend ergänzt, dass nun auch die Levelised Costs of Energy (LCoE) ausgegeben werden können. Diese werden jeweils auf den Output-Energieträger angewendet, im Beispiel des Wärmenetzes handelt sich also um Levelised Cost of Heat. Die Levelised Cost of Energy ermöglichen einen besseren Vergleich von unterschiedlich großen Systemen da sie eine Kenngröße der bereitgestellten Energie pro kWh darstellen.

Die folgende Formel nach [KSJN18] wird zur Berechnung verwendet:

$$LCoE = \frac{(I_0 - S_0) + \sum_{t=1}^T \frac{A_t}{(1+i)^t} * ANF}{\frac{\sum_{t=1}^T M_t}{n}} \quad \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$$

mit:

I_0 : Investitionskosten in [€]

i : Zinssatz in [%]

S_0 : Förderungen in [€]

n : Betrachtungszeitraum in Jahren

A_t : jährliche Betriebskosten in [€/a]

t : Jahr (1, 2, ...n)

M_t : Jährliche Wärmeerzeugung in [kWh/a]

Der Annuitätsfaktor, ANF ergibt sich aus folgender Formel:

$$ANF = \frac{i * (1+i)^t}{(1+i)^t - 1} \quad \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$$

3.2.3 Modellerweiterung: Abbildung temperaturabhängiger Wärmeerzeuger

Im Modell wurde bisher der Einfluss der in der Realität variablen Vor- und Rücklauf-temperaturen in Wärmeversorgungssystemen auf den Betrieb der Wärmeerzeuger vereinfacht. Diese Vereinfachung hat für Gaskessel, Elektrokessel und KWK-Anlagen keine Auswirkungen auf die Einsatzkriterien, da sie in der Regel die im Winter geforderten höheren Vorlauf-temperaturen ohne Abschläge auf den Wirkungsgrad bereitstellen können. Anders sieht es bei der Solarthermie, die bisher im Modell noch nicht abgebildet wurde, und bei Wärmepumpen, welche bisher im Modell vereinfacht dargestellt wurden, aus. Der Wirkungsgrad von Solarthermie-Anlagen ist nicht nur stark von der solaren Strahlung und der Außentemperatur, sondern auch von

der mittleren Wassertemperatur im Kollektor, die wiederum von der Rücklauf-temperatur des Systems und der zu erzeugenden Vorlauf-temperatur abhängig ist, beeinflusst.

Der Einfluss der Vorlauf-temperatur (bei vorgegebener Rücklauf-temperatur) auf den Wirkungsgrad von Solarkollektoren bei verschieden hoher Einstrahlung ist in der folgenden Abbildung beispielhaft dargestellt:

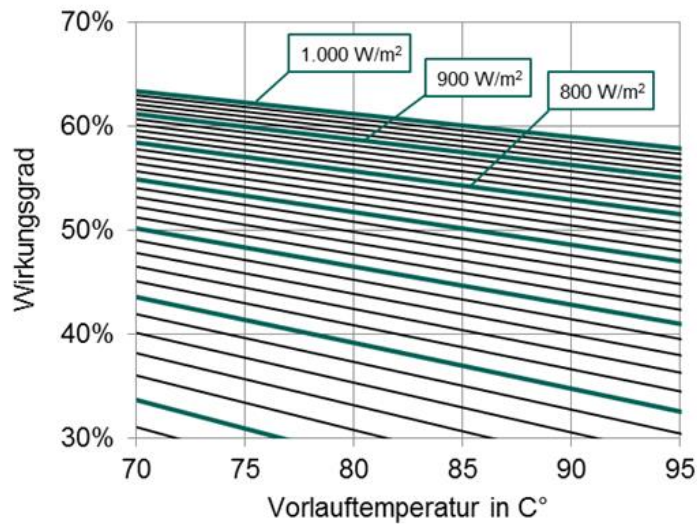


Abbildung 3-6: Wirkungsgrad eines beispielhaften Solarkollektors in Abhängigkeit der Vorlauf-temperatur des Heizsystems und der solaren Strahlung⁴

Die Abhängigkeit der Arbeitszahl (COP, Coefficient of Performance) einer Wärmepumpe (hier Wasser/Wasser Wärmepumpe) von der Vorlauf-temperatur, wird in der Abbildung 3-7 exemplarisch gezeigt:

⁴ mit der Wirkungsgradformel $\eta = 0,83 - 4,4 * (T_{VL} - T_{RL}) / 2 - T_{Luft}$ / I.

T_{VL} = Vorlauf-temperatur, T_{RL} = Rücklauf-temperatur, hier 60 C°, T_{Luft} = Außentemperatur, hier 20 C° und I = solare Einstrahlung in W / m²

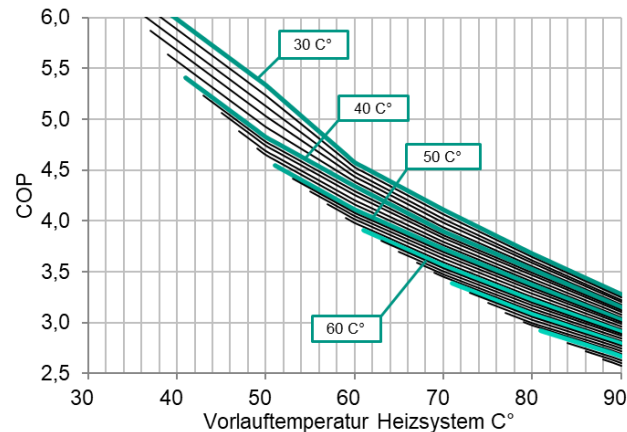


Abbildung 3-7: Arbeitszahl (COP) einer beispielhaften Wärmepumpe in Abhängigkeit der Vor- und Rücklauftemperatur des Heizsystems⁵

Es ist zu sehen, dass sich beispielsweise der COP bei einer konstanten Rücklauftemperatur von 40 °C von rund 5,5 auf 3,2 verschlechtert, wenn die Vorlauftemperatur von 42 auf 90 °C steigt.

Wegen des großen Einflusses der Wärmenetztemperatur (Vor- und Rücklauftemperatur des Wärmesystems) auf den Einsatz von Solarthermie und Wärmepumpen, wurde das Modell so erweitert, dass diese Abhängigkeit berücksichtigt werden kann. Im folgenden Unterkapitel wird das Vorgehen bei der Abbildung der variablen Netztemperatur beschrieben, gefolgt von Unterkapiteln für die Implementierung der Solarthermie und Wärmepumpen.

Wärmenetz

Die sich ändernden Vor- und Rücklauftemperaturen des Wärmeversorgungssystems werden zu linearisierten Heizkurven vereinfacht, wie in der folgenden Abbildung gezeigt. Dabei kann jede mögliche Heizkurve, die im System für die Berechnung hinterlegt werden soll mit zwei Punkten für je Vor- und Rücklauf definiert werden.

⁵ Persönliche E-Mail Korrespondenz, Neatpumps / Star Renewables Ltd., www.neatpumps.com, 2016

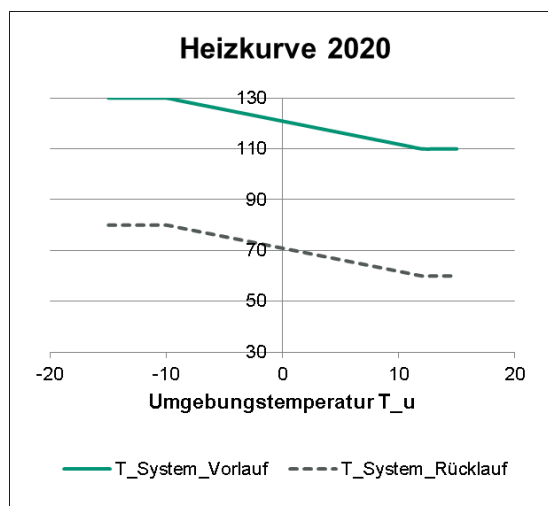


Abbildung 3-8: Beispielhafte Abbildung einer Heizkurve für das Jahr 2020

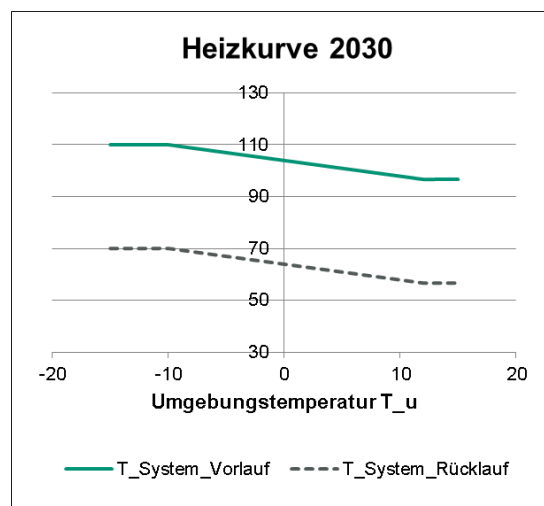


Abbildung 3-9: Beispielhafte Abbildung einer Heizkurve für das Jahr 2030

Für die in diesem Projekt durchgeführten Rechnungen (siehe Kapitel 6.2) wurde bezüglich der Heizkurve stets angenommen, dass ab einer Außentemperatur von minus 10 Grad die Vor- bzw. Rücklauftemperatur nicht mehr steigt und, dass die minimale Vor- bzw. Rücklauftemperatur ab Außentemperaturen von plus 10 Grad nicht unterschritten wird. Die maximalen und minimalen Temperaturen die an den beiden Grenzwerten der Außentemperatur erreicht werden, sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 3-1: Angenommene Heizkurven für untersuchte Heizsysteme

		maximale Vorlauftemperatur	minimale Vorlauftemperatur	maximale Rücklauftemperatur	minimale Rücklauftemperatur
		[°C]	[°C]	[°C]	[°C]
Großes Netz (Fernwärme)	2020	130	110	80	60
	2030	110	97	70	57
	2040	90	83	60	53
	2050	70	70	50	50
Kleines Netz (Nahwärme)	2020	100	90	70	60
	2030	90	83	60	53
	2040	80	77	55	52
	2050	70	70	50	50

Diese Netztemperaturen sind mit den Eingangsdaten der REMix-Rechnungen abgestimmt.

Anhand der so definierten Heizkurve und der momentanen Außentemperatur kann nun für jede Stunde des Jahres die Vor- und Rücklauftemperatur des Systems berechnet werden. Hallo Christopher,

Solarthermie

Die Solarthermie wurde bisher in MuGriFlex nicht abgebildet. Für die Implementierung einer möglichst genauen Abbildung des temperaturabhängigen Wirkungsgrades wurde zunächst untersucht, was die Auswirkungen der „Konkurrenz“ zwischen Solarthermie und Wärmepumpe um die niedrigen Rücklauftemperaturen auf die Wärmeerzeugungskosten sind.

Die folgende Abbildung zeigt die prinzipiellen Möglichkeiten der Einbindung von Solarthermie und Wärmepumpen in den Heizkreislauf, bei unterschiedlichen Netztemperaturen auf:

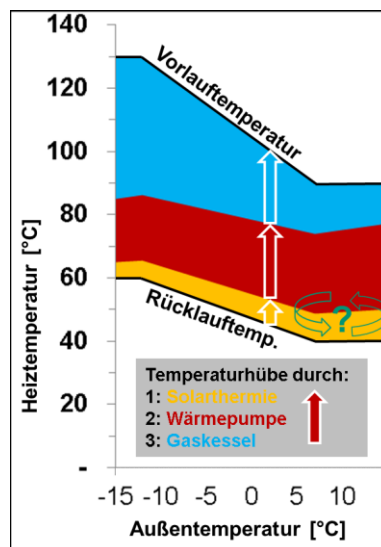


Abbildung 3-10: Darstellung Temperaturhub durch verschiedenen Wärmeerzeuger [eigene Darstellung]

So kann die Temperatur des Wassers aus dem Rücklauf des Heizsystems zunächst durch den Solarkollektor und danach, wenn nötig, durch die Wärmepumpe und weitere Wärmeerzeuger auf die geforderte Vorlauftemperatur angehoben werden. Oder die Wärmepumpe kommt zuerst zum Einsatz und nutzt die Rücklauftemperatur direkt, bevor die Wassertemperatur, falls erforderlich, durch Solarthermie und weitere Erzeuger angehoben wird.

Für beispielhafte Einsatzfälle wurde über einen Zeitraum von einem Jahr untersucht, in wie vielen Stunden die Erzeugungskosten der von Solarthermie und Wärmepumpe erzeugten Wärme geringer sind, wenn die Solarthermie auf dem niedrigeren bzw. höheren Temperaturniveau eingesetzt wird. Das Ergebnis ist, dass in nahezu allen Stunden die direkte Einbindung der Solarthermie in den Rücklauf zu geringeren Wärmeerzeugungskosten führt. Die Wirkungsgradmaximierung der kostenlosen solaren Strahlungsenergie überwiegt also die mögliche Effizienzsteigerung der Wärmepumpe. Dieses Ergebnis wird nur dann umgekehrt, wenn die Solarthermie-Anlage im Verhältnis zur Wärmelast sehr groß ist und den gesamten Temperaturhub bewältigen kann, sodass die Wärmepumpe entweder auf sehr hohem Tempera-

turniveau arbeiten muss, oder gar nicht mehr einsetzbar ist. Diese Situation tritt entweder bei sehr großen Solarthermie-Anlagen auf, oder in wenigen Stunden des Jahres mit hoher solarer Strahlung und geringem Wärmebedarf.

Aus diesem Grund wurde die Solarthermie im Modell so abgebildet, dass sie unabhängig von allen anderen zur Verfügung stehenden Wärmeerzeugern immer den ersten Hub der Temperaturerhebung übernimmt. Dieses Vorgehen ist auch konsistent mit der Praxis von bisher realisierten großen Solarthermie-Anlagen, bei denen in der Regel die hydraulische Einbindung in den Rücklauf des Wärmesystems erfolgt.

Im Modell wird die Solarthermie folgendermaßen implementiert:

1. Aus der Wärmelast des Wärmenetzes wird eine Zeitreihe für die geforderte Vor- und Rücklauftemperatur errechnet.
2. Mit den Eingangsdaten solare Strahlung, Außentemperatur, Vor- und Rücklauf-temperatur des Wärmenetzes und den technischen Parametern des Solarkollektors wird berechnet, auf welche Temperatur der Solarkollektor die Rücklauf-temperatur anheben kann und wie hoch die Wärmeerzeugung des Kollektors bei diesem Arbeitspunkt ist.
3. Wird die Netztemperatur dabei auf einen Wert unterhalb der Vorlauf-temperatur angehoben, so werden die unter 1. berechneten Werte für die Rücklauf-temperatur nach oben korrigiert. Außerdem wird die noch zu deckende Wärmelast des Wärmenetzes um die Wärmeerzeugung des Solarkollektors reduziert.
4. Kann der Solarkollektor die gesamte Wärmeforderung in einer Stunde abdecken (also die gesamte Wassermenge auf die geforderte Vorlauf-temperatur anheben) so wird angenommen, dass der Solarkollektor diesen geforderten Temperaturhub bewerkstelligt⁶, die restliche erforderliche Wärmelast des Systems wird in dieser Stunde auf null reduziert und gegebenenfalls noch zusätzlich erzeugte solare Wärme wird in den Wärmespeicher eingespeichert.
5. Im Anschluss optimiert MuGriFlex den Einsatz der weiteren Wärmeerzeuger mit den durch die Solarthermie geänderten Werten der Rücklauf-temperatur bzw. Wärmebedarfe.

Wärmepumpenbetrieb

Die Wärmepumpe (WP) bringt Wasser mithilfe von Strom auf ein höheres Temperaturniveau. Je kleiner der benötigte Temperaturhub ist, desto effizienter und damit günstiger arbeitet die Wärmepumpe. Die Rücklauf-temperatur und Vorlauf-temperatur des Heizungssystems sind für jede Stunde fest vorgegeben (siehe oben, Abschnitt Wärmenetz). Für die Berechnung in MuGriFlex wird angenommen, dass die Wärmepumpe mit den anderen Wärmeerzeugern (WE) technisch in Reihe geschaltet werden kann. Somit bringt die Wärmepumpe das Wasser von der Rücklauf-temperatur auf ein Zwischenniveau und ein oder mehrere andere Wärmeerzeuger erhitzen das Wasser danach auf die benötigte Vorlauf-temperatur. Dies ist in Abbildung 3-11 für

⁶ Die Temperatur des Solarkollektors kann zusätzlich auf einen maximalen Wert begrenzt werden

verschiedene Fälle schematisch dargestellt. Die Fläche der Rechtecke in der Abbildung steht dabei für die erzeugte Wärmemenge. Die Wärmepumpe läuft in allen dargestellten Fällen mit Nennleistung und erzeugt ungefähr dieselbe Wärmemenge. Sie wird durch ein bis drei andere Wärmeerzeuger ergänzt. Je mehr Wärme insgesamt in dieser Stunde erzeugt wird, desto breiter wird der Balken, denn die Höhe ist durch den aktuell benötigten Temperaturhub fest vorgegeben.

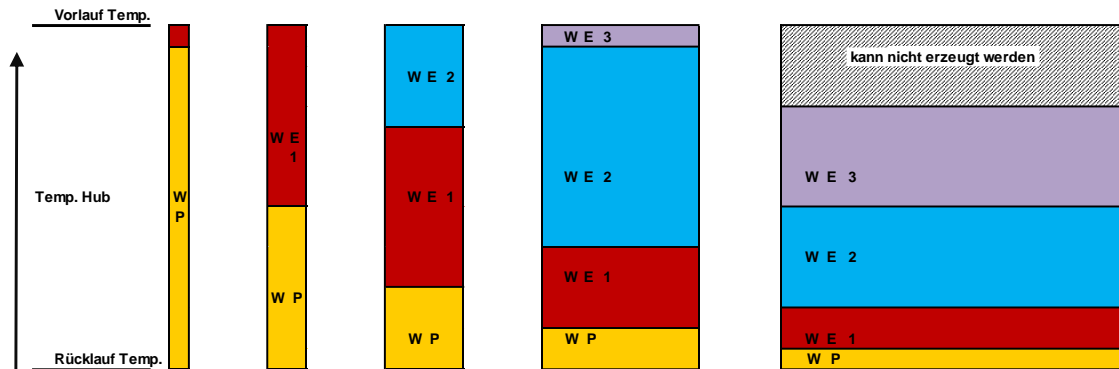


Abbildung 3-11: Schematische Darstellung des durch die Wärmepumpe zu erzeugenden Temperaturhubs

Die Abbildung zeigt die Vielzahl der verschiedenen Einsatzkombinationen der Wärmepumpe mit weiteren beteiligten Wärmeerzeugern auf. Wenn die Wärmepumpe wegen aktueller Strompreise gerade der kostengünstigste Wärmeerzeuger ist, heißt das nicht notwendigerweise, dass die Kombination mit dem höchsten Anteil an Wärmepumpenwärme zu den geringsten durchschnittlichen Wärmekosten führt: ist der Temperaturhub der Wärmepumpe geringer als der erforderliche Temperaturhub des Systems, so sinken die Wärmeerzeugungskosten der Wärmepumpe aufgrund des dann größeren COPs. Je nach der Höhe der Wärmeerzeugungskosten des in der Stunde nächst teureren Wärmeerzeuger (WE1, WE2 usw.) steigt oder sinkt der Wärmepreis der Anlagenkombination.

In MuGriFlex wird für jede Stunde des Simulationszeitraumes eine Rangliste der kostengünstigsten Wärmeerzeugungs-Kombinationen zur Erzeugung einer zu definierbaren Wärmemenge erzeugt. Um einen Kompromiss zwischen Rechenzeit und Rechengenauigkeit erzielen zu können kann die Schrittweite der möglichen Temperaturhübe der Wärmepumpe und die Wärmemenge angepasst werden.

Nun wird die kostengünstigste Wärmemenge im Simulationszeitraum abgerufen, d.h. die entsprechende Kombination der Wärmeerzeuger wird „aktiviert“. Es folgt eine Anpassung der folgenden Werte:

- wenn die aktivierte Wärmemenge dazu geführt hat, dass der Wärmebedarf dieser Stunde auf null reduziert wurde und, dass der Wärmespeicher gefüllt ist⁷ wird die mögliche Wärmeerzeugung dieser Stunde in der Rangliste deaktiviert

⁷ (bzw. die verbleibende Kapazität kleiner als die Wärmemenge ist)

- der verbleibende Wärmebedarf bzw. die verbleibende Wärmespeicherkapazität in der Stunde in der die Wärmemenge „aktiviert“ wurde, wird um diese Wärmeinheit reduziert
- für die Stunde in der die Wärmemenge aktiviert wurde werden die Wärmeerzeugungskosten für eine weitere Wärmemengen-Einheit ermittelt und erneut in die Rangliste der Wärmeerzeugungskosten „einsortiert“ (entspricht den Grenzkosten um die Wärmeproduktion mit der bestmöglichen Anlagenkombination in dieser Stunde zu erhöhen).

Nach dem erneuten Abruf der Wärmemenge mit den günstigsten Erzeugungskosten werden die drei Schritte wiederholt. Diese Schleife wird solange durchlaufen, bis der Wärmebedarf zu jeder Stunde des Simulationszeitraums gedeckt ist.

3.2.4 Modellerweiterung Wärmespeicher

Der Speicherverlust wird berechnet, indem für jede Stunde des Jahres der Wärmeverlust berechnet wird. Diese stündlichen Verluste werden nun auf den Wärmelastgang addiert. Da der Speicherstand in den einzelnen Stunden des Modellierungszeitraumes zu Beginn der Simulation noch nicht bekannt ist, wird angenommen, dass der Speicher immer halb voll ist, d.h. die obere Hälfte ist mit Wasser der aktuellen Vorlauf- und die untere Hälfte ist mit Wasser der aktuellen Rücklauftemperatur gefüllt. Diese Annahme führt zu erheblichen Einsparungen an Rechenzeit, die erforderlich wäre, wenn die Berechnung der Verluste eine weitere Optimierungsschleife des Speichereinsatzes erfordern würde. Gleichzeitig sind die Genauigkeitsverluste für die Ergebnisse des Gesamtsystems gering.

Die Hüllflächen und Temperaturen zur Berechnung der Wärmeverlustleistungen sind auf der folgenden Abbildung dargestellt:

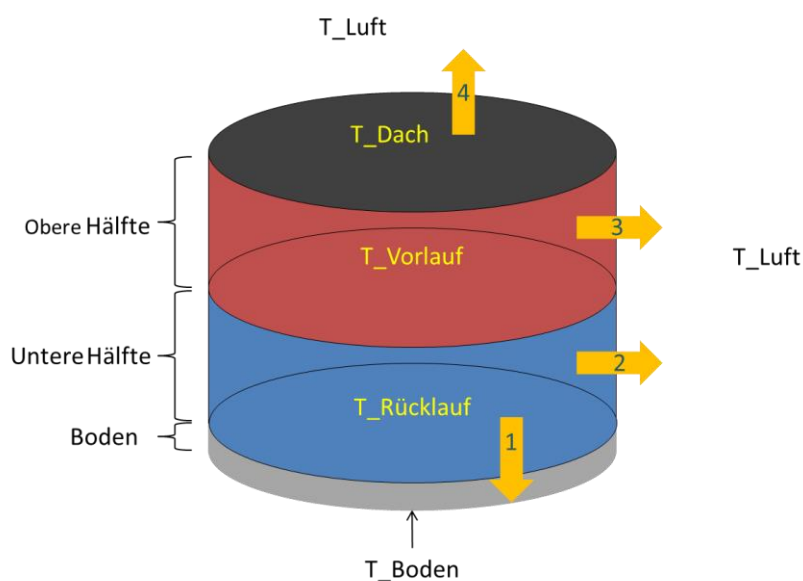


Abbildung 3-12: Wärmeverluste des Wärmespeichers in MuGriFlex

Für jede dieser Hüllflächen kann die Wärmeleitfähigkeit sowie die Stärke des Dämmmaterials konfiguriert werden. Durchmesser und Höhe und damit das Volumen des Speichers können entweder vorgegeben werden, oder wenn die Speicherkapazität im Rahmen einer Optimierung bestimmt werden soll, muss das Verhältnis von Höhe zu Durchmesser eingegeben werden.

Die Vorlauf- und Rücklauf-temperatur wird in Abhängigkeit der Außentemperatur anhand der Heizkurve berechnet. Die Außentemperatur für jede Stunde des Jahres wird extern vorgegeben.

3.2.5 Abbildung Betriebsmittel im Gasnetz

Neben der Optimierung der Anlagenauslegung und des Anlagenbetriebs von Wärmeerzeugungsanlagen und Power-to-Gas-Anlagen, wurden als weitere Energiewandler die Abbildung von Gaskompressoren zur Verdichtung von Gas in Gas-Transportleitungen oder Gasspeichern im Modell umgesetzt.

Das Modell optimiert bei einem vorgegebenen Lastgang der benötigten Kompressionsleistung die benötigte Verdichterleistung von elektrisch oder gasmotorisch betriebenen Kompressoren sowie deren kostenoptimierten Betrieb unter betriebswirtschaftlichen Kriterien. Als Eingabemöglichkeit gibt es neben den techno-ökonomischen Rahmenbedingungen analog der Wärmeerzeuger (Investitionen und Betriebskosten, Wirkungsgrade, Strompreiszeitreihen, Abgaben und Umlagen) auch benötigte Redundanz (z.B. um den Ausfall eines Aggregates kompensieren zu können) und eine Minderleistung des gasmotorisch betriebenen Verdichters (damit bei einem Ausfall des Stromnetzes der Weiterbetrieb der Gasinfrastruktur gewährleistet werden kann).

3.3 Modellkopplung

Die optimierte Gesamtsystemkonfiguration aus REMix wird mit den Betriebsstrategien für die einzelnen Systembestandteile, die sich in Abhängigkeit von energie-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ergeben, zusammengeführt. Zentrale Stellen der Modellkopplung sind die Auslegung und zeitlichen Einsatzprofile der Anlagen, sowie die Zeitreihen der Stromgestehungskosten und die Zusammensetzung gasförmiger Brennstoffe.

3.3.1 Einführung

Im Forschungsprojekt MuSeKo werden die beiden Energiesystemmodelle REMix und MuGriFlex gekoppelt, indem die Ausgangsdaten von REMix, welche das Gesamtenergiesystem beschreiben, in geeigneter Weise als Eingangsdaten für MuGriFlex verwendet werden. In MuGriFlex wird anschließend mit diesen Eingangsdaten geprüft, ob die Rahmenbedingungen so sind, dass sich die gesamtwirtschaftlich erwünschten

Anlageninvestitionen und -betriebsweisen auch in der betriebswirtschaftlichen Praxis umsetzen lassen. Für den Fall, dass die Rahmenbedingungen aus betriebswirtschaftlicher Sicht abweichende Anlagenkapazitäten bzw. -fahrweisen anreizen, können mit MuGriFlex Aussagen getroffen werden, wie die Rahmenbedingungen dahingehend geändert werden müssten, damit die gesamtwirtschaftlich erwünschten Investitionen und Fahrweisen betriebswirtschaftlich attraktiv werden.

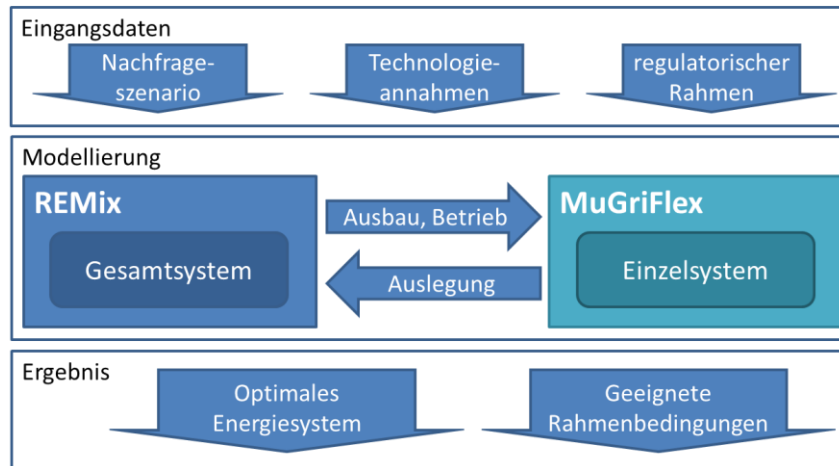


Abbildung 3-13: Modellkopplung zwischen den Energiesystemmodellen REMix und MuGriFlex

3.3.2 Vorgehen

Folgende, weiter unten näher beschriebene Daten werden auf der Schnittstelle zwischen REMix und MuGriFlex übergeben:

1. Anlagengrößen
2. Betriebsweisen
3. Grenzkosten der Stromerzeugung
4. Zeitreihen der Erzeugung synthetischer Brennstoffe und Brennstoffanteile

Für die Kommunikation der Daten zwischen den beiden Modellen wurde in mehreren Erweiterungsschritten ein Austauschtemplate auf Excel-Basis erstellt, das bei jeder Rechnung mit Daten befüllt wird. Die Konvertierung des REMix-Datenausgabeformats GDX (GAMS Data eXchange) in die gewünschte Excel-Datenstruktur wird mittels einer Python-Routine automatisiert durchgeführt. Dafür werden zunächst alle relevanten Daten in Python geladen, sortiert und transformiert, um anschließend in korrekter Weise aneinandergesetzt als Excel-Datei abgespeichert zu werden. Für diesen Arbeitsprozess ist lediglich noch die händische Eingabe des Dateipfades sowie der Szenariobeschreibung notwendig. Die so übergebenen Daten können so dann für jedes Szenario und Szenariojahr in die Eingabemaske (Excel-Format) von MuGriFlex eingefügt werden.

Anlagengrößen:

Die aus gesamtwirtschaftlicher Sicht optimierten Anlagenkapazitäten liegen für jede Region und Technologietyp als aggregierte Größen vor, beispielsweise die Gesamtleistung der Elektrolyseure in Baden-Württemberg oder die thermische Leistung aller KWK-Anlagen in Nordrhein-Westfalen, welche zusammen mit anderen Wärmeerzeugern ein bestimmtes Segment des Wärmemarktes bedienen. Die Anlagengrößen, werden als „cap-to-peak ratios“ (C2P), also als Verhältnis von installierter Wärmeerzeugungskapazität zum Höchstwert der Jahresspitzenlast übergeben. Ein C2P von 0,5 bedeutet beispielsweise, dass der Wärmeerzeuger eine Leistung bereitstellen kann, die der Hälfte der Spitzenlast des Wärmeversorgungssystems entspricht. In MuGriFlex, welches eine konkrete Versorgungssituation – beispielsweise ein kleines Fernwärmenetz – abbildet, werden diese C2P-Werte nun eingelesen und je nach Spitzenlast der Wärmenachfrage dieses Wärmenetzes in Leistungswerte übersetzt.

Betriebsweisen:

Die Betriebsweisen der verschiedenen Technologien werden entsprechend dem REMix-Output regional aggregiert als Zeitreihen (8760 Werte pro Szenario-Jahr) auf Excel-Basis übergeben und dann für den Vergleich mit den MuGriFlex-Ergebnissen herangezogen. So können zum Beispiel aus dem Lastgang der Wärmeerzeugung der KWK-Technologie „Gasmotorische KWK, mittlerer Größe“ (siehe Abschnitt 4.2.2) in der Region „Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland“ (siehe Abschnitt 4.2.1) die Volllaststunden, die Gesamtwärmeerzeugung und der Anteil der Wärmeerzeugung der KWK für diesen Typ Wärmenetze als Vergleichsparameter dienen.

Grenzkosten Strom:

Aus den REMix-Ergebnissen werden die Zeitreihen der Stromgrenzkosten für jede Region übergeben. Dabei handelt es sich um die Grenzkosten der Stromerzeugungsgleichung, also die Kosten für eine weitere Megawattstunde Strom, die stets von dem teuersten Kraftwerk des Strommixes zur jeweiligen Stunde gesetzt werden. Da davon ausgegangen wird, dass es keine regionalen Strommärkte gibt, werden die deutschlandweit gültigen Grenzkosten gebildet indem für jede Stunde des Jahres die jeweils höchsten Grenzkosten aller Regionen verwendet werden.

Diese Kosten werden dann in mit MuGriFlex in einem weiteren Schritt mit Abgaben und Umlagen entsprechend des betrachteten Szenarios und der jeweiligen Technologie beaufschlagt, um die in MuGriFlex benötigten Endverbraucherpreise zu erhalten.

Zeitreihen der Erzeugung synthetischer Brennstoffe und Brennstoffanteile:

Analog der Zeitreihen der Stromgrenzkosten, werden auch der stündliche Strombedarf der Elektrolyseure und der Wasserstoffbedarf der Methanisierungsanlagen getrennt nach Regionen übermittelt. Aus diesen Daten werden nun für jede Stunde des Jahres und für jede Region separat die Erzeugungskosten für Wasserstoff und synthetisches Methan ermittelt. Dabei wird wie folgt vorgegangen:

- Stromkosten: Zu dem Grenzkosten für Strom aus REMix werden die zu zahlenden Abgaben auf den Strompreis addiert und ergeben in der Summe die spezifischen Gesamtkosten für Strom in €/MWh (siehe Kapitel 4.5 für mehr Informationen zu den Abgaben auf Strom für Power-to-Gas Anlagen). Diese Stromkosten werden nun mit den Strombedarfen der Elektrolyseure multipliziert und aufaddiert (nur Elektrolyseurbetrieb für direkt eingespeisten Wasserstoff). Die durchschnittlichen Stromkosten pro erzeugter kWh Wasserstoff ergeben sich nun, indem die Gesamtstromkosten durch die Gesamtmenge an produziertem Wasserstoff (abzüglich dem für die Methanisierung verwendetem Wasserstoff) geteilt und mit den Wirkungsgraden der Elektrolyse und Wasserstoffeinspeisung multipliziert wird. Für die Stromkosten des synthetischen Methans wird analog vorgegangen, wobei hier zusätzlich der Wirkungsgrad sowie der Hilfsstrombedarf der Methanisierung berücksichtigt wird (siehe Abbildung 3-14).

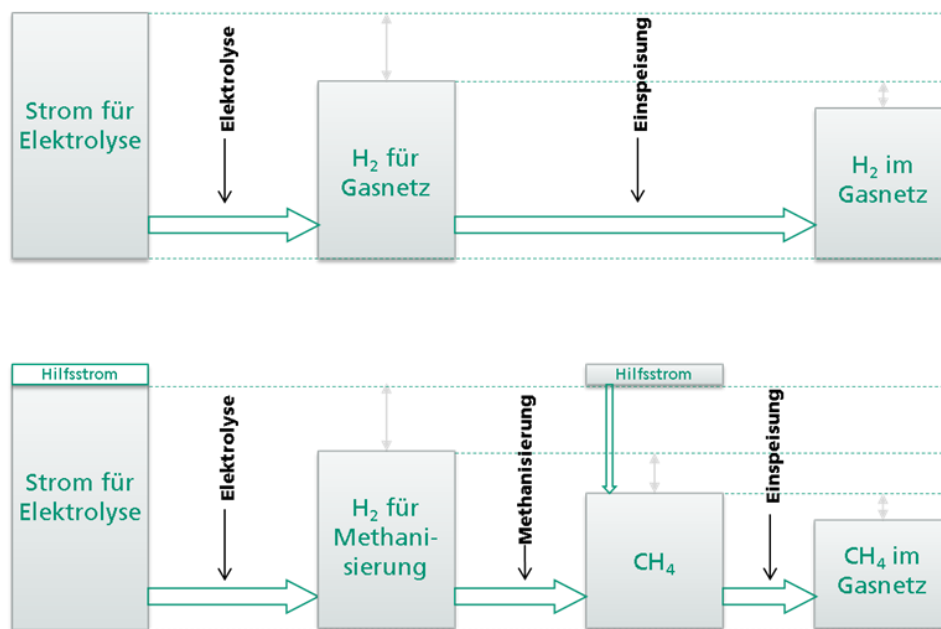


Abbildung 3-14: Schematische Darstellung der Wirkungsgrade Elektrolyse und Methanisierung

- Variable Betriebskosten: Diese gehen als Eingangsgröße in €/kWh_{el} ein und werden zum produzierten Wasserstoff bzw. Methan hinzugerechnet.
- Kapitalkosten: Die Annuitäten der Investitionen aller Anlagenkapazitäten werden durch die jährlich eingespeisten Gasmengen geteilt.
- Fixe Betriebskosten: Diese werden in Prozent der Kapitalkosten pro Jahr angegeben und entsprechend der Kapitalkosten auf die jährlich eingespeisten Gasmengen umgelegt.
- CO₂-Kosten: Die Kosten für die Beschaffung des CO₂ für die Methanisierungsanlagen und den Transport zu selbigen werden nicht berücksichtigt. Zu den Auswirkungen dieser Kosten auf die Entwicklung der Bereitstellung von synthetischem Methan in Deutschland in der Zukunft besteht nach Ansicht der Autoren noch Forschungsbedarf. Nach [BZGT18] beträgt der CO₂-Preis („Capture Price“) zwischen 5 (aus Bioethanol-Fermentation, niedrigste Angabe) und 475 Euro pro Tonne CO₂ (Gewinnung aus der Luft, höchste Angabe), was zwischen 0,1 und

9,41 ct pro produzierter kWh Methan entspricht. Die Brennstoffkosten für die gasbetriebenen KWK-Anlagen (und Gaskessel (solange diese noch betrieben werden) werden nun mit dem aus REMix bereitgestellten Brennstoffanteilen per gewichtetem Mittelwert berechnet. Das Brennstoffgemisch setzt sich zusammen aus fossilem Erdgas, Biomethan, synthetisch erzeugtem Methan und ins Erdgasnetz eingespeistem Wasserstoff (siehe dazu Abschnitt 4.3.1) und wird berechnet, indem die Gasströme, die ins Erdgasnetz bzw. die Erdgasspeicher eingespeist werden, um die allgemeine Gasnachfrage der Haushalte bereinigt summiert werden. Die Preise für Erdgas und Biogas sowie die zusätzlichen Kosten für CO₂-Abgaben werden vom Szenario vorgegeben (siehe Abschnitt 4.1.4).

- Abgaben auf Gastransport und Gewinn: Für Abgaben, Transport, Zwischenspeicherung und Gewinnerwartungen der beteiligten Akteure werden die in Tabelle 6-2 gezeigten zusätzlichen Kosten pro kWh synthetischem Methan angenommen.

Die folgende Abbildung zeigt als Beispiel die resultierenden Kosten von synthetischem Methan für ein beispielhaftes Szenario im Jahr 2050⁸.

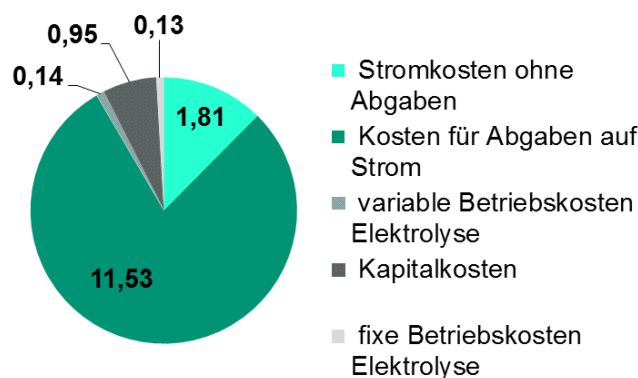


Abbildung 3-15: Beispielhaftes Ergebnis der Wasserstofferzeugungskosten

3.4 Iterationen

Die Ergebnisse zu Anlagenkonfiguration und Anlagenbetrieb fallen bei der betriebswirtschaftlichen Betrachtung (Modell MuGriFlex) gegenüber dem gesamtwirtschaftlichen Optimum (REMix) ohne Anpassung der Rahmenbedingungen unterschiedlich aus. In der Realität würde dieser Unterschied einen Einfluss auf die Grenzkosten der Stromerzeugung bewirken, die als Zeitreihe eine Eingangsgröße der betriebswirtschaftlichen Optimierung sind. Um diesen Einfluss abzuschätzen wurde für das Szenariojahr mit den größten Unterschieden der Anlagenkonfiguration (THG95-2050⁹) eine Rückkopplung zwischen den Modellen durchgeführt. Dabei wurde angenommen, dass die in REMix im ersten Iterationsschritt ermittelten KWK-Anlagen (alle

⁸ Szenario THG95, siehe Kapitel 4.1 für die Beschreibung der Szenarien

⁹ siehe Kapitel 4.1 für die Beschreibung der Szenarien

Anlagen in allen Regionen Deutschlands) nicht mehr zur Verfügung stehen, da sie aus Betreibersicht nicht wirtschaftlich wären und somit auch zu keiner Stunde des Jahres als Kraftwerk zur Verfügung stehen.

Die resultierenden veränderten Grenzkosten, die in vielen Stunden des Jahres durch einen veränderten Kraftwerkseinsatz höher ausfielen, wurden nun erneut in MuGriFlex verwendet um zu sehen ob sich durch die höheren Strompreise eine aus betriebswirtschaftlicher Sicht andere Anlageninvestition und -betrieb lohnen würde. Es zeigte sich im Ergebnis, dass auch mit diesen Grenzkosten eine Investition in KWK-Anlagen im Szenariojahr THG95-2050 aus betriebswirtschaftlicher Sicht nicht zu rechtfertigen ist.

4 Datengrundlage der Modellierungen

4.1 Szenarien der Energiesystemtransformation

Die modellgestützten Untersuchungen zukünftiger Energiesysteme basieren auf zwei Rahmenszenarien, die definierte normative Transformationspfade für Deutschland und Europa darstellen. Die Mengengerüste dieser Zielszenarien werden für die Parametrierung des Modells REMix genutzt und stellen für das gesamte Projekt den energiewirtschaftlichen Kontext dar. Sie bilden unterschiedliche Zielwerte der CO₂-Emissionsreduktion bis ins Jahr 2050 ab.

Modellgestützte Untersuchungen der Perspektive und Wechselwirkungen zukünftiger Technologien benötigen die Festlegung von übergeordneten Narrativen und Entwicklungen im Energiesystem in Form von Szenarien. Diese setzen den Rahmen für die Abbildung von Energienachfragen sowie exogen vorgegebener Strukturen und Transformationen auf der Erzeugungsseite und ermöglichen das Ableiten dahinterliegender Infrastrukturentwicklungen. Für die Parametrierung der eingesetzten Modelle (insbesondere REMix) und eine möglichst weitgehende Konsistenz der Modellkopplung sind quantitative Szenariomengengerüste eine wesentliche Grundlage, ebenso für die Dokumentation der insgesamt betrachteten Energiezukunft, für welche die berechneten Ergebnisse und daraus abgeleiteten Schlussfolgerungen ihre Gültigkeit haben. Die Festlegung der Szenarien ermöglicht zudem eine Anbindung des Forschungsvorhabens an Arbeiten und Diskussionen der Forschungsgemeinschaft und verankert dieses in der derzeitigen Systemanalyse zur Politikberatung. Eine explizite Festlegung von Narrativen und Entwicklungen des gesamten Energiesystems erhöht zudem die Robustheit der Aussagen aus den Modellierungen.

4.1.1 Grundlagen der Szenarioentwicklung

Im Rahmen von MuSeKo wurden in der ersten Projektphase zwei Szenarien definiert und mit quantitativen Mengengerüsten hinterlegt, von denen ausgehend weitere Annahmen zu den Technologiepfaden für die Modellparametrierung getroffen wurden. Allen Szenarien ist ein einheitlicher sozio-ökonomischer Kontextrahmen hinterlegt, aus dem sich Entwicklungen von Energieintensitäten ableiten lassen. Diese orientieren sich für Deutschland an den Annahmen aus den vom BMWi beauftragten Studien [PFTF17] und [SLKK14], wie in Tabelle 4-1 dargestellt. Sie folgen den Narrativen einer langfristigen Abnahme der Bevölkerung in Deutschland, eines moderaten Wirtschaftswachstums, eines weiteren leichten Anstiegs der beheizten Gebäudeflächen und Fahrleistungen im Personenverkehr sowie einer kontinuierlichen Steigerung des Güterverkehrs. Für die europäischen Länder werden ähnliche sozio-ökonomische Pfade entsprechend des europäischen Projekts e-Highway2050 [BOCG14] angenommen, für das in der Szenariovariante „Small & Local“ eine Abnahme der

europäischen Bevölkerung um 10 % angesetzt wurde sowie ein eher niedriges Wirtschaftswachstum mit einer BIP-Zunahme um 1,3% pro Jahr. Die Wachstumsrate für Deutschland beträgt in diesem Szenario 1,2% pro Jahr, was im Vergleich zu [PFTF17] etwas höher liegt.

Tabelle 4-1: Sozio-ökonomische Rahmendaten der Szenarien für Deutschland in Anlehnung an [PFTF17] und [SLKK14]

	Einheit	2011	2020	2030	2040	2050
Bevölkerung	Mio.	81	81	78	76	74
Private Haushalte	Mio.	40	41	41	41	40
BIP real (Preisbasis 2011)	Mrd. €	2.500	2.770	3.000	3.200	3.400
Pkw-Bestand	Mio.	42	44	44	43	42
Personenverkehrsleistung (mit Pkw)	Mrd. pkm	1.134	1.143	1.140	1.120	1.085
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm	629	702	804	860	920

Die Szenarioerstellung folgt dem Ziel, bezüglich der Minderung der CO₂-Emissionen im Energiesystem und der resultierenden Nachfrage nach Strom und Gas, zwei möglichst unterschiedliche Pfade abzubilden, dabei aber bei einzelnen Transformationsprozessen in den Sektoren im Bereich des aus der heutigen Perspektive plausibel erscheinenden Möglichkeitsraumes zu bleiben. Extreme Entwicklungen beispielsweise aufgrund von disruptiven Veränderungen oder (spekulativen) Technologiesprüngen wurden nicht berücksichtigt.

Das erste Szenario „THG80“ folgt dem energiepolitischen Mindestziel einer THG-Minderung bis 2050 um mindestens 80% (bezogen auf die Emissionen im Jahr 1990). Es werden starke Effizienzentwicklungen in allen Sektoren in Anlehnung an die Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung von 2010 bzw. der darauf basierenden Energiewendegesetze des Sommers 2011 angenommen (s. Tabelle 4-2). Das zweite Szenario „THG95“ stellt ein weitaus ambitionierteres Szenario dar und setzt die Maximalziele bezüglich Klimaneutralität des Energiesystems und Anteil erneuerbare Energien um, entsprechend der Zielsetzung einer Minderung der Treibhausgase um 95% bis 2050. In beiden Szenarien führt dies zu einem starken Stromeinsatz zur direkten Elektrifizierung von Wärmeerzeugungen und Fahrzeugen im Verkehr, bei komplementärem Wasserstoffeinsatz über Brennstoffzellenfahrzeuge sowie ggf. zur Speicherung und Rückverstromung von Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem. Im Falle von Szenario THG95 entsteht durch die vollständige Substitution der fossilen Energieträger einschließlich Gas für Backup-Kraftwerke ein hoher Bedarf an synthetischen Energieträgern mit entsprechenden Umwandlungsverlusten.

Tabelle 4-2: Quantitative Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung 2010 [BuBu10]

	2020	2030	2040	2050
THG Emissionsminderung (geg. 1990)	-40%	-55%	-70%	-80 bis -95%
EE-Anteil (brutto) Endenergieverbrauch	18%	30%	45%	60%
EE-Anteil am Bruttostromverbrauch	35%	50%	65%	80%
Minderung Primärenergieverbrauch (gegenüber 2008)	-20%			-50%
Minderung Stromverbrauch (bezogen auf 2008, ohne neue Verbraucher)	-10%			-25%
Minderung Endenergieverbrauch Verkehr (gegenüber 2005)	-10%			-40%
Minderung Wärmenachfrage (2020) bzw. Primärenergiebedarf (2050) Gebäude (gegenüber 2008)	-20%			-80%

Die Szenarien für die europäischen Länder werden im Hinblick auf die Ziele und die grundsätzliche Erzeugungsstruktur möglichst konsistent zu den deutschen Szenarien entwickelt.

4.1.2 Szenarien für Deutschland

Die den Arbeiten zugrunde liegenden Nachfrageentwicklungen für Strom, Wärme, Wasserstoff und Erdgas sind in Tabelle 4-3 und Tabelle 4-4 für die Szenarien dargestellt. Sie basieren für die Sektoren Haushalte, GHD und Industrie im Falle des THG80-Szenarios auf den Ergebnissen zum Zielszenario von [SLKK14]. Für den Verkehr werden zudem Ergebnisse von DLR-Arbeiten zur Entwicklung integrierter Energie- und Verkehrsszenarien für das Jahr 2040 genutzt und in das Jahr 2050 extrapoliert (s. auch [Ehre20]). Im Szenario THG95 orientieren sich die langfristigen Entwicklungen u.a. am THG95-Szenario aus [NPNH12] und dem KS95-Szenario von [ÖkFr15].

Für die Nachfrage an Strom pro Haushalt (außer Strom für Wärme) wurde ein Rückgang um 0,7 bis 0,8% pro Jahr angenommen, was zwischen 2015 und 2050 zu einer Reduzierung des konventionellen Haushaltstroms um 12 % führt. Im Sektor GHD sinkt die Energieintensität in Form des Strombedarfs pro Euro Bruttowertschöpfung um jährlich 2,4%, der Gesamtstrombedarf (ohne Strom für Wärme) sinkt zwischen 2015 und 2050 um 25%. In der Industrie wurde eine Reduzierung des spezifischen Strombedarfs pro Euro Bruttowertschöpfung um jährlich 1,7% angenommen. Der gesamte Strombedarf (wiederum ohne Wärmebereitstellung) sinkt bis 2050 um 23%. In Summe sind die Szenarien, was die Minderung der Stromnachfrage angeht, eher konservativ im Vergleich zu den 2010 formulierten Zielen des Energiekonzepts.

Auf der Wärmeseite wird ein Absinken des heutigen Heizwärmebedarfs von Wohngebäuden um 50% bis 2050 angenommen, was eine deutliche Erhöhung sowohl der bisherigen jährlichen Sanierungsrate als auch der Sanierungstiefe unterstellt. Auch der Heizwärmebedarf sonstiger Gebäude reduziert sich entsprechend stark, der industrielle Prozesswärmebedarf sinkt nach den Annahmen um 36% bis zum

Jahr 2050. In Summe sinkt der Endenergiebedarf bei den Haushalten zwischen 2015 und 2050 um 40%, beim Sektor GHD um 45% und bei der Industrie um 30%. Sektorenübergreifend steigt der Anteil der Wärmeerzeugung aus Strom von heute angenommenen 7% auf 17% im Jahr 2050 im THG80-Szenario und auf 33% im THG95-Szenario.

Im Verkehr werden für beide Szenarien signifikante Veränderungen der Mobilitätsnachfrage und des Modal Split – also der Verteilung des Transportaufkommens auf verschiedene Verkehrsmittel – angenommen, so dass die Zahl der Pkw von 47 Millionen (ca. 570 Pkw pro 1000 Einwohner) heute auf 35 Millionen (460 Pkw pro 1000 Einwohner) im Jahr 2040 sinkt. Die Extrapolation des Szenarios aus [Ehre20] führt in beiden Szenarien zu einem massiven Einsatz sowohl der batterieelektrischen als auch der Wasserstoff-Mobilität. Im Falle des THG95-Szenarios werden darüber hinaus im Verkehrssektor nur noch Biokraftstoffe und teilweise importierte synthetische Kohlenwasserstoffe in Höhe von 680 PJ vor allem für die Luftfahrt eingesetzt.

Tabelle 4-3: Berücksichtigte Energienachfragen im Szenario THG80

	Sektor	Einheit	2020	2030	2040	2050
Strom FE	Haushalte	TWh/a	105	99	93	87
Strom FE	GHD	TWh/a	123	115	107	99
Strom FE	Industrie	TWh/a	185	172	158	145
Strom FE	Verkehr E-Fahrzeuge	TWh/a	0	32	86	106
Strom FE	Verkehr Bahn	TWh/a	15	15	14	13
Strom	H₂-Erzeugung f. Verkehr	TWh/a	0	4,5	21	87
Strom	H₂-Erzeugung f. Industrie	TWh/a	0	0	0	0
Strom *	H₂-Erzeugung f. KWK/RV	TWh/a	0	0,4	9	24
Strom *	Wärmepumpen, E-Heizer	TWh/a	86	131	195	197
Strom	Summe Nachfrage	TWh/a	514	569	683	759
Wärme NE	Haushalte	PJ/a	1.916	1.624	1.363	1.167
Wärme NE	GHD	PJ/a	705	558	431	331
Wärme NE	Industrie	PJ/a	1.696	1.470	1.375	1276
Wärme NE	Summe Nachfrage	PJ/a	4.317	3.652	3.170	2.774
	davon Wärme aus Strom	PJ/a	346	411	457	483
H₂ FE	Verkehr	PJ/a	0	12	59	252
H₂ FE	Industrie Prozesswärme	PJ/a	0	0	0	0
H₂ *	KWK/Rückverstromung	PJ/a	0	1	26	69
H₂	Summe Nachfrage	PJ/a	0	13	85	321
Erdgas FE	Haushalte	PJ/a	773	521	295	158
Erdgas FE	GHD	PJ/a	326	191	101	41
Erdgas FE	Industrie	PJ/a	696	501	437	392
Erdgas FE	Verkehr	PJ/a	10	48	26	16
Erdgas *	Kraftwerke und KWK	PJ/a	1.413	1.412	919	584
Erdgas	sonst. Umwandlung/N-E	PJ/a	198	201	189	190
Erdgas	Summe Nachfrage	PJ/a	3.417	2.874	1.966	1.380

FE: Endenergie NE: Nutzenergie H₂: Wasserstoff N-E: nicht-energetischer Verbrauch
 KWK: Kraftwärmekopplung RV: Rückverstromung GHD: Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
 * nachrichtlich, in REMix endogen berechnet

Die Nachfrageentwicklungen in Szenario THG95 unterscheiden sich – bezogen auf die Nutzenergie – nicht von THG80, d.h. es wurden keine optimistischeren Annahmen zur Effizienzentwicklung in den Nachfragesektoren angenommen. Aufgrund

unterschiedlicher Erzeugungsstrukturen ändert sich jedoch teilweise und insbesondere in der industriellen Prozesswärmeerzeugung der Endenergiebedarf.

Ausgehend von diesen zwei Basisszenarien werden weitere Szenariovarianten unterschieden und auf der Systemebene modellgestützt untersucht (s. Abschnitt 5.2.3). Diese Varianten unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich der Verfügbarkeit von bestimmten Infrastrukturen (dezentrale Batteriespeicher, Wärmepumpen, Stromübertragungskapazitäten, effiziente Elektrolyseure und Methanisierung) sowie von importiertem Wasserstoff und kostengünstigem CO₂ für die Methanisierung.

Tabelle 4-4: Berücksichtigte Energienachfragen im Szenario THG95

	Sektor	Einheit	2020	2030	2040	2050
Strom FE	Haushalte	TWh/a	105	99	93	87
Strom FE	GHD	TWh/a	123	115	107	99
Strom FE	Industrie	TWh/a	185	172	158	145
Strom FE	Verkehr E-Fahrzeuge	TWh/a	0	32	86	145
Strom FE	Verkehr Bahn	TWh/a	15	15	14	13
Strom	H ₂ -Erzeugung f. Verkehr	TWh/a	0	4,5	21	91
Strom	H ₂ -Erzeugung f. Industrie	TWh/a	0	3,6	32	74
Strom *	H ₂ -Erzeugung f. KWK/RV	TWh/a	0	8,5	50	259
Strom *	Wärmepumpen, E-Heizer	TWh/a	86	159	228	229
Strom	Summe Nachfrage	TWh/a	513	609	790	1.141
Wärme NE	Haushalte	PJ/a	1.916	1.624	1.363	1.167
Wärme NE	GHD	PJ/a	705	558	428	329
Wärme NE	Industrie	PJ/a	1.696	1.464	1.292	1.085
Wärme NE	Summe Nachfrage	PJ/a	4.317	3.646	3.083	2.581
	davon Wärme aus Strom	PJ/a	346	469	634	839
H ₂ FE	Verkehr	PJ/a	0	12	60	263
H ₂ FE	Industrie Prozesswärme	PJ/a	0	9	89	213
H ₂ *	KWK/Rückverstromung	PJ/a	0	22	138	749
H ₂	Summe Nachfrage	PJ/a	0	32	225	1.225
Erdgas FE	Haushalte	PJ/a	773	493	243	17
Erdgas FE	GHD	PJ/a	326	186	84	3
Erdgas FE	Industrie	PJ/a	696	484	277	91
Erdgas FE	Verkehr	PJ/a	10	48	26	4
Erdgas *	Kraftwerke und KWK	PJ/a	1.413	1.325	645	277
Erdgas	sonst. Umwandlung/N-E	PJ/a	198	201	189	190
Erdgas	Summe Nachfrage	PJ/a	3.417	2.738	1.464	581

FE: Endenergie NE: Nutzenergie H₂: Wasserstoff N-E: nicht-energetischer Verbrauch

KWK: Kraftwärmekopplung RV: Rückverstromung GHD: Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

* nachrichtlich, in REMix endogen berechnet, H₂-Erzeugung einschl. Bedarf für Methanisierung

4.1.3 Rahmenszenarien für Europa

Für die Modellierung der untersuchten europäischen Länder als räumlicher Kontext des zukünftigen deutschen Energiesystems (siehe Abbildung 5.2) wurde ein europäisches Nachfrageszenario skizziert, das sich an den für Deutschland angenommenen Entwicklungen anlehnt. Dies gilt insbesondere für die Entwicklung der Nachfrage an Strom für Elektromobilität, Wasserstoff im Verkehr und für Wärme. Gleichzeitig wurde die Entwicklung der klassischen bzw. konventionellen Verbraucher bis

zum Jahr 2050 aus der im Projekt e-Highway2050 [BOCG14] ermittelten Szenariovariante „Small & Local“ genutzt, in der eine signifikante Abnahme des Stromverbrauchs ähnlich der deutschen Energiewendeziele beschrieben wird. Für die Jahre 2020, 2030 und 2040 wurden analog zum Projekt e-Highway2050 die Entwicklungen aus [Ents15a] berücksichtigt. Eine Übertragung des deutschen Entwicklungspfads auf andere Länder erfolgte im Falle der Elektromobilität durch Berücksichtigung der Annahmen aus dem 100% RES-Szenario der e-Highway2050-Studie. Für das THG95-Szenario wurden die Stromnachfragen der neuen Verbraucher analog zur Änderung in Deutschland nach oben skaliert. Die resultierende Stromnachfrage der einzelnen Länder im Szenariojahr 2050 in Form der exogen vorgegebenen Werte findet sich in Tabelle 4-5. Werte für den Entwicklungspfad bzw. alle Szenariojahre einschließlich der (zum Teil endogen ermittelten) Nachfragewerte für Deutschland finden sich im Anhang A 6.

Tabelle 4-5: Entwicklung der Stromnachfrage in Europa in TWh/a – Szenarien THG80 & THG95

THG80	2020 konv.	2050 konv.	2050 BEV	2050 H₂	2050 WP	2050 E-H
Deutschland	427,7	344,1	106,3	111,1	69,3	128,2
Österreich	71,8	46,8	9,0	8,7	2,3	2,0
Belgien	91,0	67,4	12,0	13,1	5,4	3,0
Tschechien	67,0	40,9	7,0	8,7	2,5	2,5
Dänemark (Ost)	13,5	7,5	2,2	2,4	0,6	0,4
Dänemark (West)	22,8	12,6	3,8	4,1	1,0	0,6
Frankreich	485,7	379,5	73,0	80,7	22,5	4,0
Italien	325,4	283,5	62,0	69,8	10,7	8,0
Luxemburg	7,1	4,1	1,0	0,4	0,2	0,1
Niederlande	114,6	92,5	14,0	15,3	7,0	4,5
Norwegen	131,3	83,6	6,0	6,5	1,5	0,4
Polen	161,3	79,1	25,0	26,2	5,7	4,5
Polen	145,7	90,8	12,0	13,1	3,7	3,0
Schweiz	64,4	49,1	7,0	8,7	2,6	1,5
Summe	2.129,4	1.581,4	340,3	368,8	135,0	162,7

THG95	2020 konv.	2050 konv.	2050 BEV	2050 H ₂	2050 WP	2050 E-H
Deutschland	427,7	344,4	144,8	423,2	69,9	158,9
Österreich	71,8	46,8	12,3	9,7	3,7	3,1
Belgien	91,0	67,4	16,3	14,5	8,6	4,6
Tschechien	67,0	40,9	9,5	9,7	3,9	3,8
Dänemark (Ost)	13,5	7,5	3,1	2,7	1,0	0,6
Dänemark (West)	22,8	12,6	5,1	4,6	1,6	1,0
Frankreich	485,7	379,5	99,4	89,6	35,9	6,1
Italien	325,4	283,5	84,4	77,4	17,1	12,3
Luxemburg	7,1	4,1	1,4	0,5	0,3	0,2
Niederlande	114,6	92,5	19,1	16,9	11,2	6,9
Norwegen	131,3	83,6	8,2	7,3	2,4	0,6
Polen	161,3	79,1	34,0	29,0	9,0	6,9
Polen	145,7	90,8	16,3	14,5	5,8	4,6
Schweiz	64,4	49,1	9,5	9,7	4,2	2,3
Summe	2.129,4	1.581,7	463,3	709,3	174,4	211,9

konv: konventioneller Strombedarf klassischer Verbraucher BEV: Strom für Elektromobilität H₂: Strom für Wasserstoffherzeugung WP: Strom für Wärmepumpen E-H: Strom für Elektroheizer

4.1.4 CO₂- und Brennstoffpreisszenarien

In den Szenarien wird gemäß den BMWi Langfristszenarien [PFTF17] von einem leichten Anstieg der Preise fossiler Brennstoffe in der Zukunft ausgegangen (siehe Tabelle 4-6). Die Preise für feste Biomasse und Biogas werden hingegen konstant angenommen. Die Verbrennung von Müll wie auch die Nutzung geothermischer Wärme ist mit keinen Energieträgerkosten verknüpft. Sie geht dennoch mit variablen Kosten des Anlagenbetriebs einher.

Tabelle 4-6: Angenommene Brennstoffkosten in den Szenarien.

Brennstoff	2020	2030	2040	2050
Erdgas	38,4 €/MWh	41,0 €/MWh	43,2 €/MWh	42,1 €/MWh
Steinkohle	15,1 €/MWh	16,2 €/MWh	17,3 €/MWh	20,5 €/MWh
Braunkohle	4,1 €/MWh	4,1 €/MWh	4,1 €/MWh	4,1 €/MWh
Uran	3,2 €/MWh	3,2 €/MWh	3,2 €/MWh	3,2 €/MWh
Öl	58,3 €/MWh	60,5 €/MWh	65,9 €/MWh	71,3 €/MWh
Biogas	28,1 €/MWh	28,1 €/MWh	28,1 €/MWh	28,1 €/MWh
Feste Bio- masse	26,9 €/MWh	26,9 €/MWh	26,9 €/MWh	26,9 €/MWh

In den Szenarien wird weiterhin davon ausgegangen, dass die Emission von CO₂ über einen Zertifikatshandel mit Kosten belegt wird. Die dafür angenommenen Werte sind gemäß den Klimaschutzszenarien 2050 zukünftig stark ansteigend angenommen [ÖkFr15]. Die dort verwendeten Werte wurden unter Berücksichtigung

der Inflation auf das Basisjahr der Kostenangaben (2015) angepasst (siehe Tabelle 4-7).

Tabelle 4-7: Angenommene CO₂-Emissionszertifikatskosten in den Szenarien.

Szenario	2020	2030	2040	2050
THG80	32 €/t	54 €/t	97 €/t	140 €/t
THG95	32 €/t	94 €/t	154 €/t	216 €/t

4.1.5 Techno-ökonomische Annahmen

Die Anwendung der Modelle basiert auf einem umfangreichen Datensatz nicht nur zu Energienachfragen und Bestandsanlagen, sondern auch zu techno-ökonomischen Annahmen der betrachteten Technologien. Dies umfasst beispielweise die Anlagenwirkungsgrade sowie deren Investitions- und Betriebskosten. Die Werte wurden aus verschiedenen Vorarbeiten und wissenschaftlichen Veröffentlichungen zusammengetragen und zwischen den Modellen harmonisiert. Die techno-ökonomischen Parameter aller Technologien im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor sind in Anhang 12.7 zusammengefasst. Die Datengrundlage der Technologien im Gassektor wird im folgenden Kapitel 4.3 detailliert dargelegt.

4.2 Untersuchungsrahmen auf Gesamtsystemebene

Die Szenariodaten werden für die Einbindung in REMix teilweise aggregiert und teilweise disaggregiert. Dies betrifft die räumliche, zeitliche und technologische Dimension. Das resultierende Modell umfasst 22 Regionen, etwa 90 Technologien und 8760 Zeitschritte für die vier Szenariojahre 2020, 2030, 2040 und 2050.

4.2.1 Räumlicher und zeitlicher Betrachtungsraum

Im Fokus der REMix-Modellanwendung steht die Untersuchung des Beitrags flexibler Sektorenkopplung zur Umsetzung der Energiesystemtransformation in Deutschland. Um den Beitrag des internationalen Stromverbundnetzes und großskaliger Wasserkraftwerke zur Integration fluktuierender Wind- und Solarstromerzeugung adäquat abzubilden, umfasst die Modellierung in REMix jedoch auch die europäischen Nachbarstaaten sowie Italien, Norwegen und Schweden (Abbildung 4-1). Während diese als jeweils ein Modellknoten abgebildet sind – jegliche inländische Restriktionen des Stromtransports also vernachlässigt werden – ist Deutschland in zehn Modellregionen unterteilt. Diese ergeben sich aus einer teilweisen Aggregation vor allem der kleineren Bundesländer. Sie ist so gewählt, dass Engpässe des Strom- und Gastransports von Norden nach Süden bzw. von Osten nach Westen (und jeweils umgekehrt)

berücksichtigt werden. Eine Sonderstellung nimmt Hamburg ein, das für die weiterführende Analyse mit MuGriFlex als eigenständige Modellregion behandelt wird.

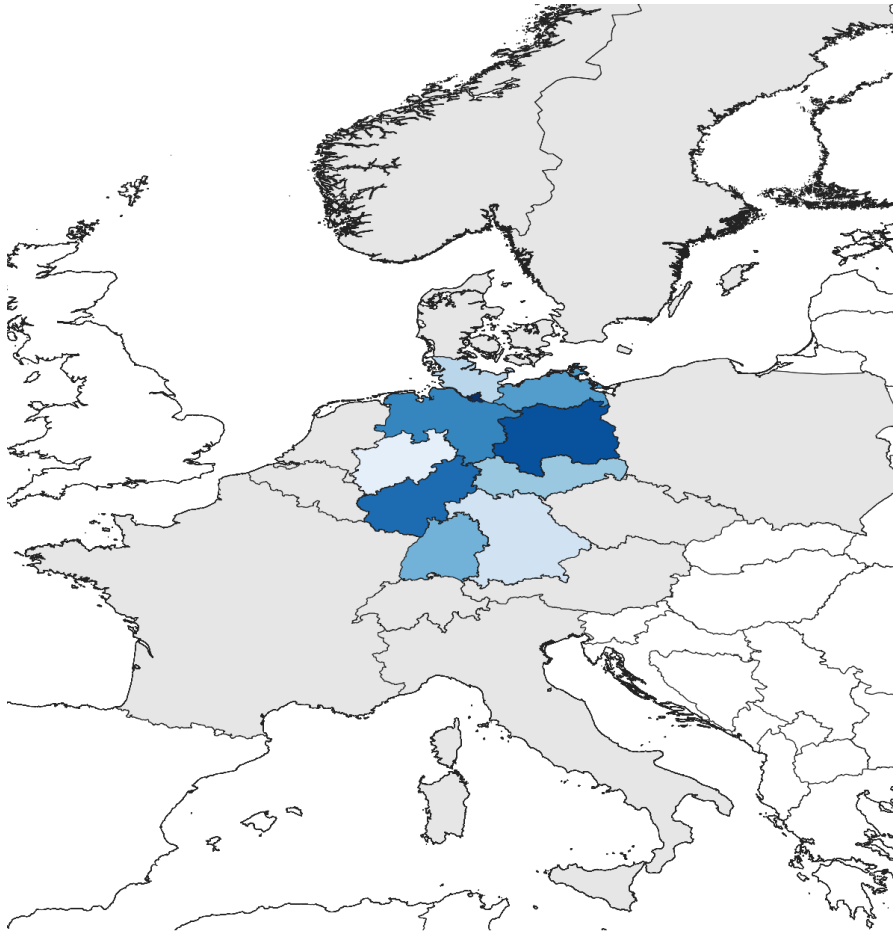


Abbildung 4-1: Darstellung der betrachteten Regionen in REMix

Für die modellgestützten Untersuchungen werden zwei unterschiedliche alternative Zukunftspfade entsprechend der definierten Rahmenszenarien THG80 und THG95 definiert. Wesentliche Annahmen zur Entwicklung der Energienachfrage werden dabei gemäß Kapitel 4.1 exogen vorgegeben. Weitere exogene Annahmen zu den Technologiepfaden und Infrastrukturen sind erforderlich, um die Modellparametrierung soweit zu vervollständigen, dass nur die im Fokus der Untersuchung stehenden Optionen als endogene Parameter und damit Freiheitsgrade der Systemoptimierung definiert bleiben. Dies betrifft sowohl die grundsätzliche Verfügbarkeit als auch vorgegebene (Markt-)Anteile, aber auch die techno-ökonomische Charakterisierung aller betrachteten Technologien. Über eine Sensitivitätsanalyse wird die Robustheit der Aussagen zur Rolle von Sektorenkopplungsoptionen in Abhängigkeit von wesentlichen Randbedingungen wie Begrenzungen von Netzausbau und Stromimporten untersucht.

Die Modellierung umfasst die Szenariojahre 2020, 2030, 2040 und 2050. In REMix werden diese werden in myopischer Modellanwendung betrachtet. Dies impliziert, dass die in den vorherigen Stützjahren modellendogen zugebauten Anlagen im Rah-

men ihrer Lebensdauer im System bestehen bleiben. Die dadurch entstehende begrenzte Voraussicht mit rollierendem Horizont von 10 Jahren trägt den in der Realität auftretenden Unsicherheiten von langfristigen Investitionsentscheidungen Rechnung (s. auch [Lech18]).

4.2.2 Einbindung der Szenarien in REMix

In der hier angewendeten Modellversion umfasst REMix ein breites Spektrum von Wandlungs-, Speicher- und Transporttechnologien im Strom, Wärme und Gassektor. Durch den spezifischen Fokus des Projekts wurde insbesondere bei den Technologien im Wärmesektor eine große Diversität von Anlagentypen berücksichtigt. Aufgrund der hohen zeitlichen Auflösung und der Modellierung verschiedener Transportnetze muss zur Gewährleistung eines in vertretbarem Zeitraum lösbares mathematisches Problem jedoch teilweise auch eine Aggregation von Technologien vorgenommen werden. So wird beispielsweise keine Unterscheidung verschiedener Windanlagentypen oder Kraftwerksgrößenklassen vorgenommen. Abbildung 4-2 gibt einen Überblick der im Modell betrachteten insgesamt etwa 90 Technologien. Die hervorgehobenen Technologien werden nicht nur in ihrem Einsatz, sondern auch in ihrer installierten Leistung modellendogen optimiert. Auf die techno-ökonomischen Annahmen zu diesen Technologien wird in Kapitel 4.4 sowie im Anhang 12.7 eingegangen.

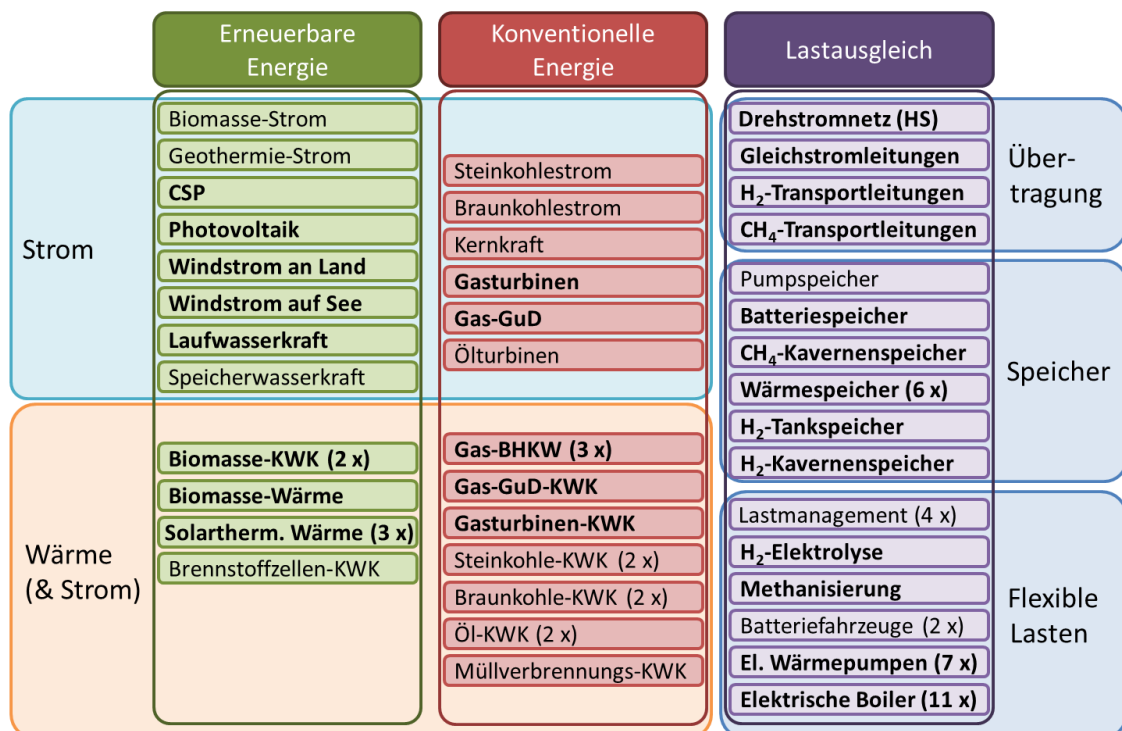


Abbildung 4-2: Schematische Darstellung des Technologieumfangs in REMix

Die Szenarien legen im Wesentlichen die Entwicklung der Energienachfrage im betrachteten Untersuchungsgebiet fest. Diese wird entsprechend verschiedener Verteilparameter auf die Modellregionen in Deutschland verteilt. Für die Verteilung der

Wärmenachfrage wird dabei auf Bevölkerungszahlen, gewerblich genutzte Flächen und industrielle Wertschöpfung zurückgegriffen [Gils15]. Die Strom- und Wasserstoffnachfrage im Verkehrssektor verteilt sich entsprechend der registrierten Fahrzeuge laut Kraftfahrbundesamt. Der industrielle Wasserstoffbedarf wird entsprechend dem Prozesswärmebedarf verteilt. Die übrige Stromnachfrage wird entsprechend der Bevölkerung verteilt.

Erzeugungsseitig geht der heutige Anlagenbestand an Kraftwerken, Netzen und Speichern für das Ausgangsjahr 2020 in REMix ein (siehe Anhang 12.8). Diese werden unter Berücksichtigung heutiger Standorte auf die Regionen verteilt. Durch die Veränderung der Nachfrage und die Außerbetriebnahme alter Anlagen verändert sich der Kraftwerkspark im Laufe der Szenariojahre. Diese Veränderung ist im Wesentlichen Teil der Modellierungsergebnisse, wird jedoch durch einige exogene Vorgaben eingeschränkt. So wird für Laufwasserkraftwerke von konstanten Kapazitäten bis ins Jahr 2050 ausgegangen. Die heute vorhandenen Wasser-, Wind- und Photovoltaikkapazitäten werden ebenfalls festgesetzt, entsprechend der Annahme eines Ersatzes am Ende der Lebensdauer. Für die bestehenden konventionellen Kraftwerke und KWK-Anlagen sind vereinfachte Sterbelinien angenommen. Diese berücksichtigen die deutschen Pläne des Kernkraft- und Kohleausstiegs. Der modellendogene Ausbau umfasst Wind- und PV-Anlagen, Biomasse- und Gas-KWK, sowie Gasturbinen und GuD-Anlagen ohne Wärmeauskopplung. Mit Blick auf die aktuellen Planungen und geringe Akzeptanz in Deutschland werden Kraftwerke mit Abscheidung und Speicherung von CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS) nicht in Betracht gezogen.

Der Zubau von Lithium-Ionen-Batteriespeichern ist ebenfalls möglich, während für Pumpspeicher ein geringer Ausbau von heute 6,5 GW auf 7,6 GW in 2050 exogen angenommen ist. Für den Strombedarf im Verkehrssektor (siehe Tabelle 4-3 und Tabelle 4-4) ist angenommen, dass nur jener von vollelektrischen und hybridelektrischen Pkws für ein gesteuertes Laden in Frage kommt. Weiterhin wird der Anteil des flexiblen Ladens auf 60%, jener der Rückspeisung ins Stromnetz (V2G) auf 20% der Fahrzeuge beschränkt. Die Bereitstellung der Brennstoffnachfrage des Luft- und Schiffverkehrs wird in REMix als einziges wesentliches Element des Energiesystems nicht berücksichtigt.

Für das Stromtransportnetz gehen die heutigen Leitungskapazitäten ebenso wie der im Rahmen des Netzentwicklungsplans [RPMK17] und TYNDP (Ten Year Network Development Plan, [Ents15b]) geplante Ausbau ein. In den Szenariojahren 2040 und 2050 können darüber hinaus 5 GW pro Kuppelstelle zwischen Modellregionen und Dekade modellendogen zugebaut werden. Diese Einschränkung vermeidet das sprunghafte Ansteigen der Leistungskapazität, ihre Auswirkung wird im Rahmen der Sensitivitätsanalysen geprüft. Die Auslegung der verschiedenen Technologien zur flexiblen Sektorenkopplung ist ein wichtiger Untersuchungsgegenstand der REMix-Anwendung. Folglich werden u.a. die Kapazitäten von Speichern für Wasserstoff

und Wärme, elektrische Wärmeerzeuger, Elektrolyseure und Wasserstofftransportleitungen modellendogen bestimmt (siehe Abbildung 4-2). Eine Bauzeit von Anlagen wird nicht in Betracht gezogen; wenn das Modell also eine Investitionsentscheidung trifft steht die entsprechende Anlage ab dem ersten Tag des betrachteten Jahres zur Verfügung.

Die Nutzung erneuerbarer Energiequellen ist entsprechend der verfügbaren Potenziale begrenzt. Diese sind für die betrachteten Modellregionen in Tabelle 4-8 zusammengefasst.

Tabelle 4-8: Übersicht der in REMix berücksichtigten Potenziale erneuerbarer Energiequellen aufgeteilt auf die betrachteten Modellregionen

	PV in MW (peak)	Wind an Land in MW (el)	Wind auf See in MW (el)	CSP in MW (th)	Lauf- was- ser in MW	Fest e Bi- o- mas se in TWh (chem)	Bio- me- than in TWh (chem)
Baden-Württemberg	64.455	13.501	0	0	852	10,5	3,6
Bayern	78.456	22.037	0	0	2.393	14,9	5,2
Berlin_Brandenb_SachsenAnh	78.216	15.478	0	0	37	6,7	0,0
Bremen_Niedersachsen	66.645	15.906	40.221	0	79	10,0	3,4
Hamburg	7.884	137	0	0		1,1	0,8
Mecklenburg-Vorpomm.	19.032	8.240	14.341	0	4	6,7	2,3
Nordrhein-Westfalen	101.352	7.747	0	0	192	14,8	5,1
Saarland_Rheinl-Pfalz_Hessen	69.147	12.063	0	0	359	10,1	0,1
Schleswig-Holstein	21.795	10.041	17.400	0	10	3,2	1,1
Thüringen_Sachsen	58.992	11.758	0	0	286	15,1	5,2
Österreich	68.475	29.838	0	0	9.304	22,3	1,7
Belgien-Luxemburg	122.892	7.033	5.579	0	224	8,9	1,7
Tschechien	93.009	27.655	0	0	508	18,5	8,7
Dänemark-Ost	22.479	2.772	102.884	0	0	1,5	1,5
Dänemark-West	36.096	12.503	20.891	0	12	1,5	2,7
Frankreich	534.117	219.932	251.981	16.840	16.935	74,0	42,6
Italien	286.398	123.588	165.276	102.622	16.342	30,2	20,0
Niederlande	86.094	10.638	91.845	0	68	5,2	13,4
Norwegen	1.8051	137.949	383.388	0	20.500	18,2	0,00
Polen	211.923	117.655	49.789	0	1.652	52,1	15,1
Schweden	108.075	178.422	220.297	0	17.311	61,4	2,5
Schweiz	12.033	14.158	0	0	7.085	11,6	1,2

Die stündlichen Stromerzeugungszeitreihen für Wind-, Solar- und Wasserkraft wurden mit dem DLR-Modell REMix-EnDAT [Scho12] ermittelt. Dabei wird auf Daten des Wetterjahrs 2006 zurückgegriffen, das eine im Vergleich der letzten 15 Jahre eher durchschnittliche Wind- und Solarstromerzeugung aufweist.

Die Nachfrageprofile für Strom werden entsprechend der von der ENTSO-E veröffentlichten Netzlast im Jahr 2006 angenommen [Ents00], es erfolgt keine Berücksichtigung regional unterschiedlicher Lastprofile in Deutschland. Die Wärmenachfrage wird gemäß [Gils15] auf die Stunden des Jahres verteilt. So orientiert sich die industrielle Prozesswärme an Produktionszyklen, während die Raumwärmenachfrage durch den Verlauf der Lufttemperatur bestimmt wird. Der Wärmebedarf der Gasvorwärmung (siehe dazu Abschnitt 5.4.1 und 5.5.1) verläuft entsprechend der Gasnachfrage. Diese wird durch Überlagerung der Zeitreihen für Raumwärme- und Prozesswärmenachfrage unter Berücksichtigung des sektoralen Verbrauchs im Szenario approximiert. Die Nachfragezeitreihen der Batterieelektrofahrzeuge wurden entsprechend [GCC19] berücksichtigt.

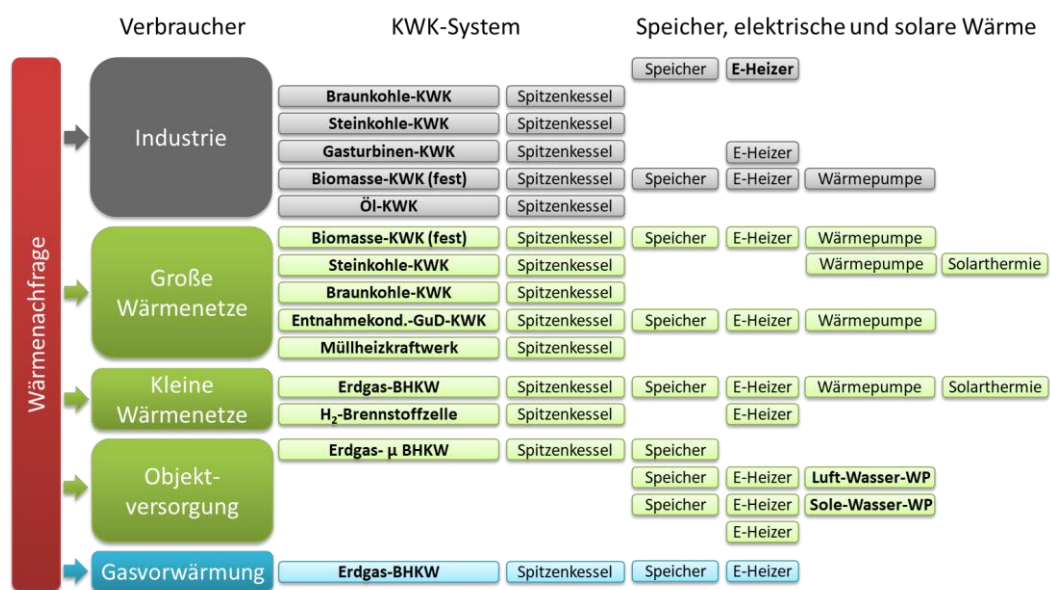


Abbildung 4-3: Abbildung der Wärmeversorgung in REMix in den untersuchten Szenarien. Hervorgehoben sind die Hauptversorgungstechnologien. Diese können modellendogen um die weiteren Versorgungskomponenten ergänzt werden.

Die Flexibilisierung der Wärmeerzeugung ist ein Fokus der Modellanwendung, weswegen eine Vielzahl von Technologien in Betracht gezogen wird (siehe Abbildung 4-3). Dabei werden verschiedene Verbraucherklassen berücksichtigt, die sich im Modell durch die unterschiedlichen Nachfrageverläufe unterscheiden. Eine große Breite an Technologien ergibt sich zudem aus der Berücksichtigung unterschiedlicher Anlagengrößenklassen und Brennstoffen bei der KWK. Die durch die verschiedenen Wärmetechnologien bereitzustellende Wärmemenge ist durch die Szenarien vorgegeben. Dies bezieht sich jeweils auf die Hauptversorgereinheit, welche meistens eine KWK-Technologie, in einzelnen Fällen aber auch elektrische Wärmeerzeuger. Diese Hauptversorger können modellendogen durch weitere Wärmeerzeuger – Elektro-/Elektrodenheizkessel, Wärmepumpen, Solarthermieanlagen und konventionelle Spitzenkessel – sowie durch thermische Speicher ergänzt werden. Bei der Optimierung der Kapazitäten – welche auch die Hauptversorgereinheit einschließt – muss zur Besicherung der Wärmeversorgung sichergestellt sein, dass die summierte Wärmeerzeugungsleistung mindestens doppelt so groß wie die zu deckende thermische

Spitzenlast ist. Hierbei sind die Wärmenetzverluste nicht berücksichtigt. Der stündliche Einsatz der verschiedenen Komponenten ist ebenfalls Ergebnis der Optimierung. Die jeder Hauptversorgereinheit prinzipiell zur Verfügung stehenden Komponenten sind in Abbildung 4-3 dargestellt. Die Möglichkeit einer Flexibilisierung konzentriert sich auf die Technologien die gemäß den Szenarien zukünftig einen besonders großen Beitrag zur Wärmeversorgung leisten werden. Mit Blick auf Einschränkungen bei der Verfügbarkeit von Platz sind Wärmespeicher im erlaubten Zubau begrenzt (siehe Tabelle 4-9).

Tabelle 4-9: Maximale Wärmespeichergößen, relativ zur thermischen Nachfragespitze.

Technologien	2020	2030	2040	2050
Wärmepumpenspeicher in Gebäuden	0,5	1	1,5	2
Wärmenetzspeicher	2	5	8	12
Speicher von Objekt-KWK	1	2	3	4
Speicher in Gasvorwärmanlagen	6	6	6	6
Speicher von industrieller KWK	0,5	1	1,5	2

Auch der Zubau von Wärmepumpen in Wärmenetzen ist aufgrund der benötigten Erschließung von Wärmequellen teilweise eingeschränkt. Ihre thermische Leistung ist gegenüber der thermischen Spitzenlast beschränkt auf 0,1 in 2020, 0,2 in 203, 0,35 in 2040 und 0,5 in 2050. Die Wirkung dieser Begrenzungen wird im Rahmen der Sensitivitätsanalyse betrachtet (siehe Abschnitt 4.2.3 und Kapitel 5.2).

4.2.3 Szenariovarianten

Ergänzend zu den beiden Rahmenszenarien wurde eine Reihe von Varianten mit REMix analysiert. Dabei wurden abweichende Pfade der Technologieimplementierung betrachtet, sowie zentrale Technologie- und Szenarioannahmen verändert, um deren Auswirkung zu verstehen und quantifizierbar zu machen. Im Fokus der Szenariovarianten steht die Variation der Erzeugungs- und Importoptionen für Strom und Wasserstoff, die verstärkte Nutzung aufkommender Energietechnologien (dezentrale Batteriespeicher, Wärmenetzspeicher, Großwärmepumpen) sowie die techno-ökonomischen Parameter der Technologien im Gassystem. Die Definition der Varianten findet sich in Tabelle 4-10. Aufgrund der deutlich stärkeren Ausprägung der Sektorenkopplung beschränkt sich die Betrachtung der Varianten auf das Szenario THG95. Zudem wird nicht für alle Varianten der komplette myopische Pfad gerechnet, da die fokussierten Technologien erst in einer späteren Phase der Transformation relevant werden. Dies ist beispielweise bei der Methanisierung der Fall, oder dem endogenen Stromnetzausbau, der erst ab dem Jahr 2040 betrachtet wird.

Tabelle 4-10: Definition der mit REMix untersuchten Varianten von Szenario THG95.

Bezeichnung	Eigenschaften
Prosumage	Der Zubau von PV-Anlagen ist direkt mit dem Zubau von dezentralen Batteriespeichern verknüpft. Deren Speicherkapazität entspricht im Szenariojahr 2020 einer Stunde der Spitzenleistung der PV-Anlagen, und steigt bis 2050 kontinuierlich auf vier Stunden an. Die Kosten der Speicher werden berücksichtigt.
CO ₂ -Kosten	Der Methanisierung steht kein kostenloses CO ₂ zur Verfügung. Stattdessen fallen 50 €/MWh an, bezogen auf den Energiegehalt des Methans.
Groß-WP+	Wärmepumpen können unbegrenzt in Wärmenetzen zugebaut werden.
Stromnetz+	Es können in den Jahren 2040 und 2050 unbegrenzte Stromübertragungskapazitäten zwischen den Modellknoten endogen zugebaut werden.
Stromnetz-	Es können auch in den Jahren 2040 und 2050 keine Stromübertragungskapazitäten zugebaut werden.
Import-	Der erlaubte Stromimport wird von 20% auf 2% der Nachfrage reduziert.
MethanFLH	Die Methanisierung muss mit mindestens 8000 Volllaststunden pro Jahr betrieben werden, entsprechend einem gleichmäßigen Anlagenbetrieb
ImportE-Fuel	Dem System steht der Import von emissionsfreien H ₂ zum Preis von 28 €/MWh, bezogen auf den H ₂ -Energiegehalt, zur Verfügung. Bei Tests mit Preisen von 35 €/MWh wurde kein Import realisiert.
SaisonalerWS	Es gibt keine Größenbeschränkung beim Zubau von Wärmespeichern in Wärmenetzen, die z.B. aus Platzverfügbarkeit resultieren könnten
SOEC	Es wird in den Jahren 2040 und 2050 von der Nutzung der effizienteren Feststoffoxidelektrolyse ausgegangen, die Wirkungsgrade von 88% bzw. 93% aufweist, bei gleich angenommenen Investitions- und Betriebskosten
H ₂ KompEn+	Die für den Fernleitungstransport von H ₂ benötigte Kompressionsenergie ist um Faktor 5 erhöht, entsprechend einem höheren Druckniveau
Diversifizierung	Durch Reduktion der PV-Potenziale auf ein Viertel des Basiswerts werden höherer Anteile an Biomasse- und Solarthermienutzung erzwungen

4.3 Abbildung des Gassystems – Technischer Hintergrund und Datengrundlage

In MuSeKo wurden die für die Modellierung des Gassystems relevanten Aspekte der Beimischung von Wasserstoff, der Gasvorwärmung, der Gasverdichtung, Gasspeicherung, des Gastransports sowie der Einspeisung von Biometan oder synthetischem Methan zusammengetragen. Insbesondere für Betriebsmittel im Gasnetz wurde eine detaillierte neue Datengrundlage erarbeitet. Die Ausgestaltung zukünftiger Gasbeschafflichkeiten und Standards, sowie des energiewirtschaftlichen Rahmens für neue Infrastrukturen wird hingegen noch diskutiert

Das deutsche Energiesystem verfügt neben sehr dicht ausgebauten und leistungsstarken Stromnetzen auch über weit verzweigte und große Teile des Gebäudebestandes sowie des Gewerbes und der Industrie erreichende Erdgasinfrastrukturen. Diese beinhalten alle Technologien entlang der Kette über Produktion (z.B. Biogas)

oder Import, anschließend den Gastransport inklusive Verdichtung und Entspannung sowie die Gasspeicherung, bis hin zur kleinteiligen Distribution in Verteilnetzen für Endanwendungen in allen Größenordnungen.

Die vorhandenen Infrastrukturen können in dekarbonisierten Zukunftsszenarien eine zentrale Rolle bei der Verteilung von Wasserstoff oder Wasserstoff/Erdgas/Biogas-Gemischen spielen. Ihre zum Stromsystem komplementäre Verteilungsfunktion sowie die integrierte saisonale Speicherfunktion könnten sich als wertvolle Optionen erweisen, um zu Spitzenlastzeiten sehr große Energiemengen für den Wärmebedarf sowie große thermische Energiebedarfe der Industrie oder der Kraftwerke bereitzustellen.

Hierzu kann in Teilen auf vorhandene Technik zurückgegriffen werden, in Teilen können Nachertüchtigung, Umwidmung oder Neubau einiger Komponenten Optionen sein. Ein in MuSeKo adressierter Aspekt der Integration erneuerbarer Strommengen und somit der Dekarbonisierung im Kontext der Gasinfrastrukturen ist die Elektrifizierung der Gasverdichtung und der Gasvorwärmung. Des Weiteren werden die saisonale Wasserstoffspeicherung behandelt und eine anteilige Wasserstoffbeimischung in den Modellrechnungen realisiert.

Im Folgenden werden die technischen Grundlagen zum Themengebiet der Gasinfrastrukturen beschrieben, die als Basis der REMix- und MuGriFlex-Eingangsdaten dienen. Im Anschlusskapitel wird auf die Umsetzung der Modellierung eingegangen (Kapitel 4.4).

Gasinfrastruktur in Deutschland

Die Gesamtnetzlängen der öffentlichen Gaswirtschaft in Deutschland messen ca. 500.000 km. Die Gasnetzinfrastruktur lässt sich im Wesentlichen in drei Ebenen einteilen. Das Hochdrucknetz (z.B. 80 bar und darüber) transportiert Erdgas über weite Strecken (hunderte Kilometer). Das sich anschließende regionale Mitteldrucknetz verteilt das Erdgas bei z.B. 16 bar weiter. Für die feinmaschige Verteilung zu den Endanwendern wird im Niederdrucknetz lediglich ein Betriebsdruck z.B. unter 1 bar aufrechterhalten.

Für die Gas-Transportnetze veröffentlichen die Fernleitungsnetzbetreiber regelmäßig einen Netzentwicklungsplan Gas. Aktuell wurde am 01. Juli 2020 der Entwurf des NEP Gas 2020-2030 veröffentlicht [Fnbg20]. Für die feinmaschigen Mitteldruck- und Niederdrucknetze sind keine detaillierten Ausbaupläne verfügbar. Das Projekt MuSeKo behandelt den Gastransport entsprechend den hier untersuchten Modellregionen (teils kumulierter Bundesländerzuschnitt), während die unteren Netzebenen lediglich als bilanzielle Verbraucher in der jeweiligen Modellregion berücksichtigt sind.

Die im Projekt fokussierten Technologien werden in den folgenden Unterkapiteln erläutert. Im Anhang dieses Berichtes finden sich zusätzliche Detail-Informationen und Datentabellen.

4.3.1 Beimischung von Wasserstoff

Die Beimischung von Wasserstoff in die bestehenden Gasnetze ist eine der ursprünglichsten Ideen aus dem Bereich der Power-to-Gas-Technologieketten. Heute wird an einzelnen Stellen sowohl auf Gastransportnetz- wie auch auf Gasverteilnetzebene in Deutschland bereits Wasserstoff als Zusatzgas eingespeist [DvFr19] – bis dato in geringem Umfang.

Die technische Reife der eingesetzten Technologien ist im Maßstab etwa bis 10 MW Elektrolyseleistung etabliert und erprobt. Elektrolyseure, insbesondere vom Typ der PEM-Technologie, sind bis dato noch nicht im industriellen Maßstab (10 MW bis hunderte MW) realisiert worden. In Europa befinden sich Anlagen, die schrittweise auf z.B. 100 MW Elektrolyseleistung ausgebaut werden sollen, derzeit in Planung. Die unterschiedlichen Technologien einer optional nachfolgenden Methanisierungsstufe befinden sich fortwährend in Entwicklung und konnten bereits integriert in reale Versorgungssituationen demonstriert werden, beispielsweise im Projekt STORE&GO [Hori16].

Mit zunehmender Wasserstoffbeimischung reduziert sich der volumenbezogene Energiegehalt im Gasgemisch. Dies liegt im deutlich niedrigeren volumetrischen Energiegehalt des gasförmigen Wasserstoffs im Vergleich zu Erdgas (Hauptbestandteil Methan) begründet. So beträgt zum Beispiel der untere Heizwert von Wasserstoff 3,00 kWh/m³ während reines Methan 9,97 kWh/m³ im Normzustand aufweist. Die geringe Dichte von Wasserstoff führt zu einer Erhöhung des Energiebedarfs für Kompression.

Tabelle 4-11: Berechnete Veränderung der Volumen- und Energieströme durch Erhöhung des Wasserstoffanteils in einer Gastransportleitung bei Betrieb mit konstant gehaltenem chemisch gebundenem Energiestrom [JePe15].

H ₂ -Anteil %	$\dot{V}_{r,EG/H_2}$ m ³ (N)/h	$\dot{V}_{r,EG}$ m ³ (N)/h	\dot{V}_{r,H_2} m ³ (N)/h	\dot{E}_{EG/H_2} MW	\dot{E}_{EG} MW	\dot{E}_{H_2} MW
0	1.000.000	1.000.000	0	11.121	1.121	0
5	1.035.503	983.728	51.775	11.121	10.940	183
10	1.073.584	966.226	107.358	11.121	10.745	380
20	1.158.698	926.958	231.740	11.121	10.308	821
30	1.258.299	880.809	377.490	11.121	9.795	1.337
100	3.139.382	0	3.139.382	11.121	0	11.121

Um für einen konstanten Energiestrom zu sorgen, muss also mehr Gasvolumen transportiert und (nach-)verdichtet werden. Die Veränderungen des Volumenstroms sind in Abbildung 4-10 zu erkennen. Bei einem Wasserstoffanteil von 10% steigt der Volumenstrom bereits um über 7% an. Bei reinem Wasserstoff wird der notwendige Volumenstrom für den Transport der gleichen Energiemenge pro Zeit mehr als verdreifacht.

Die Einspeisung von weit überwiegend aus erneuerbarer Energie erzeugtem Wasserstoff oder synthetischem Methan in Netze der öffentlichen Gasversorgung fällt unter die Regelungen für Biogase nach Teil 1 §3 Nr. 10c Energiewirtschaftsgesetz (EnWG [Enwg05]). Mit dieser Eingruppierung gehen eine Reihe von Einspeiseprivilegien nach Teil 6 der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV [Gasn10]) einschließlich der §§ 19 Abs. 1 S. 3, 20a, 20b Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) [Albr13] einher [GöLi18].

Grundsätzlich müssen Einspeiser die Kompatibilität des eingespeisten Gases zum Gasnetz sicherstellen und Fürsorge tragen, dass die Interoperabilität des Gasnetzes gewahrt bleibt (EnWG § 49). Die Qualität des Austausch- oder Zusatzgases ist durch §§ 34 Abs. 1 S. 1, 36 Abs. 1 S. 1 GasNZV in Verbindung mit einem statischen Verweis auf die Arbeitsblätter G 260 und G 262 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) [Deut11, Deut13] geregelt. Die aktuell gültige GasNZV [Gasn10] verweist auf den DVGW-Regelwerkstand von 2007. Das nach der GasNZV aktuell maßgebliche DVGW Arbeitsblatt G 262 schreibt vor, den Wasserstoffanteil im Gasgemisch auf maximal 5 Vol.-% zu begrenzen [Deut04]. Die DVGW Arbeitsblätter sind jedoch im Jahr 2011 (G 262) und 2013 (G 260) aktualisiert worden [Deut11, Deut13]. In Zukunft (bei einer weiteren Novellierung der GasNZV) wird in Gasnetzen ein Wasserstoffgehalt im Erdgas „im einstelligen Prozentbereich“ – sprich bis unter 10 Vol.-% – in vielen Fällen unkritisch sein, allerdings wird auf einige restriktive Faktoren bzw. sensible Gasendanwendungen verwiesen [GöLi18]. Insbesondere im Industriesektor existieren technische Gasanwendungen, die nicht für den Einsatz mit hohen H₂-Konzentrationen im Erdgas vorgesehen sind. Im Bereich der Thermoprozesstechnik beispielsweise werden Gasflammen für empfindliche Produktionsprozesse eingesetzt, die auf eine am jeweiligen Standort in der Vergangenheit meist recht konstante Gasbeschaffenheit ausgelegt und eingestellt sind [Krau16, Leic17]. Insbesondere Schwankungen der Gasbeschaffenheit z.B. durch fluktuierende Wasserstoffgehalte können in vielen Fällen mit der vorhandenen Mess- und Regelungstechnik nicht kompensiert werden [Krau16, Leic17, Nowa17, ScBL18]. Die verbrennungstheoretischen Grundlagen zur Wasserstoffbeimischung werden ausführlich in [LSCA20] erläutert.

Gasturbinen sowie die größten industriellen Gaskonsumenten beziehen den Brennstoff direkt aus dem Gastransportnetz. Es wird daher in MuSeKo eine moderatere Entwicklung der tolerierten Wasserstoffkonzentration im Gastransportnetz, auch im Hinblick auf Gastransit in die Nachbarländer und darüber hinaus, unterstellt. Technische Details zu möglichen Wasserstoffzumischungen sowie Auswirkung von Wasserstoff-Zumischung ins Erdgasnetz auf industrielle Feuerungsprozesse sind in Quelle [DeGa17] zu finden.

Für die Gasverteilnetze hingegen wird angenommen, dass eine Entwicklung hin zu einer höheren Wasserstoffkonzentration stattfindet. Die Endanwendungstechnik in Haushalten verträgt grundsätzlich eine Beimischung von Wasserstoff zum Grundgas. So wurde z.B. im Projekt DomHydro Endanwendungstechnik aus dem Bestand

bis zu 30 Vol.-% H₂ getestet [EGGK15, Scha14], im Projekt THyGA sollen Anwendungen aus dem Haushalts- und dem Gewerbesektor bis über 50 Vol.-% H₂ getestet werden [EDGG20]. Weitere Projekte wie GRHYD [Theg00], HyDeploy [Posi00] oder die DVGW-Studien „Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen“ [MüHe14] oder „Sicherheitskonzept TRGI“ [GaDD18] sowie weitere theoretische und experimentelle Arbeiten widmeten sich der Beimischungsthematik für niedrigere Wasserstoffanteile (siehe Review [Scha20]). Im Bereich der Erdgas-Mobilität gilt aktuell für betroffene Verteilnetze ein H₂-Limit von 2 Vol.-% aufgrund von Materialeigenschaften von Erdgasdrucktanks im Fahrzeugbestand nach DIN 51624 (Versprödungsgefahr) [Deut08]. Technische Alternativen für diese und andere sensible Verbraucher in den Verteilnetzen liegen vor und werden im Rahmen dieses Projektes für die Zukunft als gegeben angenommen. Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) peilt für die Entwicklung des künftigen Regelwerkes zunächst „etwa 20 Volumenprozent Wasserstoffeinspeisung“ an [Deut19a]. Im Juli 2019 wurde von Avacon und DVGW für ein Gasverteilnetz in Genthin die Einspeisung von 20 Vol.-% Wasserstoff angekündigt [Erst00].

Die technische Vereinigung der europäischen Erdgasindustrie Marcogaz veröffentlichte im Herbst 2019 einen unter Beteiligung der Wissenschaft erstellten Überblick über verfügbare Testergebnisse zu Wasserstoffverträglichkeitsgrenzen in Gasinfrastrukturen und Endverbrauch [Marc19]. Wesentliche Bestandteile der Infrastrukturen und häuslichen Endanwendungen vertragen demnach H₂-Konzentrationen bis 20 Vol.-% ohne Modifikationen und darüber hinaus unter Ergreifung weiterer Maßnahmen oder Austausch (siehe Abbildung 12-8 im Anhang). Wasserstoffkonzentrationen in dieser Größenordnung werden in MuSeKo für die Zukunft in Verteilnetzen als umsetzbar angesehen.

In den folgenden Unterkapiteln wird technologiespezifisch an einigen Stellen erneut auf den Einfluss einer Wasserstoffbeimischung eingegangen.

4.3.2 Gasvorwärmung

Zur Verteilung an die Erdgasendkunden wird Gas aus dem unter hohem Druck betriebenen Transportnetz in Übernahmestationen an die regionalen Verteilnetze übergeben. In den Verteilnetzen wird es zunächst unter Hoch- oder Mitteldruck weiter transportiert und zum Zweck der feinmaschigen Verteilung zu den Endverbrauchern bis in den Niederdruck-Bereich (≤ 100 mbar) entspannt¹⁰. Bei jeder Entspannung (Expansion) kühlt sich das Erdgas-Gemisch aufgrund des Joule-Thomson-Effektes ab. Je nach zurückgelegten Strecken, Rohr-Krümmungen sowie den Eigenschaften der Rohre (insbes. Materialeigenschaften der Rohrwand), entsteht ein Druckverlust entlang des Transportweges. Dieser Druckverlust führt aber

¹⁰ Gasgeräte in Haushalten am Ende der Transportkette werden bei 20 mbar oder weniger betrieben.

nicht zu einer relevanten Abkühlung des Gases und wird durch den Wärmeaustausch des Gasgemisches mit den Leitungswandungen der Rohre mit dem umgebenden Erdboden kompensiert.

Der verbleibende Anteil der benötigten Druckreduktion zur Einspeisung in aus einer höheren in eine niedrigere Netzebene muss durch sogenannte **Gasdruck-Regelanlagen (GDRA)** erfolgen. An diesen Stationen regelt der Verteilnetzbetreiber den eingehenden Gasstrom auf den im nachgelagerten Netz benötigten Ausgangsdruck herunter¹¹. Je nach Druckdifferenz zwischen Eingangsdruck und Ausgangsdruck der GDRA kühlt sich die gedrosselte Gasmenge durch den Joule-Thomson-Effekt unterschiedlich stark ab. In günstigen Fällen bleibt die Gastemperatur ganzjährig in einem Bereich, der die Anlagenkomponenten nicht schädigen kann, z.B. über dem Gefrierpunkt, sodass Eisbildung an den Leitungen und weiteren Anlagenteilen vermieden wird, die z.B. den Betrieb von Armaturen beeinträchtigen. Innerhalb der GDRA werden typischerweise Raumheizungen betrieben sowie weitere Maßnahmen ergriffen (u.a. Isolation), um den Anfall von kondensiertem Wasser zu vermeiden und Korrosionsschäden vorzubeugen.

Sinkt die Temperatur des zu verteilenden Gases zu weit, kann es auch zur Kondensation von Wasser innerhalb der Rohrleitungen kommen und somit Korrosion auslösen. Hinzu kommt die Möglichkeit der Kondensation von Kohlenwasserstoffen wie der Methanhydratbildung, die den effektiven Innendurchmesser von Leitungen und Armaturen verengen kann. Um den genannten Effekten innerhalb und außerhalb der Leitungen vorzubeugen wird das Gas vorgewärmt bevor es entspannt wird. Dies ist insbesondere bei größeren Entspannungsanlagen nötig, in der Regel bei Druckdifferenzen von mehr als 16 bar zwischen Eingangs- und Ausgangsdruck der GDRA.

Die Erdgasvorwärmung [TaSB12] erfolgt indirekt durch die Erwärmung von Wasser mittels Verbrennung eines Teilvolumenstromes des Gases und geeignete Wärmetauscher. Da Gasdruck-Regelanlagen bis auf Ausnahmen redundant ausgeführt sind, werden alle relevanten Anlagenteile pro Anlagenschiene vorgesehen.

Abbildung 4-4 zeigt ein Schemadiagramm der Erdgasvorwärmung. Entlang des Gasstromes sind der Gasdruck und die Gastemperatur abgebildet. Im ersten Prozessschritt erfolgt die Erhöhung der Gastemperatur durch den Wärmeübertrager. Im zweiten Schritt entspannt das Gas-Druckregelgerät das Gas auf den Zieldruck. Dabei senkt der Joule-Thomson-Effekt die Gastemperatur ab. Die Ausgangstemperatur wird zur Regelung der Vorwärmleistung eingesetzt.

¹¹ Auch werden diese Stationen genutzt, um die Odorierung des Erdgases d.h. die Zugabe von Duftstoffen vorzunehmen, die es jedem Verbraucher in Verteilnetzen ermöglichen, Leckagen zu erkennen. Im Transportnetz hingegen wird das Gas ohne Zugabe von Odoriermitteln transportiert.

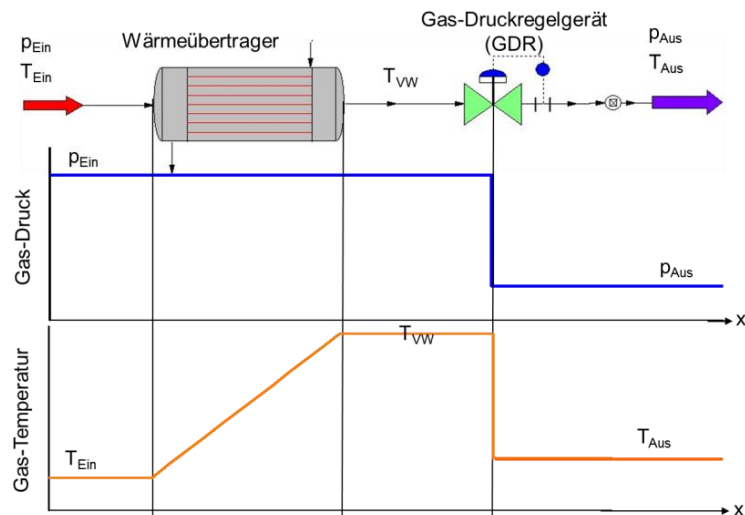


Abbildung 4-4: Schematische Darstellung der Erdgas-Vorwärmung [Deut15, TaSB12].

Technische und betriebliche Hintergründe zur Gasdruckregelung finden sich bei Naendorf (Hrsg.) et al. [Naen10]. Das zugehörige technische Regelwerk ist im Arbeitsblatt DVGW G 499 (A) „Erdgas-Vorwärmung in Gasanlagen“ beschrieben [Deut15].

Option zur Elektrifizierung der Gasvorwärmung

Eine Elektrifizierung des deutschen Anlagenbestandes zur Erdgasvorwärmung ist technisch möglich. Wesentliche Anlagenkomponenten könnten weiterverwendet werden. Eine Umrüstung würde dem Erdgassystem die Möglichkeit eröffnen, Eigenverbräuche von Erdgas und damit verbundene Emissionen des Gastransports zu reduzieren¹². Es gilt jedoch einige Feststellungen zu beachten, die im Folgenden ausgeführt werden.

- Redundante Schienen: Aufgabe der Gasnetzbetreiber ist die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit. Dazu werden strenge Sicherheitsmaßnahmen ergriffen, zu denen die redundante Auslegung systemrelevanter Anlagen zählt. Für Gasdruck-Regelanlagen bedeutet dies, dass in der Regel mindestens zwei Schienen vorhanden sind, die gänzlich unabhängig voneinander betrieben werden können. Im Fall von Wartungs-, Reparaturarbeiten oder Störungen an einer Schiene wird der fortlaufende Betrieb der redundanten Schiene nicht gestört.
- Weiterverwendung von Anlagenkomponenten: Eine Elektrifizierung des Anlagenbestandes zur Erdgasvorwärmung muss nicht mit Neubauten der Gasdruck-Regelanlagen einhergehen. Vielmehr können wesentliche Komponenten bei geeigneter Auslegung der elektrischen Wärmeerzeuger weiterverwendet werden. Hierzu zählen insbesondere alle gaseitigen Installationen inklusive der Wasser-Gas-Wärmetauscher. Auch Gaskessel zur Wassererwärmung könnten aus genannten Gründen (Redundanz) weiter im Stand-By-Zustand gehalten werden. Die elektrische Wassererhitzung ist demnach als zusätzliche Anlagenkomponente zu verstehen, die unabhängig vom Gaskessel angesteuert werden kann.

¹² Z.B. unter der Prämisse, dass überwiegend EE-Strom eingesetzt würde.

- **Bivalente Auslegung und Fahrweisen:** Die bivalente Ausrüstung mit sowohl erdgasbasierten als auch elektrischen Vorwärmmethoden ermöglicht es den Anlagenbetreibern, flexibel auf (Strom-) Netzsignale bzw. auf sich zeitlich stark ändernde Angebote erneuerbarer Strommengen zu reagieren. In Zeiten starker EE-Stromproduktion könnte das Erdgas elektrisch vorgewärmt werden. Große Vorwärmanlagen können perspektivisch auch als Teilnehmer am Regelenergiemarkt infrage kommen, da sie negative Regelenergie bereitstellen können. So könnte das Erdgas bei erhöhtem EE-Angebot vorgewärmt werden, während in Zeiten mangelnder EE-Erzeugung die erdgasbasierte Vorwärmung angewendet würde.
- **Einzelfallprüfung:** Zur Elektrifizierung der Betriebsmittel der Erdgasvorwärmung müssen die Anlagenauslegungen von Einzelfall zu Einzelfall überprüft werden. Für die Netzbetreiber muss geklärt werden, welche Abstände zum ersten Erdgaskunden im Verteilnetzgebiet vorliegen und erörtert werden, welche Erdgastemperaturen dort zulässig sind. Ein Grund hierfür ist der Einfluss der Gastemperatur auf die Gasmengenmessung bei den Endverbrauchern. Insbesondere bei Industriekunden kann es vertraglich vereinbarte Temperaturfenster geben, die nicht nur für die Mengenummessung für die Abrechnung relevant sind, sondern auch Industrieprozesse direkt beeinflussen. Neben den Leitungslängen und Durchmessern auf dem Weg zu den ersten Kunden im Verteilnetzgebiet spielt auch das eingesetzte Material, dessen Wärmeleiteigenschaften sowie die durchschnittliche örtliche Bodentemperatur eine Rolle.
- **Integration von Umweltwärmequellen:** Für eine Neuauslegung von Erdgasvorwärmungsanlagen kommt auch der Einsatz erneuerbarer Energie in Form von Umweltwärmequellen infrage, die am Ort der GDRA erschlossen werden. Umweltwärmequellen wie Solarthermie und Geothermie sind jedoch abhängig von lokalen Bedingungen. Insbesondere ist das lokale Geothermiepotenzial zu nennen. Die benötigte Bohrtiefe und der damit verbundene technische Aufwand zur Erreichung einer bestimmten Vorlauftemperatur wirken sich wesentlich auf die Erschließungskosten und den erreichbaren Nutzen aus. Eine Herausforderung bei der Planung einer integrierten Umweltwärme/Power-to-Heat-Gasvorwärmung ist die sinnvolle Dimensionierung der Wärmetauscher. Würden in einer neu gebauten Anlage wesentlich größere Wärmetauscher vorgesehen, könnten Umweltwärmequellen, die Wärme auf einem niedrigeren Temperaturniveau liefern, effektiver eingesetzt werden. Bei Beibehaltung der Wärmetauscher in Bestandsanlagen muss dasselbe Temperaturniveau des zur Vorwärmung eingesetzten Wassers erreicht werden wie vor der Umrüstung. Wärmepumpen können eingesetzt werden, um in einem gewissen Rahmen eine Temperaturerhöhung der Vorlauftemperatur der Umweltwärmequelle zu erzielen. Auch Erdgaswärmepumpen könnten hierbei alternativ zur elektrischen Wärmepumpe eingesetzt werden. In Spitzenlastzeiten deckt weiterhin der klassische Erdgaskessel den Wärmebedarf ab.
- **Größenordnung des Elektrifizierungspotenzials:** Der Eigenverbrauch der Gasinfrastruktur für die Vorwärmung des Erdgases bei der Entspannung zur Übergabe

in die Verteilnetzebene beträgt etwa 0,05% bis 0,07% der transportierten Gasmenge. Die untere Grenze kann erreicht werden, wenn alle in Betrieb befindlichen Gasdruck-Regelanlagen in optimierter Fahrweise, d.h. mit einer Austrittsgastemperatur von höchstens 5 °C betrieben werden¹³. Der wartungsarme Betrieb von Gas-Druckregelanlagen und der bereits geringe Ausgangswert des Gas-eigenverbrauchs erzeugen derzeit keinen großen Innovationsdruck bei den Betreibern, sodass aktuell noch ein deutlicher Teil der Anlagen im Feld mit höheren Ausgangstemperaturen betrieben werden, z.B. 10 °C oder 15 °C. Vorwärmanlagen unterliegen außerdem in vielen Fällen der Saisonalität der Heizperiode, außerhalb derer sie sich häufig außer Betrieb befinden. Außerhalb der Heizperiode stehen sie daher als mögliche Senken für erneuerbaren Strom nicht zur Verfügung.

Grundsätzlich könnten Vorwärmanlagen in Abhängigkeit des Angebots erneuerbarer Strommengen flexibel entweder Strom oder ein Teil des transportierten Gases für die Wärmeerzeugung einsetzen und somit ein Flexibilitätspotenzial für die Integration erneuerbarer Strommengen darstellen. Eine Abschätzung der Größenordnung des deutschen Power-to-Heat Potenzials durch eine Elektrifizierung der Gasvorwärmung an GDRM-Anlagen erfolgt unter folgenden Annahmen:

- Ca. 900 TWh ausgespeiste Arbeit pro Jahr
- Ca. 50% der Erdgasmenge werden vorgewärmt
- $\Delta p = 44$ bar Entspannung von durchschnittlich 60 bar auf 16 bar
- 0,05 % Eigenverbrauch für diese Druckdifferenz

Es ergeben sich:

- Ca. 225 GWh/a als abgeschätzte benötigte Energiemenge für die Gas-Vorwärmung in Deutschland

Nimmt der Gasbedarf in Deutschland im Zuge der Energiewende ab, reduziert sich auch der Vorwärmenergiebedarf. Für die kleinsten heute in Betrieb befindlichen Vorwärmanlagen würde bei abnehmendem Gasdurchsatz die Notwendigkeit der Gasvorwärmung gänzlich entfallen, da der Wärmetausch mit der Umgebung bzw. dem Erdreich im Fall kleiner entspannter Gasmengen wie oben erläutert ausreichend ist. Sinkende Gastransportmengen könnten im Durchschnitt niedrigere Drücke in den Leitungen nach sich führen, was die zu realisierende Druckdifferenz bei der Gasentspannung und den daraus folgenden Vorwärmenergiebedarf zusätzlich reduzieren würde.

Das Potenzial der elektrischen Gasvorwärmung als Flexibilitätsoption für das stromseitige Energiesystem erscheint im Rahmen der obigen Abschätzung stark begrenzt. Zum Vergleich der Größenordnungen: Bereits 2017 lag die Ausfallarbeit durch Abregelung erneuerbarer Strommengen bei 5.518 GWh [BuBu19]. Im Vergleich hierzu ist der Energiebedarf für Gasvorwärmung in Deutschland sehr

¹³ Auch noch niedrigere Austrittsgastemperaturen z.B. bis kurz über dem Gefrierpunkt sind möglich, um eine Minimierung der eingesetzten Vorwärmenergie zu erreichen. Typischerweise wird im Feld jedoch auf +5°C geregelt.

gering. Im Projekt MuSeKo wird diese Elektrifizierungsoption dennoch in vereinfachter Weise im Modell implementiert (siehe Abschnitt 4.4.1).

- **Einfluss der Beimischung von Wasserstoff:** Bei einer Beimischung von Wasserstoff in die Erdgasinfrastrukturen fällt kein zusätzlicher Gasvorwärmbedarf an, im Gegenteil, er reduziert sich, da Wasserstoff einen negativen Joule-Thomson-Koeffizient besitzt (d.h. Wasserstoff erwärmt sich im Gegensatz zu Erdgas bei einer Entspannung). Eine beispielhafte Berechnung der isenthalpen Drosselung ergibt für ein Russland-H-Gas/Wasserstoff-Gemisch mit 10 Mol % Wasserstoffanteil eine Abnahme des Vorwärmenergiebedarfes in Höhe von 17% (gleichbleibende Leistung des Gasvolumenstromes und weitere Randbedingungen wie Drücke und Temperaturen vorausgesetzt). Im Fall einer 20 Mol-% Wasserstoffbeimischung wird bereits ein Rückgang des Vorwärmbedarfes um 34% erreicht¹⁴. Diesem Umstand abnehmender Vorwärmbedarfe könnten bei gleichbleibendem Energietransportbedarf höhere Betriebsdrücke entgegenwirken, die nötig sein könnten, um dem durch die Wasserstoffbeimischung abnehmenden Energiegehalt des Gasgemisches durch höhere Transportmengen entgegenzuwirken.

4.3.3 Gasverdichtung

Verdichter werden sowohl beim Gastransport als auch bei der Speicherung zur Druckerhöhung benötigt. Je nach Einsatzgebiet werden Kolben- oder Turboverdichter eingesetzt. Kriterien für die Auswahl sind der Ansaugvolumenstrom und der zu erzielende Enddruck. In Abbildung 4-5 sind die Einsatzgebiete der Verdichtertypen aufgetragen.

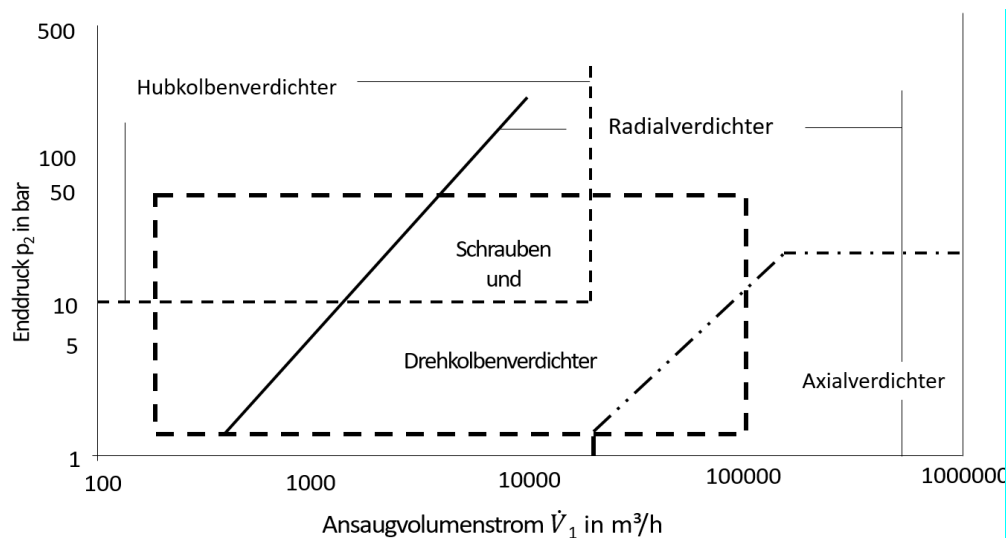


Abbildung 4-5: Auswahlkriterien Gasverdichter; nach [Cele16]

¹⁴ ChemCAD Berechnungen des GWI; je nach Näherungen und angenommenem Grundgasgemisch können sich einige Prozent Abweichung von den genannten Werten ergeben.

Radialverdichter bestehen aus einem rotierenden Schaufelrad, das die Gasmoleküle in Transportrichtung beschleunigt sowie einem feststehenden Diffusor.

Bei Kolbenverdichtern wird das Gas dagegen in einem abgeschlossenen Raum verdichtet. Bei zurückgezogenem Kolben wird Gas angesaugt und anschließend durch die Kolbenbewegung verdichtet, bevor das Auslassventil geöffnet wird und der Vorgang wiederholt wird.

Radialverdichter eignen sich durch die kontinuierliche Verdichtungsarbeit vor allem für hohe Volumenströme, mit Kolbenverdichter können hingegen höhere Druckdifferenzen erreicht werden.

Alle Bauformen werden kombiniert mit einer Antriebseinheit, die durch Einsatz von Brennstoff (einem Teil des transportierten Gases) oder den Einsatz elektrische Energie die kinetische Energie für die Verdichtung der Gasmoleküle bereitstellt.

Transportverdichter

Beim leitungsgebundenen Gastransport kommt es aufgrund von Rohrreibungsverlusten stets zu einem Druckabfall entlang des Transportweges. In Gasfernleitungsnetzen erfolgt daher ca. alle 250 km eine Druckerhöhung, die durch Verdichterstationen realisiert wird. Auch die Verknüpfungen unterschiedlicher Transportleitungen unterschiedlichen Druckniveaus wird auf diese Weise umgesetzt. Typische Druckverhältnisse bei der Nachverdichtung bis zu einem Faktor 2 ($p_2/p_1 < 2$) werden durch Turboverdichter sehr gut erfüllt [HHKW17].

Der Antrieb der Turboverdichter kann durch Gasturbinen oder elektrische Motoren (siehe unten) realisiert werden. Die Gasturbinen können direkt mit dem transportierten Gas angetrieben werden, was eine hohe Verfügbarkeit zu Folge hat. Oft sind Gasturbine und Verdichter auf derselben Welle angeordnet, so dass auf ein Getriebe verzichtet werden [HHKW17].

- Elektrifizierung von Antriebseinheiten der Gasverdichtung (Power-to-Compression): Ein Großteil der derzeit verwendeten Verdichter wird über Gasturbinen angetrieben. Es ist technisch jedoch möglich, alle Antriebe elektrisch auszuführen. Bereits heute befinden sich elektrisch angetriebene Gasverdichter in einigen Verdichterstationen im Einsatz. Voraussetzung ist dabei eine zuverlässige Stromversorgung. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist die redundante Energieeinspeisung von zwei unabhängigen Versorgungsstellen einzurichten. Für die nachträgliche elektrisch angetriebene Ausstattung einer Verdichterstation sollte eine Direktanbindung mit mindestens 20 kV direkt vom Umspannwerk verlegt werden. Die Ausfallsicherheit sollte z.B. falls möglich durch unterirdische Verkabelung erreicht werden. Es muss keine gasbetriebene Redundanz für die elektrisch angetriebenen Verdichter vorhanden sein. So ist z.B. die Verdichterstation Warburg rein elektrisch betrieben. Je nach Anwendungsfall werden in einigen Fällen bereits installierte Gasturbinen als Redundanz für Elektromotoren genutzt [HHKW17].

Elektromotoren als Antriebseinheit der Gasverdichter bieten eine Reihe von Vorteilen. Sie verursachen lokal keine Emissionen und lassen sich mit erneuerbarem Strom betreiben. Sie haben einen geringeren Platzbedarf als die herkömmliche Technik. Genehmigungsverfahren werden durch diese Punkte erleichtert. Zudem sind sie gut geeignet für einen Start/Stopp-Betrieb, haben einen geringeren Wartungs- und Reparaturaufwand und einen höheren Wirkungsgrad. Durch die langen erwarteten Lebenszeiten von bis > 20 Jahren spielen auch zukünftig erwartete Einsparungen z.B. von CO₂-Zertifikatskosten bereits heute eine Rolle.

Elektromotorische Verdichter gibt es im Leistungsbereich bis ca. 15 MW im Rohr montiert. In diesen Fällen entfällt die Notwendigkeit eines Getriebes. Größere Leistungen werden mit Getrieben und Radialverdichtern ausgeführt.

Für eine typischen 250 km langen Ferngasleitungsabschnitt liegt der Energieaufwand für die Verdichtung des Erdgases bei ca. 0,05% der transportierten Energiemenge [JePe15]. Tatsächlich ist der Energieverlust für den Langstrecken-Gastransport stark abhängig von der Auslastung der Pipelines, sowie der Durchmesser, Materialbeschaffenheit der inneren Oberfläche und kleinerer Einflussfaktoren wie geografischer Verlauf und Anzahl und Ausgestaltung der Winkel. Die für die Nachverdichtung benötigten Energiemengen können insbesondere um ein Vielfaches höher als durchschnittliche Werte ausfallen, wenn Leitungen in seltenen Fällen unter Volllast betrieben werden, während typische Teillast-Betriebszustände mit geringeren Verdichtungsbedarfen einhergehen. Im Rahmen von MuSeKo werden keine dynamischen Verdichtungsbedarfe simuliert, sondern durchschnittliche Verluste für die Nachverdichtung in zwischen jeweils zwei benachbarten Modellregionen verbindenden Ferngasleitungen angenommen (4.4.3).

- **Einfluss einer Wasserstoffbeimischung:** Um für einen konstanten Energiestrom zu sorgen, muss mehr Gasvolumen transportiert werden. Die Veränderungen des Volumenstroms wurden in Tabelle 4-11 gezeigt. Eine Erhöhung des Volumenstroms hat zwangsläufig eine Erhöhung der Verdichterleistung zur Folge. Diese wird durch eine höhere Drehzahl realisiert. Speziell für reinen Wasserstoff ausgelegte Verdichter verfügen zudem über angepasste Geometrien. Die Auswirkungen der Wasserstoffbeimischung auf die Verdichterleistung wird zum Beispiel in [JePe15] diskutiert. Für 10 vol.-% Wasserstoffanteil erhöht sich die benötigte Leistung bereits um ca. 25%. Bei 30 vol.-% H₂ wird die Leistung bereits fast verdoppelt.
- **Speicherverdichter:** Die Gasverdichtung für die Einspeisung in Untergrundgasspeicher wird anders ausgelegt als im Fall der Verdichterstationen des Gastransportnetzes. Der Grund hierfür ist, dass je nach örtlichen Gegebenheiten deutlich höhere Druckverhältnisse (z.T. bis über $p_2/p_1 = 4$) zu erzeugen sind. Als Speicherverdichter kommen daher anstelle der oben beschriebenen Turboverdichter bevorzugt (aber nicht ausschließlich) Kolbenverdichter zum Einsatz [HHKW17]. Kolbenverdichter verfügen über einen größeren regelbaren Teillastbereich und können hohe Verdichtungswirkungsgrade bis 90% erreichen. Sie bringen auf der anderen Seite aber erhöhten Wartungs- und Reparaturaufwand und dadurch geringere Verfügbarkeit mit [HHKW17]. Häufig ist für die Einspeicherung von Gasen

in Kavernen - gerade wenn große Druckdifferenzen zur Einspeicherung zu bewältigen sind - eine mehrstufige Verdichtung inklusive Zwischenkühlung des Gases nötig. Grundsätzlich bieten Speicherstandorte im Sommer Power-to-Compression-Potenziale, während im Winter Power-to-Heat-Potenziale für die Gasvorwärmung vor der Gasentspannung vorhanden sind. Sie bieten daher in beiden Situationen eine theoretische Senke für erneuerbare Strommengen.

- **Gaskühlung:** Der zusätzliche Energiebedarf für eine Gaskühlung im Fall großer Druckdifferenzen (i.d.R. mehrstufige Verdichtung) wird in MuSeKo nicht betrachtet. Energiebedarf für die Gaskühlung fällt in der Regel ab 50°C Gastemperatur an. Die Kühler sind nicht permanent im Einsatz, lediglich an den Kopf-Verdichterstationen mit hohen zu bewältigenden Druckdifferenzen fallen hohe ganzjährige Kühlbedarfe an. Bei geringeren Nachverdichtungsbedarfen (ca. bis Faktor 1,2 im Druck), wie zum Beispiel einer Verdichtung von 50 bar auf 60 bar braucht in der Regel nicht gekühlt werden.
- **Verdichtung in MuSeKo:** Verdichtung wird vereinfacht in REMix abgebildet. Es wird keine gastechnische Abbildung der verdichteten Gasmengen realisiert, sondern typische Druckdifferenzen und weitere durchschnittlich auftretende Parameter auf die Modellregionen angewendet. Die in Abbildung 4-6 dargestellten Verdichterstandorte wurden in REMix importiert und als Status Quo für die zukünftigen Modelljahre fortgeschrieben. Die installierten Leistungen wurden aus Literatur sowie Betreiberabfragen /-Interviews zusammengetragen und im Fall der gasbetriebenen Anlagen zusätzlich mit Informationen aus den CO₂-Emissionsdaten der deutschen Emissionshandelsstelle DEHSt validiert [Umwe00]. Die Analyse ergab Anlagenauslastungen in einer sehr großen Spanne zwischen 0 und 57% im Jahr 2016 und zwischen 0 und 86% im Jahr 2013. Im Durchschnitt lag die Auslastung der einzelnen Verdichtereinheiten in den Jahren 2013-2016 zwischen 10,3% und 15,4%.
- **Größenordnung des Elektrifizierungspotenzials:** Die maximale theoretische Höhe des Elektrifizierungspotenzials der Gasverdichtung (Power-to-Compression) kann wie folgt abgeschätzt werden. Die insgesamt ca. 2.500 MW installierten Verdichterleistungen aus dem Bereich Gastransport sind im Durchschnitt zu maximal 15% ausgelastet. Unter der groben Annahme ganzjährig konstanter Betriebsweisen ergeben sich 375 MW, die sich durchschnittlich in Betrieb befinden. Würde diese Leistung in 4.000 Stunden des Jahres rein elektrisch mit erneuerbarer Energie bereitgestellt, so erhalten wir im Ergebnis dieser groben Schätzung 1,5 TWh erneuerbares Power-to-Compression-Potenzial pro Jahr. Würde entsprechend zu jeder Stunde des Jahres (d.h. 8760 h/a) die komplette Antriebsenergie elektrisch bereitgestellt werden, ergeben sich entsprechend ein maximales Elektrifizierungspotenzial in der Größenordnung von etwa 3,3 TWh/a, das jedoch in EE-Strom-Unterdeckungszeiträumen mit dem jeweiligen Strommix gedeckt werden müsste. Je nach Gasbedarfsminderung und entsprechender Gastransport- und -transitbedarfsminderung im Rahmen der Europäischen Energiewende wird der Verdichtungs-, Vorwärm-, und Kühlbedarf im Erdgassystem rückläufig sein. Im Gegenzug

könnte eine parallel zum Erdgassystem entstehende Wasserstoff-Transport-Infrastruktur neue Potenziale zur elektrischen Verdichtung mit sich bringen.

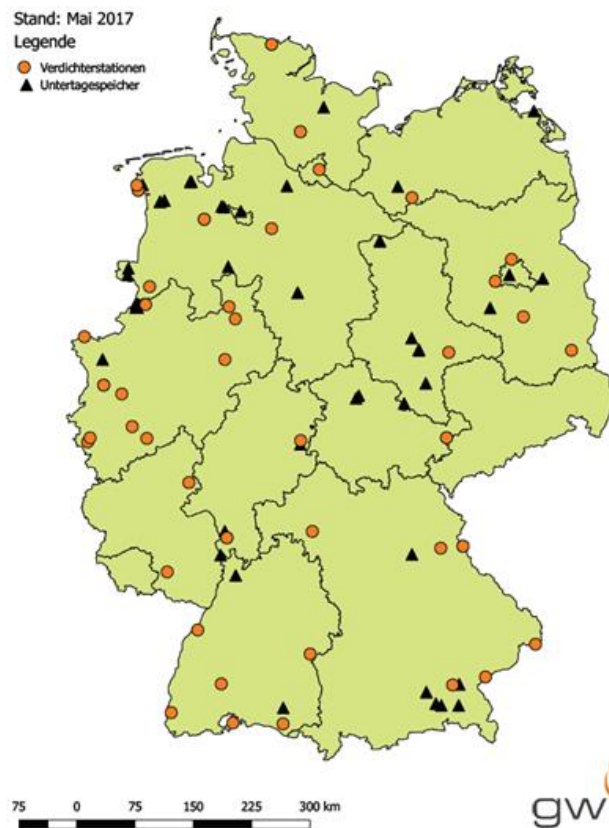


Abbildung 4-6: Gas-Verdichterstandorte an Verdichterstationen und Gasspeichern in Deutschland, Stand Mai 2017

Stand heute verfügen die Verdichterstationen über nur sehr geringe zeitliche Flexibilität. Volumenströme sind fest terminiert. Kurzfristige Anfragen hinsichtlich z.B. Lastabwürfen im Rahmen eines geregelten Lastmanagements sind in derzeitigen Betriebskonzepten nicht vorgesehen, elektrische Verdichterstationen stehen also als Flexibilitätsoption für das Stromsystem aktuell nicht zur Verfügung. Die jährlichen Lastprofile der Verdichterstationen entwickeln sich stetig weiter, da durch Trading sowie zusätzliche Flussrichtungen durch Reversierungsprojekte klassische Transportrouten und Lastprofile abnehmen. Die Vordrücke sind hingegen nach wie vor in der Regel stabil, da enge vertragliche Bindungen herrschen. D.h. die Druckniveaus können nicht zwecks einer Erhöhung der Integrierbarkeit erneuerbarer Strommengen durch zusätzliche elektrische Verdichtung an bestimmten Standorten variiert werden.

4.3.4 Gasspeicher

Ein wesentliches technisches Element der Gaswirtschaft ist die Verfügbarkeit von sehr groß dimensionierten untertägigen Gasspeichern, die einer saisonalen Speicherung des Energieträgers dienen und somit eine Entkopplung von Einkauf und Verkauf bzw. Erzeugung und Anwendung ermöglichen. Die Speicherbarkeit chemischer

Energieträger wie z.B. Erdgas, Biogas oder Wasserstoff stellen einen grundsätzlichen Unterschied zum stromseitigen Energiesystem dar und könnte zukünftig einen elementaren Baustein in einem Energiesystem darstellen, das erneuerbare Energiemengen auch über lange Zeiträume speichern muss. Die Speicheroption wird in MuSeKo abgebildet und kann vom REMix-Modell insbesondere auch für den Energieträger Wasserstoff genutzt und über die Stützjahre hinweg endogen ausgebaut werden. Dazu wurden für die kostenseitige Abbildung der Wasserstoffspeicherung folgende Recherchen und Ableitungen mit starkem Fokus auf der Kavernenspeicheroption angestellt.

Wasserstoffkavernenspeicher

Die Speicherung von Wasserstoff in sehr großen Mengen kann ebenso wie die Speicherung von Erdgas in Untergrundgasspeichern stattfinden. Im Projekt MuSeKo werden ausschließlich Salzkavernen als Langzeitspeicheroption vorgesehen, da für diese die beste Studienlage sowie mit Abstand die umfangreichsten Betriebserfahrungen für den Umgang mit Wasserstoff vorliegen. Im EU-Projekt HyUnder stellte sich im Rahmen eines Benchmarkings der unterschiedlichen großskaligen Speicheroptionen die Salzkaverne als Nummer-1-Option heraus [KrCr13, LBRW14]. In Texas existiert zur Wasserstoffspeicherung in Kavernen bereits seit über 30 Jahren das ConocoPhillips Clemens Terminal. Für Porenspeicher hingegen, mit ihrem hohen Oberfläche-zu-Volumen-Verhältnis bestehen noch offene Forschungsfragen, die derzeit z.B. im österreichischen Projekt Underground Sun.Conversion [Unde17] adressiert werden und im vorliegenden Projekt noch nicht berücksichtigt werden konnten.

Für die Gasspeicherung in Kavernen fallen Trocknungsverluste von 0,2 % der eingespeicherten Energiemenge an [SHWG14], die eingesetzt werden müssen, um während der Speicherdauer ins Gasgemisch eingedrungenes Wasser zu entfernen. Der Trocknungsverlust wird in MuSeKo durch einen Ausspeicherungswirkungsgrad von 99,8 % berücksichtigt.

Abbildung 4-7 zeigt typische Speicherfüllstandskurven deutscher Untertagegasspeicher für die acht letzten Gasjahre (beginnend jeweils ab Oktober) bezogen auf das Arbeitsgasvolumen. Der typische saisonale Verlauf lässt sich erkennen, beginnend mit gefüllten Speichern zu Beginn der Heizperiode und einer Entleerung bis zum Ende der Heizperiode, gefolgt von einer Speicherbeladungsphase über die Sommermonate hinweg.

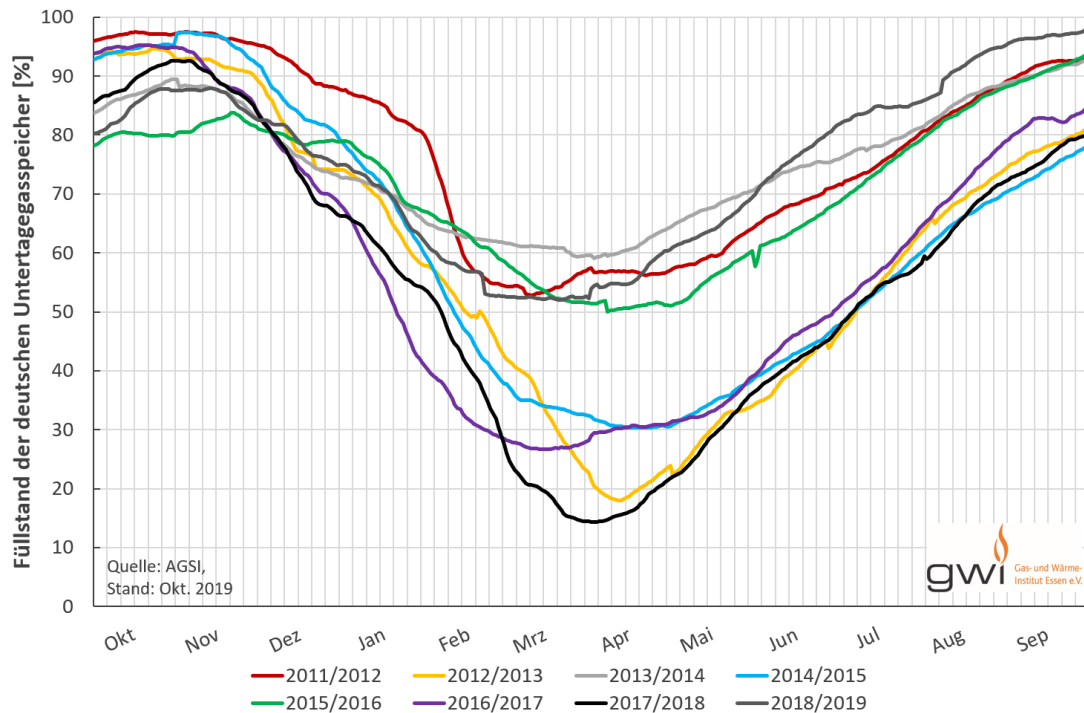


Abbildung 4-7: Historische summierte Füllstände der deutschen Untertagegasspeicher für den Zeitraum der Gasjahre 2012 bis 2019. Datensätze vollständig ab 07.04.2016, vor diesem Datum konnten nicht alle Speicher berücksichtigt werden [Agsi19].

- **Regionale Verteilung der Speicherkapazitäten:** Die regionale Verteilung der Untertagegasspeicher in Deutschland lässt sich grob wie folgt einteilen:
 - Im Norden beginnend ab dem nördlichen Nordrhein-Westfalen bis zu den deutschen Küsten finden sich aufgrund der großen dortigen Salzlagerstätten Kavernenspeicher, für deren Ausbau durch Aussolung die vorliegenden geologischen Formationen sehr gut geeignet sind.
 - Im Süden Deutschlands finden sich Porenspeicher, deren Eignung für eine Wasserstoffspeicherung nicht ausgeschlossen, jedoch noch Forschungsgegenstand ist und die daher im vorliegenden Projekt nicht berücksichtigt werden.

Das REMix-Modell betreibt alle Stand 2019 vorhandenen Erdgaskavernen weiter und kann zusätzlich in den Regionen, die heute über Kavernenspeicher verfügen, modellendogen weitere Kavernenspeicher für die Wasserstoffspeicherung ausbauen. Hintergrund für die Entscheidung für diesen Zubaupfad ist der Umstand, dass an den heutigen Kavernenstandorten in aller Regel noch große Potenziale zur Aussolung weiterer Kavernen vorhanden sind, die unter Nutzung vorhandener Infrastrukturen ausgesolt und in Betrieb genommen werden können. Es wird hierdurch zusätzlich ausgeschlossen, dass das Modell Kavernen in Regionen ausbaut, die nicht über geeignete geologische Formationen verfügen.

Untertage-Gasspeicher in Deutschland

Poren- und Kavernenspeicher



Abbildung 4-8: Untertage-Gasspeicher in Deutschland, aktualisiert Mai 2017

- **Kosten von Untertage-Gasspeichern:** Die Kosten für den Ausbau von Kavernen-Gasspeichern liegen höher als die für bereits erschlossene Lagerstätten-Speicher, aber deutlich niedriger als für die in MuSeKo für eine Wasserstoffspeicherung nicht betrachteten Porenspeicher. Baukosten für Kavernenspeicher können aufgrund der langjährigen Erfahrung mit dieser Technologie gut abgeschätzt werden und die nötigen Anpassungen für die Speicherung von Wasserstoff sind gering [KrCr13].

Im Folgenden werden die Baukosten für in Salzstein errichtete Wasserstoffspeicherkavernen näherungsweise aus Literaturwerten hergeleitet. Für die Berechnungen wird stets der untere Heizwert von Wasserstoff ($3,0 \text{ kWh/m}^3$ bzw. $33,33 \text{ kWh/kg}$) angesetzt. Hintergrund für diese Entscheidung ist der Umstand, dass voraussichtlich viele Wasserstoff-Endanwendungen auch in Zukunft nicht vom vollen Energiegehalt des oberen Heizwertes (Brennwert) Gebrauch machen können. Grundsätzlich wird daher von einem Verlust der Energiemenge ausgegangen, die aber durch Kondensation des im Abgas vorhandenen Wasserdampfes nutzbar gemacht werden könnte. Des Weiteren wird stets eine Kavernengröße

von 500.000 m³ geometrischem Volumen angenommen, obgleich größere Bauwerke möglich sind und kostensenkend wirken würden. Für die Kapazität der Kavernen wird ein Druck von 120 bar angenommen. Wasserstoffkavernen ließen sich jedoch unter höheren Drücken betreiben, was die Investitionskosten pro Kapazität sinken ließe. Die bis hierhin genannten Annahmen wurden konservativ gewählt, um die Speicherkosten nicht zu unterschätzen. Es wird allerdings unterstellt, dass bestehende Kavernenfelder stets Potenzial für die Erweiterung um Wasserstoffkavernen verfügen (s.o.) und für die Modelljahre bis 2050 wird kein Baukostenanstieg berücksichtigt.

Literatur-Review der Speicherkosten und Annahmen für MuSeKo

Forsberg schätzte 2006 die Speicherkosten auf 0,8-1,6 USD pro kg H₂-Kapazität. Die Studie bezieht sich auf das Speichergas Wasserstoff und verweist auf weitere Studien, die Baukosten analog zu Erdgas-Kavernen vorschlagen [Fors06]. Umgerechnet entspricht dies unter den hier gewählten Annahmen sowie der Annahme 1 USD = 0,9 EUR einer Kostenspanne von **22-43 €/MWh** H₂-Speicherkapazität. Eine detaillierte Aufschlüsselung der Kosten findet sich in [Fors06] nicht.

KBB untersucht 2006 im Rahmen eines Verbundprojektes Kavernen für die Nutzung als Compressed Air Energy Storage und gibt für eine 500.000 m³ Kaverne Baukosten von 15 - 25 € pro Kubikmeter geometrischem Volumen an [AEEK06]. Dies entspräche im Rahmen der hier getroffenen Annahmen etwa **42 - 69 €/MWh** Wasserstoffspeicherkapazität. Der Anwendungsfall Druckluftspeicher ist jedoch mit der Wasserstoffkaverne in Bezug auf die oberirdischen Anlagenteile nicht zu vergleichen und die nicht gegebene Aufschlüsselung der Kosten lässt keine belastbare Umrechnung für das vorliegende Projekt zu.

Das **HyUnder** Projekt gibt in Deliverable 2.2, Tabelle 6 und Abbildung 16 [LBRW14] grobe Kosten für die gesamte Technologieketten aus Wasserstoff-Erzeugung, -Kavernenspeicherung und -Rückverstromung in Höhe von 8.000 €/MWh an; der Wert wird ergänzt durch Literaturwerte mit einer Spanne zwischen 1.000 und 50.000 €/MWh, die im Rahmen des vorliegenden Projektes MuSeKo mangels detaillierter Kostenaufschlüsselung nicht verwertet werden können.

BBH, BBHC und TU Berlin liefern in [DTKL15] eine detaillierte Behandlung der Kavernenspeicherkosten. Die hier zusätzlich getroffenen Annahmen lassen sich zu etwa **272 €/MWh** Speicherkapazität inklusive Kissengas (hier allerdings Erdgas) umrechnen sowie die oberirdische Ein- und Ausspeichungsinfrastruktur.

In der Studie **PlanDelyKaD** [NBHL15] finden sich Investitionskosten für Wasserstoffkavernen in Höhe von **280 €/MWh**. Da eine genaue Aufschlüsselung der Kostenpunkte nicht gegeben ist, wird dieser Wert nicht berücksichtigt.

Im Abschlussbericht der Studie „**Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem**“ von Stolzenburg *et al.* findet sich eine detaillierte Aufschlüsselung der Kosten einer Wasserstoffkaverne [SHWG14]. Für eine typische in Norddeutschland befindliche Kaverne von 500.000 m³ geometrischem Volumen werden

die Kosten für Bau, Kissengasvolumen sowie oberirdische Peripherie angegeben. Diese Studie weist auf nachvollziehbare Weise die berücksichtigten Kosten aus. Es konnten daher für die Anwendung auf MuSeKo oberirdische Anlagenteile, insbesondere die in MuSeKo gesondert behandelten Verdichter herausgerechnet werden.

Die Berechnung der Wasserstoffkavernenspeicher-Kosten für MuSeKo wird basierend auf dem vollständigen Datensatz von Stolzenburg *et al.* angestellt. Neben den Baukosten des Kavernenvolumens sollen die Kosten für Kissengas, Messstation, Druckreduzierung, Trocknung und Reserve berücksichtigt werden. Nicht berücksichtigt werden sonstige obertägige Infrastrukturen, da angenommen wird, dass Kavernenfelder bereits erschlossen sind und über notwendige Infrastrukturen wie Straßen, Einfriedung, Gebäude, Gasnetzanschluss etc. verfügen¹⁵. Studien, die zu den oben genannten Punkten keine oder unvollständige Angaben machen, konnten nicht berücksichtigt werden.

Die Investition für Speicherverdichter wird in MuSeKo separat behandelt und ist daher ebenfalls nicht in den Kavernenkosten enthalten¹⁶. **Es ergeben sich für das vorliegende Projekt Wasserstoffkavernen-Zubaukosten in Höhe von 220 €/MWh Speicherkapazität.** Diese Kosten werden über die Modelljahre hinweg als konstant angenommen.

Tabelle 4-12 fasst die Ergebnisse zur Festlegung der Kavernenausbaukosten zusammen¹⁷.

¹⁵ Bestehende Gasspeicherstandorte verfügen typischerweise über ein Potenzial zur Aussolung weiterer Kavernen und die Nutzung dieser als Wasserstoffspeicher, wie u.a. in der PlanDelyKaD-Studie für deutsche Gasspeicherstandorte in NRW, Nordwest-Deutschland sowie die Industrieregion Bitterfeld-Leuna festgestellt wurde [NBHL15].

¹⁶ Die Kostenumrechnung wurde mit einem als durchschnittlich angenommenen Druck von 120 bar für den unteren Heizwert von Wasserstoff (3 kWh/m³) durchgeführt.

¹⁷ Es gelten dabei die Annahmen: 120 bar Kavernendruck, 10 kWh/Nm³ Heizwert Erdgas, 3,54 kWh/Nm³ Brennwert Wasserstoff, 1 USD entspricht 0,9 €.

Tabelle 4-12: Review der Kavernenausbaukosten inkludierter Studien sowie eigene Ableitung für das Projekt MuSeKo

Autor / Projekt	Zitat	Bezug	Interpretation bezogen auf Speicherkapazität	Bezug	Quelle
Forsberg	0,8-1,6 USD/kg Speicherkapazität	H ₂ , USA	22-43 €/MWh	H ₂	[Fors06]
KBB	15 - 25 €/m ³	geom. Vol.	42-69 €/MWh	H ₂	[AEEK06]
BBH, BBHC, TU Berlin	60 €/m ³ ca. 49 Mio. €	geom. Vol. / Modellkaverne	272 €/MWh inkl. Kissengas und Infrastrukturen	Erdgas / H ₂	[DTKL15]
Stolzenburg <i>et al.</i>	60 €/m ³	geom. Vol.	220 €/MWh inkl. Aussolung, Kissengas, Messstation, Druckreduzierung, Trocknung, Reserve; exkl. obertägige Infrastrukturen und Verdichter	H ₂	[SHWG14]
Projekt MuSeKo			220 €/MWh inkl. Aussolung, Kissengas, Messstation, Druckreduzierung, Trocknung, Reserve; exkl. obertägige Infrastrukturen und Verdichter	H ₂	vorliegende Arbeit, Annahmen basierend auf [SHWG14]

Dezentrale Wasserstoffspeicher

Klein dimensionierte, dezentrale Wasserstoffspeicher stehen weniger im Projektfokus von MuSeKo. Dennoch wird dem REMix-Modell ermöglicht, auch diese Form der Speicherung auszubauen. Typische kleine, dezentrale H₂-Speicher sind **Gasbündelspeicher**, bestehend aus Gasflaschen, die in Modulen von sechs oder zwölf Stück auf einem per Lkw transportablen Bündelgestell installiert werden. Sie sind Stand der Technik und dienen seit Jahrzehnten der Versorgung von Unternehmen mit unterschiedlichsten Gasen. Üblicherweise werden sie aus vergütetem Stahl gefertigt, jedoch kommen insbesondere im Hinblick auf Mobilitätsanwendungen verstärkt Produkte mit zusätzlichen Kunststoffummantelungen (Faserverbundwerk-

stoffe) auf den Markt, um eine Gewichtsreduktion bei hohen Maximaldrücken anbieten zu können (hier nicht betrachtet). Bereits Stand 2019 können für Wasserstoff geeignete Gasflaschenbündelspeicher zu Endkundenpreisen zwischen **10 und 20 T€/MWh** Speicherkapazität bezogen auf den unteren Heizwert erworben werden, je nach zulässigem Maximaldruck, Bündelgröße und Material. Gasbündelspeicher können offen (ohne umgebendes Gebäude, jedoch eingezäunt) platziert und modular erweitert werden. Mit steigender Marktdurchdringung von Wasserstoff als Brenn- und Treibstoff ist mit stark steigender Nachfrage für Wasserstoffspeicher und sinkenden Bezugskosten für dezentrale Speicher zu rechnen. Es könnten sich unterschiedliche Gasbündelspeicher durchsetzen, z.B. auch Bündel größerer als heute üblicher Zylinder und preissenkende Entwicklungen bei der Materialauswahl und Fertigung eintreten. Im Rahmen von MuSeKo wird angenommen, dass über die Stützjahre **2020, 2030, 2040 bis 2050** die Kosten für dezentrale H₂-Speicher sich von **13 T€/MWh (2020) auf 11 T€/MWh (2030), 9 T€/MWh (2040) und schließlich 7 T€/MWh (2050)** entwickeln (bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff).

4.3.5 Gastransportnetz und Wasserstofftransportnetz

Die Leitungsstränge des Erdgasnetzes lassen sich nach Druckstufen einordnen in Ferngasleitungen (Transportnetze) und die feinmaschigere Verteilung zu den Endkunden (Verteilnetze). Im Rahmen von MuSeKo wird innerhalb der Modellregionen eine ideale Verteilbarkeit von Gasen angenommen und Verteilnetze nicht abgebildet. Das Modell fokussiert sich auf den überregionalen Gastransport über Ferngasleitungen, die Erdgas mit Durchmessern von bis zu 1.400 mm und Drücken bis 100 bar transportieren können [Bdew13, Vere15a]. Um diese hohen Drücke aufrecht zu erhalten sind Verdichterstationen erforderlich (siehe 4.3.3). Die vorherrschende Flussrichtung des Gases im Transportnetz verläuft von Nordost nach Südwest [Vere15b].

Innerhalb der erdverlegten Netzinfrastruktur muss zusätzlich zwischen den beiden Erdgasqualitäten des niederkalorischen L-Erdgases und des hochkalorischen H-Erdgases unterschieden werden, welche aus technischen und eichrechtlichen Gründen in getrennten Systemen transportiert werden [Sagu15, Vere15b]. Das L-Gas-Netz beschränkt sich auf den westlichen Teil Deutschlands und erstreckt sich von Koblenz, über Hannover und der niederländischen Grenze bis nach Bremen. Da ausgelöst durch den bis zum 01. Oktober 2029 [Bund00] beendeten Export niederländischen L-Gases die deutsche L-Gas-Versorgung im Zuge der Marktraumumstellung eingestellt wird, verzichtet MuSeKo auf eine Abbildung der getrennten Infrastrukturen und geht bereits für alle Modellregionen vereinfachend von H-Gas-Versorgung aus.

Der durch die Fernleitungsnetzbetreiber vorgeschlagene Netzausbau bis zum Jahr 2027 beläuft sich auf etwa 828 km und umfasst ein Investitionsvolumen von rund 4,4 Mrd. € [Fnbg19].

Neben dem leitungsgebundenen Import von Erdgas-H z.B. aus der Nordsee-Region oder aus Russland besteht die Möglichkeit tiefkaltes, flüssiges Erdgas (LNG) auf dem Wasserweg zu importieren. Diese Importoption führt zu einer Diversifizierung jenseits der leitungsgebundenen Routen. Aktuell importiert Deutschland indirekt über LNG-Terminals in z.B. den Niederlanden (Rotterdam) oder Belgien (Zeebrugge) [Lngm00] LNG-Mengen, die nach Wiedererwärmung gasförmig den Gasnetzen zugeführt werden. Zukünftig werden unter anderem Pipeline-Reversierungsprojekte (z.B. TENP [Proj00]) regasifizierte LNG-Lieferungen auch z.B. über italienische LNG-Terminals ermöglichen. Derartige Projekte zur Ermöglichung bidirektionaler Volumenströme werden in der Zukunft zunehmend erwartet, eventuell bis hin zur Entstehung einer Fernleitungs-Ringstruktur über das Bundesgebiet sowie benachbarte Regionen, so dass eine größere Flexibilität des Gastransportes erzielt wird. Mit zunehmendem Rückgang der niederländischen Gasförderung befinden sich an den westlichen Staatsgrenzen ohnehin vor allem bidirektionale Flussrichtungen [Cent19] [Mens18]. Im vorliegenden Projekt wird für die zukünftigen Szenariojahre vereinfachend eine bidirektionale Nutzbarkeit aller Ferngasleitungen unterstellt, so dass das Modell REMix die Freiheit hat, Regionen mit Gasflüssen zu versorgen, die von heutige dominierenden Flussrichtungen abweichen.

Seit vielen Jahren werden mögliche innerdeutsche Standorte für LNG-Anlande-Terminals in Niedersachsen und Schleswig-Holstein diskutiert. Im Rahmen von MuSeKo wurden LNG-Terminals auf dem Bundesgebiet nicht berücksichtigt.

Für die Ausbaurkosten im Gastransportnetz werden 1,880 Mio. €/km angenommen. Der Wert orientiert sich an aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2016 entnommenen Baukostenrichtwerten für typische Druckstufen und typische Leitungsdurchmesser bei gleichzeitig einfachen bis mittleren Bodenverhältnissen und Umsetzungszeiträumen zwischen Mai und September, bei durchschnittlicher Komplexitäten der Genehmigungsverfahren. Die Verlegung von Leitungen für den Wasserstofftransport würde in der Umsetzung analog zur heutigen Vorgehensweise im Erdgas-Fernleitungsbau ablaufen. Genehmigungsverfahren werden für die Zukunft ebenfalls als analog komplex angesehen. Da eingesetzte Materialien für Leitungen oder Dichtungen kostenintensiver und Materialprüfungen z.B. auf Leckagen kostenintensiver ausfallen können, wurde für die Baukosten von Wasserstofftransportleitungen ein um 15% erhöhter Wert in Höhe von 2,162 Mio. €/km angenommen.

Transportkapazitäten

Für die Modellierung wurden sowohl die Transportkapazitäten pro Stunde zwischen den Modellregionen innerhalb Deutschlands als auch an den Grenzregionen zu den Nachbarländern ermittelt (Im- und Exportkapazitäten). Für Pipelines, deren Transportkapazität sowie Flussrichtung bekannt sind, wurden diese Charakteristika verwendet. Nicht bekannte Pipelinekapazitäten wurden anhand des Rohrlungsdurchmessers sowie weiterer Annahmen ermittelt. Zudem wurde mit Blick auf die Szenariorechnungen eine Reversierbarkeit aller Leitungen unterstellt (bidirektionale Flussrichtungen).

Übergabepunkte an den Staatsgrenzen zu Nachbarstaaten wurden anhand der Karte „The European natural gas network“ des Verbandes Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (ENTSO-G) Stand 2017 sowie durch Abgleich mit den Karten aus 2010 und 2014 und dem Datenbestand am GWI hinsichtlich Im- und Exportkapazitäten ausgewertet [Ents10, Ents14, Ents17]. Entsog gibt die Transportkapazitäten pro Tag an, für das Modell werden jedoch Transportkapazitäten pro Stunde benötigt. Da Abweichungen zwischen Tagesmittelwert und maximaler Kapazität pro Stunde vorliegen, wurden die Tagesmittelwerte gemäß Literatur um 60% erhöht [Müll14].

Pipelines, die sich derzeit im Bau befinden, jedoch noch nicht in der entsog Karte enthalten sind, wurden mit Ausnahme von kleineren innerdeutschen Projekten berücksichtigt: [Ents18, Fnbg19]

- Nordstream 2 + Anbindung durch EUGAL bis Tschechien
- Reversierung TENP (Grenzpunkte Schweiz und Niederlande)

Durch die Reversierung der TENP wird der Transit von Süd nach Nord ermöglicht, um zukünftige Bedarfe abzudecken sowie Flexibilitätsoptionen im Gastransport zu haben [Tran17].

Für die Modellregionen in MuSeKo (zusammengefasste Bundesländer) ergeben sich die in Abbildung 4-9 dargestellten Annahmen für die Im- und Export-Pipelinekapazitäten.

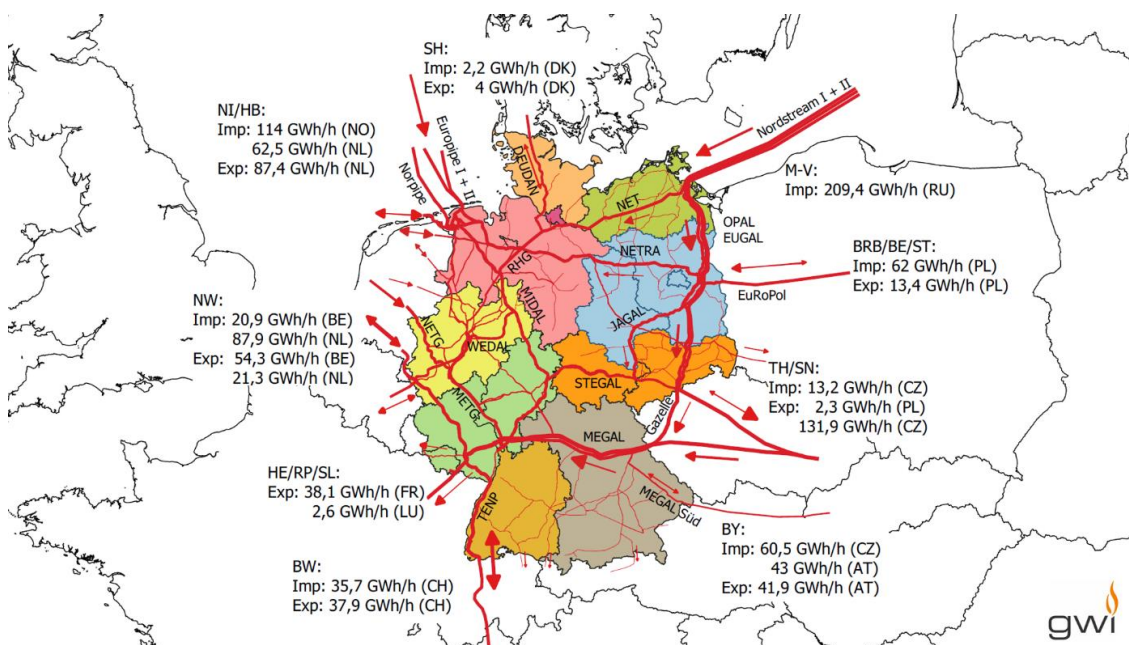


Abbildung 4-9: Darstellung des Gastransportnetzes mit technischen Im- und Exportkapazitäten zwischen den Nachbarländern Deutschlands und den 10 betrachteten Modellregionen des REMix-Modells.

4.3.6 Einspeisung von Biomethan und synthetischen Gasen

Biogas bietet als erneuerbare Energieform neben der direkten Nutzung als Brennstoff für die Strom- und Wärme-Erzeugung auch das Potenzial zu Biomethan aufbereitet zu werden und in die Erdgasnetze eingespeist zu werden.

Biogas

Bei den Substraten der **Biogasherstellung** handelt es sich u.a. um nachwachsende Rohstoffe, Exkrememente und Erntereste aus der Landwirtschaft, Restmüll, Grünschnitt und Biotonnenabfälle aus Kommunen sowie Abfällen aus der Bierproduktion, Tierverarbeitung oder Zuckerproduktion aus der Industrie [Dvgw13]. Mais, Gräser, Getreide und Rüben spielen die wichtigste Rolle, wobei Maissilage den höchsten Biomethanertrag mit ca. 100 m³ Biomethan pro t Substrat aufweist [Deut19b]. Derzeit werden 8,6% der landwirtschaftlichen genutzten Fläche und damit ca. 4% der Gesamtfläche Deutschlands genutzt [Bdew19]. Durch den Einsatz nachwachsender Rohstoffe stellt Biogas im Unterschied zu Windkraft und PV eine Ressource zur Verfügung, die unabhängig von kurzfristigen wetterbedingten Schwankungen ist. Zu beachten ist jedoch, dass Ernteauffälle in Folge von Dürren wie beispielsweise in 2018 oder 2019 zu längerfristigen, saisonalen Produktionsschwankungen führen [VöRe19].

Anlagen für die Biogasproduktion werden über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert, das von 2007 – bis 2014 zu einem starken Zubau beigetragen hat. Die letzte Auflage des EEG von 2017 führte zu einem reduzierten Zubau von Biogasanlagen, da eine Finanzierung des produzierten Stroms für Anlagen über 150 kW fortan nur über die Teilnahme an einer Ausschreibung möglich wurde [DRDT17]. Für die Biogasproduktion existierten im Jahr 2018 in Deutschland 9.200 Anlagen, in denen 33 TWh Strom erzeugt worden sind, überwiegend vor Ort mittels KWK-Technologien [Bdew19].

Biomethan

Ca. 10 % des Biogases wird in Aufbereitungsanlagen in **Biomethan** umgewandelt [EdKR17]. Biomethan ist auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas, dem Feuchtigkeit, Spurengase, Schwefelwasserstoff und Kohlendioxid entzogen wurde und das zu mehr als 97% aus Methan besteht [ScGr00] [Adle14]. Es handelt sich aus Sicht der Gasinfrastruktur um ein Austauschgas. Das heißt, dass es sich im Gegensatz zu einem Zusatzgas wie Wasserstoff in der Praxis ohne Limitierung dem Grundgasstrom hinzufügen lässt. Die am häufigsten verwendeten Verfahren zur Aufbereitung sind die Aminwäsche, die Druckwasserwäsche und die Druckwechseladsorption [DRDT17]. Vor der Einspeisung wird die Gasbeschaffenheit den Vorgaben aus den DVGW-Regelwerken G260 und G262 wie in Abschnitt 4.3.1 erläutert, angepasst [Deut11, Deut13]. Biomethan kann als chemischer Energiespeicher genutzt werden. Da es über dieselben chemischen Eigenschaften wie Erdgas verfügt, kann es aus technologischer Sicht unbedenklich in die bereits bestehende Infrastruktur aller Gasnetzebenen inklusive der Gasspeicher eingespeist werden. Im Gegensatz zu der Nutzung von Biogas in der dezentralen Energieversorgung bietet Biomethan somit das

Potenzial, ort- und zeitunabhängig in Haushalten, der Industrie, dem Gewerbe oder dem Mobilitätssektor als Kraftstoff oder zur Wärme- und Stromerzeugung zur Verfügung zu stehen. In Deutschland gibt es heute 213 Biomethan-Aufbereitungsanlagen, die 10 TWh Biomethan in das Gasnetz einspeisen. Dies entspricht 1% des deutschen Erdgasverbrauchs [Bdew19] [VöRe19]. Im Jahr 2017 wurden aus 9,8 TWh eingespeistem Biomethan 2,7 TWh Strom und 3,8 TWh Wärme generiert [BKRS18].

Biomethanpotenzial

Für 2030 wurde von der DENA prognostiziert, dass ca. 10 % des Erdgasverbrauches durch Biomethan aus heimischer Rohstoffbasis gedeckt werden könnte, entsprechend 90-118 TWh [Deut19b]. Auch der BDEW sieht das in Deutschland einspeisbare Biomethanpotenzial für 2030 in dieser Größenordnung, etwa bei 100 TWh [Bdew19]. Laut dem „JRC Science for Policy Report“ liegt das Potenzial für Biomethan in Deutschland im Jahr 2020 bei 108,8 PJ (30,2 TWh) und wird sich auf 115,8 PJ (32,2 TWh) im Szenariojahr 2050 erhöhen [BoMo17]. Die dortige Schätzung berücksichtigt lediglich Biogas aus der Vergärung von Klärschlamm und Gülle, da von einer zukünftigen Subvention der Biogasproduktion aus nachwachsenden Rohstoffen nicht ausgegangen wird. Bei der Potentialerhebung muss berücksichtigt werden, dass nur Biomasse für die Biogas- bzw. Biomethan-Produktion einberechnet wird, die nicht mit der bestehenden Futtermittel- und Nahrungsmittelproduktion in Konkurrenz stehen und für die kein zusätzliches Land in landwirtschaftliche Flächen umgewandelt werden muss. Das Biomethanpotential setzt sich zusammen aus der aktuellen Aufbereitung, der Erschließung zusätzlicher Biogaspotenziale und der Umrüstung bestehender Biogasanlagen ohne aktuell vorhandene Aufbereitung zu Biomethan [Deut19b]. Die für MuSeKo angenommenen Potenziale je Modellregion bewegen zwischen den zitierten Werten mit einer Tendenz zur konservativeren Schätzung. Sie liegen für Deutschland in Summe der 10 Modellregionen bei 47,71 TWh und finden sich in Tabelle 4-8 inklusive zusätzlicher Annahmen für die Nachbarländer.

Methanisierung – Integration von Biogas mit Power-to-Gas

Biogas besteht zu ca. 60 % aus Methan und 40 % aus CO₂. Letzteres wurde zuvor von den Pflanzen durch Photosynthese aus der Atmosphäre entnommen und wird bei der Biogasaufbereitung hochkonzentriert frei. Dieses CO₂ wird Stand heute meist ungenutzt wieder in die Atmosphäre entlassen, kann aber potenziell für die Erzeugung von synthetischem Methan (Power-to-Gas + Methanisierung) verwendet werden. Hierbei wird zusätzlich Wasserstoff benötigt, der durch Wasser-Elektrolyse unter Einsatz von erneuerbarem Strom bereitgestellt werden kann. Durch die Kopplung mit Power-to-Gas-Anlagen ließe sich die Methanausbeute der Biomethan-Produktionsstandorte deutlich erhöhen [Tros12]. Dies trifft analog auf Biogas aus Kläranlagen (Klärgas) zu [JSKT16, SGSK15]. In Kombination mit Zwischenspeichern kann eine Power-to-Methan Anlage flexibel gefahren werden und auf externe Signale reagieren, wodurch kostenoptimale oder besonders netzdienliche Fahrweisen realisiert werden können, wie unter anderem in [GRKS20] gezeigt.

Detaillierte Informationen zu Methanisierungstechnologien inklusive Technologie-demonstration, ökologischer und ökonomischer Bewertungen, rechtlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen, sowie Potenzialanalysen finden sich auf der Seite des Horizon2020-Projektes STORE&GO [Hori16].

Pyrolysegase

Zusätzlich existieren Potenziale für defossilisierte Gasmengen, die durch Pyrolyseprozesse bereitgestellt werden können. Dazu zählen die Pyrolyse von Festbiomassen oder die Pyrolyse von Erdgas. Hierbei wird Wasserstoff bereitgestellt, indem die Kohlenstoff-Anteile abgetrennt werden. Im Fall der Methan-Pyrolyse unter Verwendung fossilen Erdgases spricht man beim Produktgas von türkischem Wasserstoff, während blauer Wasserstoff sich in der Regel auf Wasserstoff aus Dampfreformierung und CCS bezieht. Die anfallenden Kohlenstoffmengen der Methanpyrolyse können selbst ein Nebenprodukt darstellen, welches einem weiteren Produktionsprozess zugeführt wird. So kann Kohlenstoff in kristalliner Form (Carbon Black) z.B. als Farbstoff verwendet werden oder als Grundstoff für unterschiedliche Produkte z.B. der Kunststoffindustrie dienen, beispielsweise zur Produktion von Reifen. Schlussendlich kann abgeschiedener Kohlenstoff auch eingelagert werden. Gasförmig abgetrenntes CO₂ kann in unterirdischen Speicheranlagen verpresst werden (CCS). Dies wird international bereits erprobt und durchgeführt, in Deutschland ist eine breite Akzeptanz für diese Technologie in der Bevölkerung derzeit nicht gegeben. Potenziale für Pyrolysegase werden im vorliegenden Projekt nicht berücksichtigt.

4.4 Abbildung des Gassystems in REMix

Für die Szenariountersuchungen mit REMix werden die umfangreichen Daten zum Gassystem der vereinfachten Modellabbildung angepasst und auf die benötigten Modelleingangsgrößen umgerechnet bzw. aggregiert

Gemäß dem Projektfokus und zur Gewährleistung handhabbarer Modelllösungszeiten erfolgt eine detaillierte Betrachtung des Gassystems nur für Deutschland. Für die modellierten europäischen Nachbarländer wird lediglich der Wasserstoffbedarf für Verkehr und Industrie sowie dessen dezentrale und teilflexible Erzeugung über Elektrolyseure abgebildet. Weiterhin wird der Import von fossilem Erdgas nach Deutschland über die bestehenden Transportkapazitäten abgebildet, Transitströme durch Deutschland hindurch werden indes nicht betrachtet. Die Herkunft des Brennstoffes für die Versorgung von Gaskraftwerken außerhalb Deutschlands wird nicht explizit modelliert. Abbildung 4-10 gibt einen Überblick der Abbildung des deutschen Gassystems in REMix und zeigt weiterhin an, wo die verschiedenen Gase zwischen den Systemkomponenten strömen können. Im Folgenden wird dargelegt, wie die in Kapitel 4.3 ermittelten techno-ökonomischen Daten in das Modell eingehen. Modellannahmen wurden dabei teilweise auch auf Grundlage der Mittelung verschiedener

Literaturwerte festgelegt. Die Nachfrage nach Wasserstoff und Methan wird entsprechend der in Kapitel 4.1 beschriebenen Szenarien angenommen.

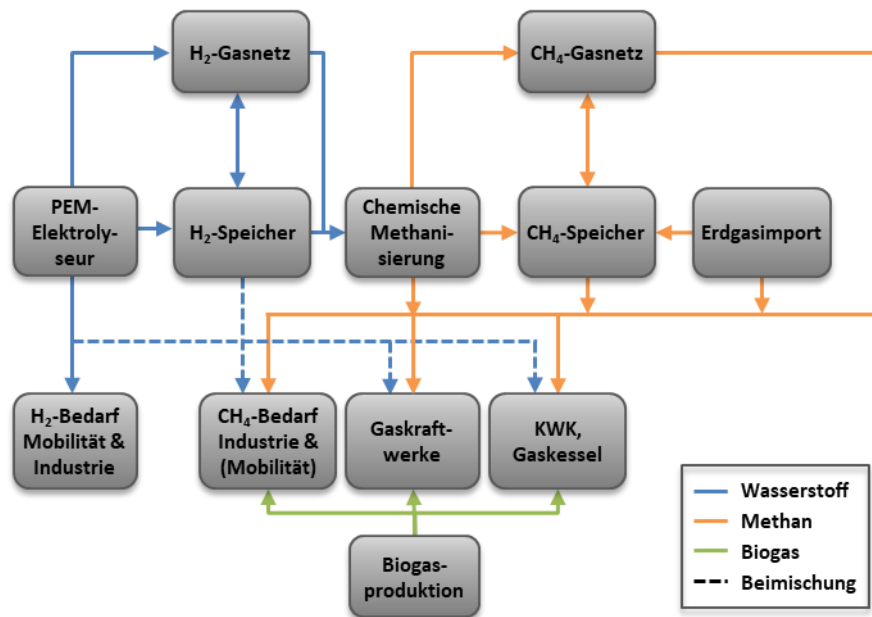


Abbildung 4-10: Abbildung des deutschen Gassystems in REMix

4.4.1 Elektrifizierung der Gasvorwärmung

Der in Abschnitt 4.3.2 analysierte Wärmebedarfes zur Gasvorwärmung in Deutschland wird in REMix als bivalent ausrüstbare Wärmesenke berücksichtigt. Dabei werden robuste Annahmen getroffen, die trotz der Notwendigkeit zur Einzelfallprüfung zur Elektrifizierung von Gasvorwärmungsanlagen im Mittel belastbare Aussagen für das Bundesgebiet ermöglichen. Die Auswahl und Auslegung der für die Bereitstellung dieser Wärme genutzten Anlagen sowie deren stündlicher Einsatz ist Ergebnis der Optimierung. Dem Modell zur Verfügung stehen dabei elektrische Kessel, Gasbrennwertkessel, Wärmespeicher sowie gasbetriebene KWK-Anlagen. Um für den im Vergleich zum Industrie- oder Haushaltssektor geringen Wärmebedarf die Anzahl der Modellvariablen zu minimieren wurde von einer regionalen Aufteilung des Gasvorwärmbedarfs in REMix abgesehen und der Bedarf für die Gasvorwärmung im Gasnetz aggregiert der Modellregion Nordrhein-Westfalen zugeordnet. Dafür wird der Gesamtbedarf thermischer Energie unter Verwendung eines durchschnittlichen Bedarfsprofils der Gasvorwärmung auf die Stunden des Jahres verteilt. Der jährliche Wärmebedarf der Vorwärmung beläuft sich 253 GWh in 2020, 180 GWh in 2030, 130 GWh (THG80) bzw. 100 GWh (THG95) in 2040, und 100 GWh (THG80) bzw. 40 GWh (THG95) in 2050.

4.4.2 Elektrolyse und Methanisierung

Ein systematischer Vergleich verschiedener Technologien für Wasserelektrolyse und Methanisierung ist im Rahmen des Projekts nicht vorgesehen. Vielmehr werden exemplarische Technologien in REMix betrachtet. Dies sind einerseits die Protonen-

Austausch-Membran-Elektrolyse (proton exchange membrane, PEM) und andererseits die Chemische Methanisierung, die im aktuellen Entwicklungsstadium bereits für eine Serienfertigung geeignet und im Gegensatz zur biologischen Methanisierung in hohe Leistungsklassen skalierbar ist. Mit Blick auf deren Entwicklungspotenziale bzgl. höherer Wirkungsgrade insbesondere in groß dimensionierten Anlagen werden in einer Szenariovariante auch Hochtemperatur-Festoxid-Elektrolysezellen (Solid oxide electrolyser cell, SOEC) betrachtet. Die Parameterannahmen für Elektrolyse und Methanisierungsanlagen sind in Tabelle 4-13 aufgeführt.

Tabelle 4-13: Techno-ökonomische Parameter der Elektrolyse und Methanisierung. Durch „/“ getrennte Werte geben die Annahmen für die Szenariojahre 2020, 2030, 2040 bzw. 2050 wieder. Wirkungsgrade beziehen sich auf den Brennwert (HHV).

Parameter	Einheit	PEM Elektrolyseur	Chemische Methanisierung
Wirkungsgrad einschl. Einspeisung	kWh (chem., out) / kWh (chem., in)	69,1% / 73,7% / 77,4% / 80,4%	74,6% / 79,6% / 84,6% / 89,6%
Strombedarf Methanisierung	kWh (el.) / MWh (chem.)	n.a.	6
Investitionskosten	€/kWh (el.)	900 / 550 / 450 / 350	1500 / 1000 / 900 / 800
Lebensdauer	Jahre	25	25
Zinssatz	%	5%	5%
Fixe Betriebskosten	% der Inv.	2%	2,5%
Variable Betriebskosten	€/kWh (el.)	0,1	0,1
Laständerungskosten	€/kW (chem., out)	n.a.	0,1

4.4.3 Gasverdichtung

In REMix werden für den Transport und die Speicherung von Gas elektrische sowie gasbetriebene Antriebseinheiten für die Gasverdichter berücksichtigt. Die technischen Hintergründe sind in Abschnitt 4.3.3 dargestellt. In REMix werden einerseits die heute bestehenden Kompressoren berücksichtigt, andererseits ein endogener Zubau im Modell ermöglicht. Für den Fall endogen zugebauter Leitungen für den Transport von reinem Wasserstoff werden ausschließlich elektrische Antriebseinheiten zugelassen. Für die Verdichtereinheiten selbst werden typische Turboverdichter unterstellt, für die jedoch eine Elektrifizierung des Antriebs möglich gemacht wird. Die Verdichtereinheiten werden für die elektrische sowie die gasbetriebene Antriebsoption nicht unterschieden und Abwärmeverluste nicht berücksichtigt. Die Kostenannahmen werden jeweils für die Kombination aus Antrieb und Verdichter angegeben und in Tabelle 4-14 zusammengefasst.

Tabelle 4-14: Techno-ökonomische Parameter zur Erdgas- und Wasserstoffverdichtung. Durch „/“ getrennte Werte geben die Annahmen für die Szenariojahre 2020, 2030, 2040 bzw. 2050 wieder

Parameter	Einheit	Verdichter + elektromotorischer Antrieb (CH ₄)	Turboverdichter + Gasturbine (CH ₄)	Verdichter + elektromotorischer Antrieb (H ₂)
Wirkungsgrad ¹⁸	%	96 / 97% / 98% / 98%	36% / 39% / 40% / 41%	96 / 97% / 98% / 98%
Investitionskosten	€/kW	2513	6944 / 6410 / 6250 / 6098	2995 / 2964 / 2934 / 2934
Lebensdauer	Jahre	15	15	15
Zinssatz	%	5%	5%	5%
Fixe Betriebskosten	% der Inv.	3%	3%	3%

4.4.4 Gasspeicher

Als Gasspeichertechnologien werden in REMix vereinfacht die Technologieklassen Methan- und Wasserstoffkaverne sowie Flaschenbündelspeicher für die dezentrale Wasserstoffspeicherung unterschieden. Dabei wurde das derzeitige Speichervolumen von Erdgaskavernen (umgerechnet in chemisches Speicherpotenzial) als installierte Kapazität für Methankavernen regional aufgelöst vorgegeben. Es wird angenommen, dass für den Bau von Wasserstoffkavernen ein Potenzial besteht, das den aktuellen Bestand an Erdgaskavernen um das 6-fache übersteigt. Die Bestimmung des Erdgaskavernenvolumens basiert auf der in den Modellregionen aggregierten Volumina aller aktuell betriebenen Kavernen, wobei in der REMix-Optimierung kein Ausbau der Erdgaskavernenkapazität vorgesehen ist. Mit Blick auf die Abnahme der Gasnachfrage, die Nichtberücksichtigung von Transitflüssen und Gasreserven stellt diese Annahme keine Einschränkung des Modells dar. Die maximale Entnahmeleistung von Methankavernen wurde zur genaueren Abbildung des heutigen Systems auf die derzeit installierte Leistung begrenzt.

¹⁸ Für die Bereitstellung der elektrischen Energie fallen zusätzlich Verluste bereits vor den elektromotorischen Antriebseinheiten an, die der zugehörigen Trafostation sowie der Frequenzumrichtung zuzuordnen sind (hier nicht berücksichtigt).

Tabelle 4-15: Techno-ökonomische Parameter der Gas- und Wasserstoffspeicher. Durch „/“ getrennte Werte geben die Annahmen für die Szenariojahre 2020, 2030, 2040 bzw. 2050 wieder

Parameter	Einheit	Kavernenspeicher (CH ₄)	Kavernenspeicher (H ₂)	Tankspeicher (H ₂)
Entladewirkungsgrad	%	99,8%	99,8%	100%
Kompressionsenergiebedarf	kW (comp.) / MW (chem.)	7,0	22,7	25,8
Investitionskosten	€/kWh (chem.)	0,22	0,22	13 / 11 / 9 / 7
Lebensdauer	Jahre	33	33	33
Zinssatz	%	5%	5%	5%
Fixe Betriebskosten	% der Inv.	2%	2%	2%

Für den Zubau von Wasserstofftankspeichern in Deutschland ist keine Limitierung gesetzt. Zur Limitierung der Modellgröße wurden jedoch für das Ausland manuell Kapazitäten berechnet, die eine Speicherung des durchschnittlichen Wasserstoffbedarfs für 6 Stunden zulässt. Frühere Analysen mit REMix haben gezeigt, dass eine derartige Speichergröße eine zur Vermeidung großer Spitzen ausreichende Flexibilisierung dezentraler Elektrolyseure ermöglicht. Da Kavernenspeicher üblicherweise durch die geologischen Gegebenheiten praktisch keine Leckage aufweisen, wird dieser Parameter vernachlässigt. Jedoch fallen Verluste beim Ein- und Ausspeichern in Form von Trocknung an, da sich das Gas bei längerem Speichern mit Wasserdampf, der aus Salzsole am Kavernensumpf entsteht, anreichert. Kavernenspeicher sind bezogen auf die energetische Kapazität in ihrer Investition deutlich günstiger als Tankspeicher. Die für die verschiedenen Speichertypen in REMix berücksichtigten techno-ökonomischen Parameter sind in Tabelle 4-15 zusammengefasst.

4.4.5 Erdgasimport, Gastransportnetz und Wasserstofftransportnetz

Eine explizite Betrachtung von Gas- und Wasserstofftransportnetzen erfolgt nur für den Austausch zwischen den betrachteten Regionen in Deutschland. Ergänzend dazu wird der Import von fossilem Erdgas über die bestehenden Transportkapazitäten berücksichtigt (siehe Abbildung 4-9), innerdeutsche LNG-Terminals hingegen nicht. Die Menge des importierten Erdgases ist nur durch die vorhandenen Leitungskapazitäten beschränkt. Unabhängig von der Herkunft des Gases werden die in Tabelle 4-6 aufgeführten Importpreise und ein Emissionsfaktor von 201,6 kg(CO₂)/MWh angenommen. Wie für alle Technologien werden keine einzelnen Anlagen bzw. Leitungen modelliert, sondern aggregierte Leitungskapazitäten zwischen den Regionen betrachtet. Für die Szenariojahre 2020 und 2030 werden die derzeitigen deutschen Erdgasleitungskapazitäten entsprechen Abschnitt 5.4.4. ins Modell übertragen und auf diese beschränkt. In den Szenariojahren 2040 und 2050 ist ein modellendogener Ausbau der Gastransportkapazitäten möglich. Dem

Modell steht ergänzend dazu die Option der Installation von Wasserstofftransportleitungen zwischen den Regionen offen. Die Leitungslängen beziehen sich wie beim Stromnetz jeweils auf die Verbindung der Mittelpunkte benachbarter Modellregion, wobei der Gastransport innerhalb einer Region keine Berücksichtigung findet. Innerhalb Deutschlands ist für alle Transportleitungen eine Auslegung für bidirektionale Flüsse angenommen. Die techno-ökonomischen Parameter für den Bau und Betrieb von Gastransportleitungen sind in Tabelle 4-16 zusammengefasst.

Tabelle 4-16: Techno-ökonomische Parameter der Gas- und Wasserstofftransportleitungen

Parameter	Einheit	Pipelines CH ₄	Pipelines H ₂
Entladewirkungsgrad	%	99,8%	99,8%
Kompressionsenergiebedarf	kW (comp.) / (MW (chem) x 1 km)	0,014	0,014
Investitionskosten	€/m	1880	2162
Lebensdauer	Jahre	50	50
Zinssatz	%	5%	5%
Fixe Betriebskosten	% der Inv.	2%	2%

4.4.6 Beimischung von Wasserstoff und Biogas

Die Technologieabbildung in REMix erlaubt die Betrachtung einer Beimischung von Wasserstoff und Biogas in das bestehende Erdgasnetz (siehe Abschnitt 4.3.1).

Aus modelltechnischen Einschränkungen wird eine Beimischung von Wasserstoff nur auf Verteilnetzebene betrachtet und näherungsweise über die Bedarfsdeckung innerhalb der REMix-Regionen abgebildet. Für Wasserstoff ist diese aus den in Abschnitt 4.3.1 beschriebenen Gründen jedoch limitiert, wobei in den Szenarien ein kontinuierlicher Anstieg des erlaubten Anteils betrachtet wird. So darf der maximale Anteil des Wasserstoffs im Gasverteilnetz von 10 Vol.-% in 2020 auf 15 Vol.-% in 2030, 20 Vol.-% in 2040 und 25 Vol.-% in 2050 ansteigen. Dies entspricht nach Umrechnung in chemische Energieanteile einer Beimischung von 3.2% in 2020 bis 8.1% in 2050. Durch eine schrittweise Einführung der höheren Wasserstoffkonzentrationen wird sichergestellt, dass die Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur sowie aller nachgelagerten Verbraucher bis zu folgenden Modelljahren erreicht werden kann.

Der Brennstoff Biogas ist modelltechnisch unter der Prämisse abgebildet, dass durch vorangegangene Aufbereitungen die Brennstoffqualität an die von Erdgas angeglichen wurde (Biomethan). Dies entspricht dem Stand der Technik für Biogaseinspeiseanlagen in Deutschland. In REMix wird Biogas daher äquivalent zu Erdgas behandelt und eine Beimischung nicht begrenzt, jedoch ein maximales Potenzial vorgegeben. Dieses ist für die betrachteten Länder und Modellregionen in Tabelle 4-8 spezifiziert.

4.5 Energiewirtschaftlicher Rahmen

Aktuell wirken sich vor allem KWK-Zuschüsse, Abgaben und Umlagen und die Preise für Strom- und Gas auf die Wirtschaftlichkeit der betrachteten Anlagen aus. Für die Analysen im Projekt wurden diese Einflüsse, soweit wie möglich im Einklang mit den Szenarien fortgeschrieben. Im Betrachtungszeitraum könnten sich darüber hinaus strukturelle Änderungen z.B. bei der Systematik der Netzentgelte oder durch zusätzliche lokale Flexibilitätsmärkte ergeben.

Die tatsächliche Entwicklung des Energiesystems und insbesondere der im Projekt betrachteten Flexibilitäten hängt wesentlich von der Wirtschaftlichkeit für die jeweiligen Akteure ab. Sie ergibt sich aus den Technologie- und Marktentwicklungen, wird aber darüber hinaus vor allem auch durch den regulatorischen Rahmen gesteuert. In die Analysen im Projekt MuSeKo fließen sowohl die gegenwärtigen Rahmenbedingungen, als auch mögliche Weiterentwicklungen für die wesentlichen Technologien und Systeme, also Wärmepumpen, KWK-Anlagen, elektrische Betriebsmittel im Gasnetz, Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen, ein.

Der relevante energiewirtschaftliche Rahmen ist ein komplexes Geflecht aus Regelungen und regulatorischen Maßnahmen. Im Folgenden werden Zuschüsse und Vergütungen, Abgaben und die allgemeine Marktentwicklung jeweils für den Strom- und Gassektor betrachtet. Die leitungsgebundene Wärmeversorgung ist, obwohl sie eine zentrale Rolle im Projekt spielt, nicht explizit Teil dieser Betrachtung, da sie im Gegensatz zu Strom- und Gas weitgehend unreguliert ist. Abschließend sind in einem Ausblick die wesentlichen Handlungsfelder und ihr Bezug zu den Untersuchungen im Projekt dargestellt.

4.5.1 Investitionszuschüsse und erzeugungsbasierte Zuschläge

Eine direkte Investitionsförderung für Wärmepumpen, Solarthermie- und KWK-Anlagen, oder elektrische Betriebsmittel im Gasnetz besteht derzeit nicht. Für ausgereifte Technologien ist auch keine direkte Förderung zu erwarten. Die gekoppelte Wärmeversorgung profitiert jedoch von den Investitionszuschüssen für Wärmespeicher und -netze, wie sie im aktuellen Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) verankert sind ([Kwkg15] Abschnitt 5). Darüber hinaus kann der Übertragungsnetzbetreiber die Investitionskosten für Elektrokessel gemäß Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [Enwg05] erstatten, wenn die Anlage dazu dient, im Falle eines Netzengpasses KWK-Erzeugung zu ersetzen. Da die vorgesehene Kostenerstattung explizit keinen Gewinnspielraum lässt und auch Opportunitäten aus der Regelenergievermarktung nicht ausgleicht, werden hier nur Einzelfalllösungen erwartet [WeSc18]. Inzwischen sind erste Projekte auf dem Wege (bspw. [Hodu20]). Für Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen besteht im Einzelfall aktuell noch die Möglichkeit, Förderung für Forschung und Entwicklung bzw. für Demonstrationsvorhaben in Anspruch zu nehmen. Eine langfristige Zubauperspektive lässt sich daraus jedoch nicht ableiten.

Die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen wird außerdem durch erzeugungsbasierte Zuschläge auf die am Markt zu erzielenden Strompreise erhöht. Diese Vergütung wird unabhängig vom Erzeugungszeitpunkt und vom Speicherzusammenhang gewährt. Anlagen zur Eigenversorgung, deren Strom unmittelbar vor Ort verbraucht wird, sind von der Förderung ausgenommen. Anlagen bis zu einer Leistung von maximal 2 MW können feste Zuschläge zwischen 8 und 3 cent/kWh (§7) für bis zu 30.000 Vollbenutzungsstunden (§8) in Anspruch nehmen. Für Anlagen über 1 MW Leistung wird der Zuschlag halbjährlich im Rahmen einer Ausschreibung ermittelt. Seit 2018 wurden jeweils zwischen 50 und 100 MW reguläre und zwischen 25 und 30 MW innovative KWK-Leistung ausgeschrieben. Die bezuschlagten Gebote lagen dabei in etwa zwischen knapp 4 und 5 cent/kWh für reguläre und zwischen 11 und 12 cent/kWh für innovative Anlagen [Bnet20]. Für den Fall der Auktionen passt sich die Zuschlagshöhe automatisch an geänderte Voraussetzungen, wie den technologischen Fortschritt oder die Ausweitung der CO₂-Bepreisung an. Die Fördersätze außerhalb der Ausschreibung müssen hingegen periodisch den aktuellen Gegebenheiten angepasst werden.

In den Basisfall der Modellierung fließen dementsprechend keine direkten Investitionszuschüsse, aber die oben genannten Zuschläge gemäß KWKG für reguläre KWK-Systeme ein. Auch wenn die untersuchten KWK-Systeme teilweise Charakteristika innovativer Systeme aufweisen, so ist davon auszugehen, dass sie über den Betrachtungszeitraum bis 2050 nicht mehr unter die innovativen Systeme fallen werden.

4.5.2 Marktentwicklung und Regelungen im Stromsektor

Strom stellt in den analysierten Fällen sowohl einen Inputfaktor (für PtG, elektrische Betriebsmittel im Gasnetz) als auch einen Output (bei KWK) dar. Insofern ist die Marktentwicklung für die Beschaffung von Strom sowie für dessen Vermarktung relevant. Aus Sicht des Anlagenbetreibers sind niedrige Preise günstig zur Beschaffung und hohe Preise attraktiv für die Vermarktung.

In der Modellierung werden die Stromgestehungskosten des optimierten Gesamtsystems (siehe Kapitel 6) für die Analyse der Einzelfälle verwendet. Sie werden durch die unten beschriebenen Abgaben entsprechend der regulatorischen Vorgaben bzw. Annahmen ergänzt. Die Stromprodukte, die an der Strombörse und auf dem Regenergiemarkt gehandelt werden, unterscheiden sich in erster Linie nach Lieferzeitpunkt und Vorlaufzeit und weisen entsprechend unterschiedliche Preise auf. In die Preisbildung fließen in der Realität eine Vielzahl von Faktoren ein, die in der Grenzkostenperspektive der Modellierung nicht berücksichtigt sind. Umgekehrt schlagen sich Aspekte wie Netzengpässe oder die Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Quellen – anders als in der Modellierung – in der Realität nicht immer in den Preisen am Strommarkt nieder.

Im Jahr 2018 lag der Tagesdurchschnitt der stündlichen Börsenpreise (Phelix-Day-Base) in 80% der Fälle zwischen 33 und 65 €/MWh [Bnet20]. Die Preise sind strukturell tagsüber höher als nachts und weisen bei den Extremwerten eine Spanne von

über 100 €/MWh auf. Zwischen 2016 und 2018 ist das Preisniveau insgesamt gestiegen, da sich die konventionelle Erzeugung im Rahmen des Emissionshandels verteuert. Die prinzipiell günstigeren erneuerbaren Erzeugungsoptionen können diesen Effekt noch nicht kompensieren.

Langfristig und insbesondere für die im Projekt modellierten Szenarien mit hohen EE-Anteilen wären im heutigen Marktdesign in vielen Stunden recht niedrige Preise zu erwarten. Damit ginge aber auch eine größere Spreizung einher, hin zu teuren Spitzenzeiten, wenn die zeitliche Verfügbarkeit von EE-Strom nicht gänzlich zur Nachfrage passt. Je nachdem, ob eine starke Spreizung und die daraus folgenden Verteilungseffekte gesellschaftlich akzeptiert sind, wird deshalb auch eine Anpassung im Marktdesign diskutiert; etwa weg vom reinen Energiehandel und hin zur ergänzenden Vergütung von Kapazität, speziell für Reservezwecke. Unter idealen Bedingungen und ohne Berücksichtigung von Prognoseunsicherheiten unterscheiden sich die Kosten und Anreize jedoch kaum. Die Modellierung im Projekt spiegelt durch die Übergabe der Stromgestehungskosten der Optimierung im Grunde den heutigen Ansatz wieder.

Für Anlagen, die Strom aus dem Netz beziehen fallen neben den reinen Stromkosten eine Reihe von Steuern, Umlagen und Entgelten an, die sich ebenfalls auf die Wirtschaftlichkeit des Betriebs solcher Anlagen auswirken. Die verschiedenen Abgaben unterscheiden sich je nach Bezugsmenge und Technologie; ihre Erhebung wird im Folgenden kurz zusammengefasst. Tabelle 4-17 stellt die zwei Beispielfälle von PtH und PtG gegenüber.

Tabelle 4-17: Steuern, Abgaben und Entgelte für PtH und PtG-Speicherpfade im Jahr 2019

	für PtH	für PtG	Referenz
	€ct/kWh	€ct/kWh	
Netzentgelte	2,33	2,33	[BnBk20]
EEG-Umlage	6,756	6,756	[Netz20]
KWKG-Umlage	0,041*	0,041*	[Netz20]
Offshore Netzumlage	0,416	0,416	[Netz20]
Umlage individuelle Netzentgelte	0,358	0,358	[Netz20]
Umlage Abschaltbare Lasten	0,007	0,007	[Netz20]
Konzessionsabgabe	0,11	0,11	[Kav192]
Stromsteuer	2,05	-	[Stro99]
Gesamt	12,068	9,977	

* 0,226 ct/kWh für die 1. GWh, danach Reduktion auf 15%

Die hier dargestellten Angaben gelten für einen Beispielfall. Dieser umfasst eine neue PtH- bzw. PtG-Anlage mit 10 MW Leistung, die in 2.500 Stunden Strom aufnimmt und nicht rückverstromt. Sie weist daher eine individuelle Netznutzung und

eine Bezugsmenge von 25 GWh auf. Es wird für die Elektrolyse keine Rückverstromung angenommen. Für PtH fallen dann Kosten von rund 12 ct/kWh und für PtG von rund 10 ct/kWh an. Bei elektrischen Betriebsmitteln im Gasnetz fallen bei vergleichbarer Leistung und Abnahmemenge Abgaben entsprechend des PtH-Falles an.

Im Allgemeinen können Anlagen mit einer individuellen Netznutzung oder einer hohen Volllaststundenzahl eine Reduktion bei den Netznutzungsentgelten in Anspruch nehmen. Für Großabnehmer wurden 2019 im Durchschnitt 2,33 ct/kWh veranschlagt [BnBk20]. Für PtG-Anlagen, deren Wasserstoff rückverstromt wird, ist sogar eine vollständige Befreiung von den Netznutzungsentgelten möglich (§118, Absatz 6 [Enwg05]).

Für PtH-Anwendungen wird regelmäßig eine Stromsteuer von 2,05 ct/kWh fällig. Für PtG-Anlagen entfällt die Stromsteuer unabhängig von der Rückverstromung (§9a, Absatz 1 [Stro99]).

Für PtH-Anlagen fällt die EEG-Umlage von 6,756 ct/kWh im Jahr 2020 im Regelfall vollumfänglich an. Eine Befreiung ist für die Erzeugung von ‚Speichergas‘ aus PtG-Anlagen zur Rückverstromung (§ 61I, Absatz 1 [Eeg214]) oder eine Verringerung im Falle der Eigenerzeugung möglich.

Weitere Umlagen, die sich aus der Förderung nach KWKG, Entschädigungen bei der Verzögerung des Offshore-Netzausbaus, den Ausnahmeregelungen bei den Netzentgelten sowie dem Belastungsausgleich für abschaltbare Netzlasten ergeben, fallen sowohl für PtG als auch für PtH an. Die Umlagen werden in der Regel vom Netzbetreiber zusammen mit den Netzentgelten abgerechnet. Wie sie bei Anlagen, die von den Netzentgelten befreit sind, erhoben werden, ist nicht abschließend geklärt.

Für die Konzessionsabgabe können Sondervertragskunden mit hoher Abnahmemenge eine Reduktion auf 0,11 ct/kWh in Anspruch nehmen (§2 Absatz (3) [Kav192]). Regulär fallen je nach Gemeindegröße zwischen 2,39 und 1,32 ct/kWh an (§2, Absatz 2, Nr.1b). Für Schwachlasttarife, ohne hohe Abnahmemenge ist außerdem eine Ermäßigung auf 0,61 ct/kWh vorgesehen.

Im Falle der Eigenversorgung, wenn also Strom genutzt wird, der vor Ort erzeugt und nicht durch das öffentliche Netz geleitet wird, entfallen die Letztverbraucherabgaben weitgehend und nur die EEG-Umlage fällt in reduziertem Umfang an. Insgesamt gewinnt die Eigenversorgung deshalb in Deutschland an Bedeutung. Die Untersuchungen in MuSeKo fokussieren aber auf den nach wie vor deutlich überwiegenden Teil der Versorgung über das Stromnetz.

Für die Modellrechnungen wurden die Abgaben, Steuern und Umlagen, die auf die reinen Strompreise aufgeschlagen werden, fortgeschrieben. Die folgende Tabelle fasst die gesamten Aufschläge, jeweils für die unterschiedlichen Szenarien und Technologien zusammen.

Tabelle 4-18: Aufschläge auf den Strompreis für den Strombezug für Elektrokessel und Wärmepumpen, Betriebsmittel im Gasnetz und Power-to-Gas-Anlagen

Einheit	Aufschläge auf den Strompreis für PtH und Betriebsmittel im Gasnetz		Aufschläge auf den Strompreis für PtG	
	THG80	THG95	THG80	THG95
	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh
2020	11,9	11,9	5,3	5,3
2030	10,5	10,2	10,5	10,2
2040	7,9	7,6	7,9	7,6
2050	9,6	8,1	9,6	8,1

Die aufgeführten Werte sind Abschätzungen basierend auf den Systemparametern der jeweiligen Szenarien. Unterschiede zwischen dem THG80- und dem THG95-Szenario ergeben sich aus den darin unterschiedlichen Werten z. B. für Stromnachfrage und Netzkosten. Auf die Abschätzung der Netzentgelte wirkt sich die Steigerung der gesamten Stromnachfrage im System senkend aus, während steigende der Netzkosten die Aufschläge erhöhen. Bei der Fortschreibung der Umlagen, tragen sowohl der Nachfragezuwachs als auch der sinkende Förderbedarf erneuerbarer Energien zur Verringerung der Aufschläge bei. Weiterhin wird unterstellt, dass PtG-Anlagen, wenn sie in der Zukunft sind, keine Ausnahmen mehr in Anspruch nehmen können. Die Stromsteuer wird konstant fortgeschrieben, da hier zunächst keine Änderungen absehbar erscheinen.

4.5.3 Marktentwicklung und Regelungen im Gassektor

Auch für Anlagen, die Gas über das öffentliche Netz beziehen, fallen Netzentgelte, Steuern und eine Konzessionsabgabe an. Die Abgaben variieren vor allem nach Bezugsmenge und wirken sich auf die Wirtschaftlichkeit des Betriebs der untersuchten Anlagen aus. Die Konzessionsabgabe etwa entfällt bei Sondervertragskunden für die ersten 5 GWh (§2, Absatz 5, Nr.1 [Kav192]). Die Verbraucherabgaben im Gassektor sind weniger differenziert, aber auch weniger transparent als im Strombereich. Im Gegensatz zum Stromsektor machten die Abgaben im Jahr 2018 insgesamt für die hier betrachteten Abnahmemengen aber nur rund 30% des Endpreises aus. Davon entfallen 10% auf die Netzentgelte und fast 20% auf die Stromsteuer [Bnet20]. Die Verabschiedung des Brennstoffemissionshandelsgesetz wird sich voraussichtlich zumindest für einen Teil der Endkunden ebenfalls preissteigernd auswirken [TVVW20]. Während es sich dabei um einen regulatorischen Eingriff handelt, sind die Kosten jedoch nicht direkt von den Endkunden, sondern vom Versorger zu zahlen.

Zusätzlich zu den regulierten Abgaben fallen durch die Beschaffungsstruktur beim Gas höhere Aufschläge für den Zwischenhandel und beim Versorger an als in der

Stromversorgung. Durch die CO₂-Bepreisung wird sich dies zumindest für einen Teil der untersuchten Anlagen noch verstärken. Der Endpreis für Industriekunden, wie er von der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird, lag in den letzten Jahren durchschnittlich etwa 50% über dem Grenzübergabepreis, wie er vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle festgehalten ist. Für die Modellierung wurde diese Entwicklung auf Basis der Gaspreise bzw. Gasgestehungskosten aus den Szenarien fortgeschrieben.

Die Preise für fossiles Methan sind in den letzten Jahren zwar mitunter gestiegen, liegen aber nach wie vor deutlich unter den Werten der letzten Dekade. Für erneuerbares und synthetisches Methan gibt es gegenwärtig keinen vergleichbaren Markt. Entsprechend manifestiert sich bislang auch nur begrenzt eine höhere Zahlungsbereitschaft für nicht-fossile Gase. Wasserstoff wird gegenwärtig vor allem lokal und bilateral gehandelt. In die Modellierung fließt zu Beginn des Betrachtungszeitraums noch im Wesentlichen ein durch internationale Versorgungsstrukturen und -strategien geprägter Gaspreis gemäß Abschnitt 4.1.4 als Annahme ein. In den späteren Szenariojahren sieht die Optimierung zunehmend eine Erzeugung erneuerbarer Gase in Deutschland vor. Dementsprechend kann der Gaspreis dann, wie in Kapitel 7 dargestellt, als Gestehungskostenmix der in REMix optimierten Anlagen in die Modellierung einfließen.

4.5.4 Ausblick

Unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen sind optimale Investitionen und der systemdienliche Betrieb eines Anlagenparks für eine effiziente CO₂-arme Energieversorgung noch nicht gewährleistet. Zahlreiche Änderungen haben die Klimabelastung bereits verringert und eine Vielzahl weiterer Anpassungen wird noch diskutiert. Im Folgenden heben wir einige für die untersuchten Konzepte besonders relevante potentielle Anpassungen hervor.

Aktuell koordiniert der energiewirtschaftliche Rahmen die Investitions- und Betriebsentscheidungen von PtG- und PtH-Anlagen noch nicht ausreichend mit der Verfügbarkeit von EE-Strom. Strom, der von den übergeordneten Märkten bezogen wird, kann sowohl aus konventionellen, als auch aus erneuerbaren Quellen stammen. Eine gezielte Beschaffung von EE-Strom ist über die Strombörse nicht vorgesehen. Zu Zeiten mit niedrigen Preisen dürfte der Strom zwar oft aus erneuerbaren Quellen mit niedrigen Grenzkosten stammen, aktuell können aber auch noch inflexible konventionelle Erzeuger oder konventionelle Must-Run-Einheiten zu niedrigen Preisen führen [Nico10] und so den Systemnutzen der Flexibilitäten eingrenzen. Eine Segmentierung des Marktes ist deshalb jedoch nicht absehbar. Stattdessen soll die Ausweitung des Emissionshandels über das Brennstoffemissionshandelsgesetz mittelfristig dazu führen, dass die Strompreise die CO₂-Emissionen widerspiegeln [Bren19].

Die Vermeidung von EE-Abregelungen wird außerdem durch die einheitliche Preiszone behindert. Bei KWK-Anlagen ist die räumliche Nähe zum Strombedarf durch

die Verbindung zur Wärmesenke in der Regel gegeben, es bestehen aber gegebenenfalls noch nicht ausreichende Anreize die Erzeugung speziell in die Zeiten der Unterdeckung zu verlagern. Selbst wenn die Anlagenbetreiber also ihre Investitionsentscheidung und Betriebsweise nach den Preissignalen ausrichten, betreiben sie ihre Anlagen also nicht zwingend zur aus Gesamtsystemsicht richtigen Zeit und nur eher zufällig am optimalen Ort. Während Akteure aus der Flexibilitätsvermarktung eine Marktteilung gemäß der Netzkapazität fordern, hält die Bundesregierung bislang aus industriepolitischen Gründen an der einheitlichen Preiszone fest [Bmwi20]. Gleichzeitig rücken aber neue Marktsegmente mit örtlicher Differenzierung in den Fokus. So fordert etwa die Strombinnenmarkt-Richtlinie der Europäischen Union die marktliche Ausgestaltung des Redispatch-Verfahrens und parallel explorieren Pilotprojekte die Möglichkeiten lokaler Flexibilitätsmärkte zur systemdienlichen Integration der untersuchten Anlagen [Dena19a].

Die Aufschläge auf den Strompreis machen für die Betreiber von PtH- und PtG-Anlagen einen erheblichen Teil des Bezugspreises aus und überlagern so mögliche Preissignale seitens der Märkte. Ausnahmen und Befreiungen, die die Wirtschaftlichkeit grundsätzlich verbessern, schaffen jedoch kaum Anreize für eine flexible Einsatzweise zur Integration von fluktuierendem EE-Strom. Reformen werden dahingehend diskutiert, dass die Abgabenlast zwischen den Technologien und Sektoren vereinheitlicht wird [Dena19b], sowie dass die Struktur der Netzentgelte bessere Anreize zur Optimierung der Netze bietet [Agor19].

Übergreifend gilt es insbesondere in Bezug auf sich wandelnde Rahmenbedingungen, die Transparenz und Planungssicherheit für die Akteure zu maximieren. Unsicherheiten bezüglich der Auslegung und Anwendbarkeit bestimmter Regelungen auf einzelne Anlagenkonstellationen bzw. Betriebskonzepte werden in der Modellierung im Projekt nicht berücksichtigt, wirken sich aber in der Realität nachteilig auf die Umsetzung eines optimalen Energiesystems aus.

5 Ergebnisse der Gesamtsystemoptimierung

Die Ergebnisse der Gesamtsystemoptimierung unterstreichen die positive Wechselwirkung der Kombination der verschiedenen Optionen der flexiblen Kopplung von Strom-, Wärme- und Gassystem.

Dieses Kapitel beschreibt die Ergebnisse der REMix-Modellierungen. Im Zentrum der Analyse stehen der Zubau und Einsatz der verschiedenen Sektorenkopplungstechnologien in Deutschland. Neben den modellendogen installierten Kapazitäten von Wandlern, Speichern und Netzen wird deren Einsatz sowohl in der Jahressumme, als auch im zeitlichen Verlauf betrachtet. In Kapitel 5.1 werden die Modellergebnisse der beiden Basisszenarien dargestellt und analysiert. Darauf aufbauend werden in Kapitel 5.2 verschiedene Varianten des Szenarios THG95 betrachtet, in denen der Einsatz ausgewählter Technologien genauer beleuchtet wird.

5.1 Basisszenarien

Mit zunehmender Reduktion der CO₂-Emissionen gewinnt die flexible Sektorenkopplung zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und Sonne stark an Bedeutung. Im Szenario ohne direkte Emissionen im betrachteten Energiesystem erweist sich der Bau umfangreicher Wasserstoffinfrastrukturen als gesamtwirtschaftlich sinnvoll.

Bei der Analyse der Basisszenarien werden zunächst die Entwicklung der Stromnachfrage und Erzeugung, sowie die Nutzung von Lastausgleichsoptionen im zeitlichen Verlauf der Szenariojahre untersucht. Aufbauend darauf erfolgt eine genauere Betrachtung der Systeme im Zieljahr 2050, einschließlich der räumlichen Verteilung und des zeitlichen Einsatzes von Anlagen. Im Jahr 2020 gibt es keinen Unterschied zwischen den Szenarien.

5.1.1 Entwicklung der Energienachfrage

Die Sektorenkopplung führt zu einem starken Anstieg der Stromnachfrage, im Gegensatz dazu entwickelt sich die Gasnachfrage rückläufig.

Die Stromnachfrage, die den Basisszenarien zugrunde liegt, setzt sich aus einer modellexogenen sowie einer modellendogenen Komponente zusammen. Letztere umfasst im Wesentlichen die aus der flexiblen Sektorenkopplung resultierende Nachfrage von batterieelektrischen Fahrzeugen, elektrischen Wärmeerzeugern sowie der Erzeugung, Speicherung und dem Transport von Wasserstoff und synthetischem

Methan. Der modellexogene Anteil ergänzt jene Verbraucher, die nicht explizit in REMix modelliert sind (Legendeneintrag „konventionelle Stromnachfrage“ in Abbildung 5-1).

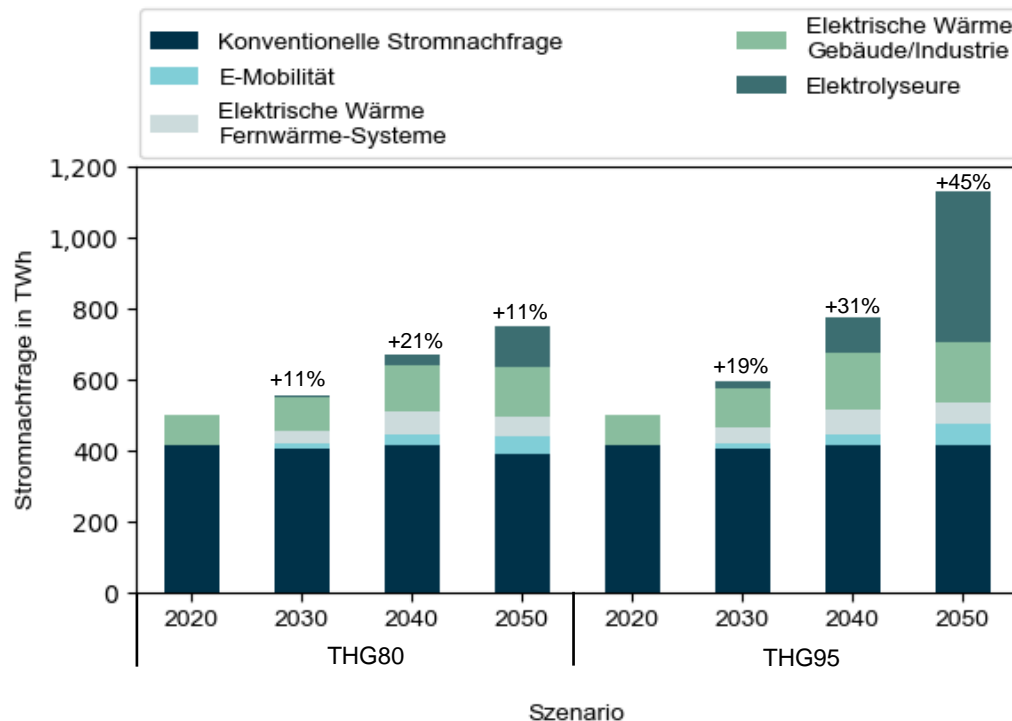


Abbildung 5-1: Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland im Szenariovergleich. Die sich aus der flexiblen Sektorenkopplung ergebenden Anteile sind separat ausgewiesen

Abbildung 5-1 fasst die aus exogenen Annahmen und endogenen Berechnungen resultierenden Stromnachfragen der zwei Szenarien zusammen. Es wird ein deutlicher Anstieg der Stromnachfrage in Deutschland durch flexible Sektorenkopplung (Strom-Wärme, Strom-Gas und Strom-Verkehr) ersichtlich. Dieser ergibt sich in den früheren Szenariojahren vor allem aus einer zunehmenden Elektrifizierung der Wärmeerzeugung in Gebäuden, Industrie und Wärmenetzen (229 TWh in 2050). Während die steigende Nutzung elektrischer Wärmeerzeugung in Gebäuden und Industrie eine exogene Vorgabe aus den Szenarien ist, sind Auslegung und Einsatz von elektrischen Boilern und Wärmepumpen in Wärmenetzen ein Ergebnis der Optimierung. Diese sind aufgrund steigender Brennstoffpreise und CO₂-Emissionskosten ab 2030 konkurrenzfähig gegenüber der Wärmeerzeugung in KWK und brennstoffbasierten Spitzenkesseln. Nach 2040 geht die Stromnachfrage der elektrischen Wärmeerzeugung in Wärmenetzen wieder zurück, bedingt durch die sinkende Wärmenachfrage und die Fokussierung auf die effizienteren Wärmepumpen. Die größte Auswirkung auf die Stromnachfrage hat die großskalige Erzeugung synthetischer Gase im Szenario THG95, deren Strombedarf im Jahr 2050 mit dann 423 TWh die Nachfrage der konventionellen Verbraucher übersteigt. Der Ladestrombedarf batterieelektrischer Fahrzeuge mit gesteuertem Laden ist im Vergleich dazu deutlich geringer (62 TWh in 2050).

Bei der Gasnachfrage wird ebenfalls zwischen exogen vorgegebenen und endogen errechneten Bedarfen unterschieden, wobei sich der endogene Anteil aus der Nachfrage gasbetriebener Kraftwerke und Wärmeversorgungsanlagen ergibt (siehe Abbildung 5-2). Deren Auslegung und Einsatz, und damit auch der Brennstoffbedarf, sind Ergebnis der Optimierung.

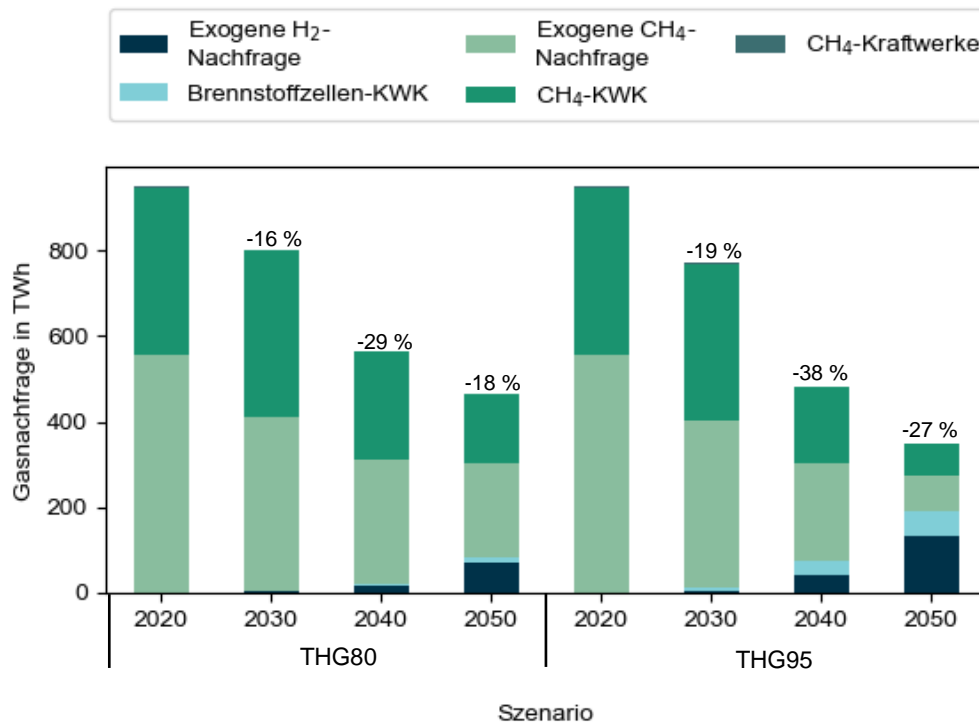


Abbildung 5-2: Entwicklung der Gasnachfrage in Deutschland im Szenariovergleich

Die Gasnachfrage in Deutschland nimmt im Szenario THG80 von 2020 bis 2050 um 51 % und im Szenario THG95 um 63 % ab (siehe Szenariodefinition in Kapitel 4.1). Während die Reduktion der exogen vorgegebenen Methannachfrage auf erhöhte Energieeffizienz und einen gesteigerten Grad an Elektrifizierung in der häuslichen Wärmebereitstellung zurückzuführen ist, wird die Reduktion des endogenen Anteils vor allem durch den vorgegebenen CO₂-Preis und das CO₂-Ziel bis zum Jahr 2050 getrieben. Diese Entwicklungen führen zu einer Verschiebung der Strombereitstellung von Gaskraftwerken zu EE-Anlagen sowie von einer gasbasierten zu einer elektrifizierten Wärmebereitstellung. Während eine Nutzung von gasbetriebenen KWK-Anlagen in beiden Szenarien bis in 2050 erfolgt, spielen gasbetriebene Kondensationskraftwerke keine Rolle.

5.1.2 Entwicklung der Stromerzeugung und des Kraftwerksparks

Für eine überwiegend heimische Versorgung der Energienachfrage muss die Stromerzeugungskapazität gegenüber heute je nach Szenario um den Faktor 2 bis 4 erhöht werden. Daraus ergibt sich insbesondere ein Zubau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen.

Die angenommene Stromnachfrage wird in Deutschland anteilig durch die in Abbildung 5-3 dargestellten Technologien gedeckt. Dabei zählen Windenergie und Photovoltaik bereits ab 2030 zu den wichtigsten Stromerzeugungstechnologien. Sie werden vor allem durch gasbetriebenen KWK-Anlagen, die bestehenden Wasserkraftwerke und die exogen vorgegebenen Geothermie- und Müllheizkraftwerke ergänzt. Eine Stromerzeugung aus Kohle ist in den Szenarien nur bis 2030 erlaubt, Biomasseverbrennung findet ebenfalls nur bis 2030 statt, da sich der Neubau von Anlagen in späteren Jahren als nicht konkurrenzfähig erweist. Dafür kommen in geringen Anteilen und insbesondere in Szenario THG95 Brennstoffzellen ins System, deren Kapazitäten exogen vorgegeben sind. Darüber hinaus werden die Nettostromimporte aus den europäischen Nachbarländern sowie, auf der Sekundärachse, die jährlichen CO₂-Emissionen für die Ausbaupfade der zwei Basiszenarien abgebildet. In Abbildung 5-4 wird diese Darstellung in den europäischen Kontext gesetzt. Da der Bilanzraum sowohl Deutschland als auch dessen Nachbarländer umfasst, werden bei dieser Betrachtung keine Stromimporte berücksichtigt.

Der für das Szenariojahr 2020 optimierte Erzeugungsmix gleicht annähernd dem realen Strommix aus dem Jahr 2019 [Bdew20]. Abweichungen ergeben sich insbesondere bei den EE und der Kohlestromerzeugung (siehe Tabelle 5-1). Diese lassen sich durch vom angenommenen Verlauf abweichende Wind- und PV-Stromerzeugung sowie die Vernachlässigung von Netzengpässen erklären.

Tabelle 5-1: Vergleich der realen Bruttostromerzeugung im Jahr 2019 mit der vom Modell optimierten im Jahr 2020 für Deutschland

Technologie	Einheit	Real (2019)	Optimiert (2020)
EE	%	40 %	47 %
Kernenergie	%	12 %	14 %
Kohle	%	29 %	21 %
Gas	%	15 %	17 %

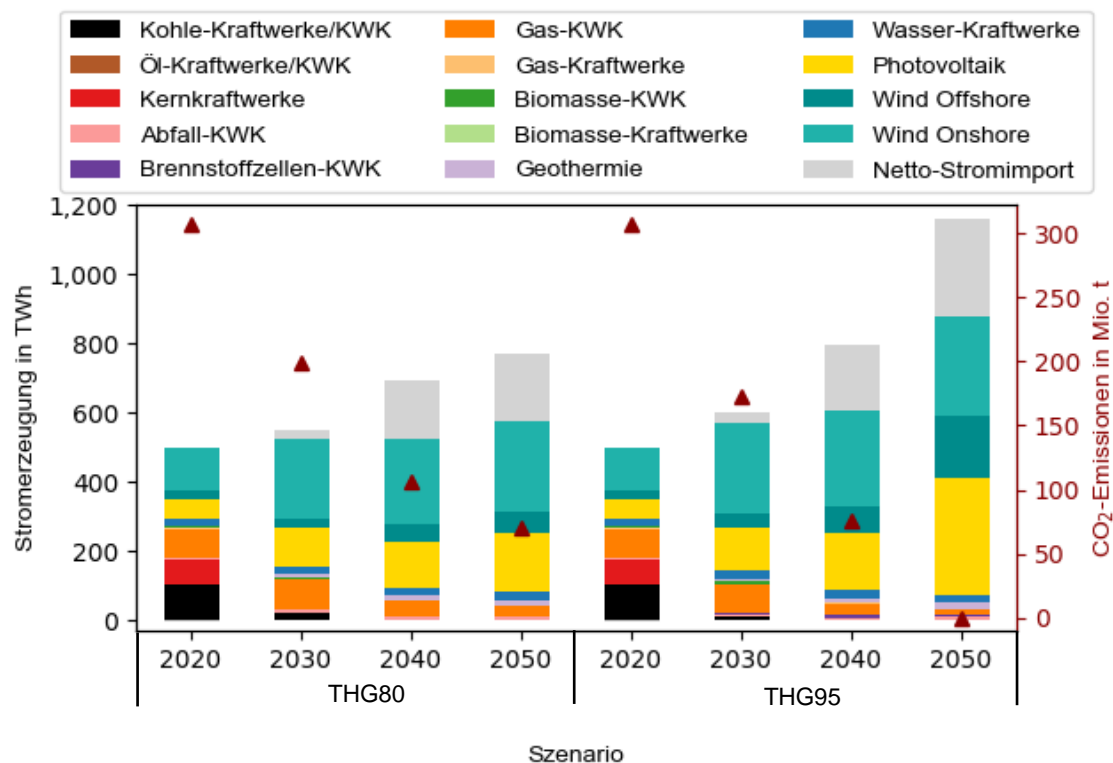


Abbildung 5-3: Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland im Szenariovergleich

Das Stromerzeugungsportfolio innerhalb Deutschlands wird neben dem Kernkraftausstieg im Jahr 2022 auch vom Kohleausstieg 2038 beeinflusst, sodass diese Technologien ab dem darauffolgenden Stützjahr dem Erzeugungspark nicht mehr zur Verfügung stehen. Ein erhöhter CO₂-Preis bedingt, insbesondere im Szenario THG95, bereits ab 2030 einen starken Rückgang der Kohleverstromung um 70% bzw. 90%, was eine 35 bzw. 44%-ige Reduktion der CO₂-Emissionen von 2020 auf 2030 bewirkt. Da die Kapazitäten der Kohlekraftwerke nur um etwa 60% sinken, resultiert ein deutlicher Rückgang der Auslastung. In deutlich geringerem Maße ist die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken von den erhöhten Emissionskosten betroffen. Während sich die Reduktion der Emissionen im Szenario THG80 ab 2040 verlangsamt, wird im Szenario THG95 ein linearer Rückgang bis hin zu einer vollständigen Vermeidung von CO₂-Emissionen in 2050 realisiert.

Die günstigere Stromerzeugung durch erneuerbare Energien im Ausland, bedingt durch die höheren Potenziale (z.B. mittels Photovoltaik in Italien und Frankreich, Windkraft in Dänemark oder Wasserkraft in Norwegen), führt dazu, dass das exogen vorgegebene Stromimportlimit von 20 % der Stromnachfrage ab dem Jahr 2040 erreicht wird. Da sich dieses auf die Nachfrage exklusive der Verluste bezieht, kann der in Abbildung 5-3 dargestellte Anteil etwas höher liegen. Ebenfalls wirkt die Netzkapazität, die sich bis 2040 an dem von der Bundesregierung verabschiedeten Netzentwicklungsplan orientiert, limitierend auf den Stromimport. Im Szenariojahr 2020 wird ein Nettostromexport von 6 TWh realisiert, was konsistent mit den realen Daten

der vergangenen Jahre ist. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass das System in großem Maße auf Bestandsanlagen mit günstigen Stromerzeugungsgrenzkosten zurückgreift.

Trotz der Abweichungen in der zeitlichen Entwicklung der spezifischen Technologiekosten ergibt sich eine sehr große Ähnlichkeit in der resultierenden Stromerzeugung des Jahres 2050 in THG80 und des Jahres 2040 in THG95. Dies steht im Einklang mit den Annahmen zur Nachfrage, sowie den CO₂-Emissionskosten von 140 €/t bzw. 154 €/t. Somit kann das Jahr 2050 in THG95 auch als eine mögliche zeitliche Fortschreibung von THG80 z.B. in das Jahr 2060 interpretiert werden.

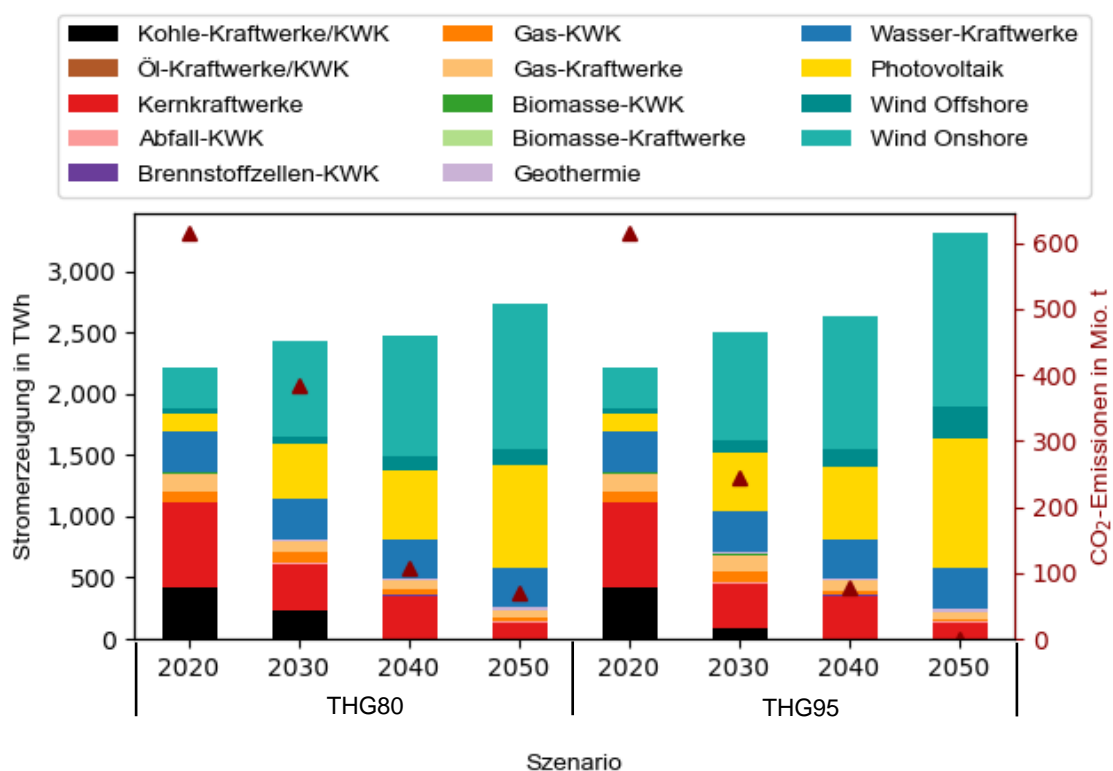


Abbildung 5-4: Entwicklung der Stromerzeugung in den betrachteten europäischen Ländern im Szenariovergleich

Die Entwicklung der Stromerzeugung im gesamten Untersuchungsgebiet zeigt ein ähnliches Bild (Abbildung 5-4). Durch steigende CO₂-Emissionskosten und politische Ausstiegspläne reduziert sich der Beitrag nuklearer und fossiler Kraftwerke von mehr als der Hälfte der Erzeugung in 2020 auf etwa 10% in 2050. Dieser Rückgang wird durch PV- und Windstromerzeugung kompensiert. Die wichtigste Energiequelle im Jahr 2050 ist die Windenergie an Land, gefolgt von PV, Wasserkraft und Windenergie auf See.

Bedingt durch den Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohlestromerzeugung und getrieben durch den Anstieg der Nachfrage und des CO₂-Preises ergibt sich ein sehr starker Zubau von PV-Anlagen und Windturbinen an Land zwischen den Jahren

2020 und 2030 (siehe Abbildung 5-5). Bei der PV erhöht sich die installierte Leistung von 54 GW auf 112 GW (THG80) bzw. 127 GW (THG95), bei der Windenergie an Land von 50 GW auf 91 GW bzw. 105 GW, was jeweils ungefähr einer Verdopplung entspricht. Im Gegensatz dazu zeigt sich in der folgenden Dekade ein deutlich geringerer Zubau, da steigende Nachfragen bevorzugt durch Importe gedeckt werden, die der im Szenariojahr 2040 erlaubte modellendogene Stromnetzausbau ermöglicht. Da diese Importe in ihrem Anteil an der Erzeugung jedoch gedeckelt sind – wie auch der erlaubte Netzausbau – zeigt sich insbesondere in THG95 in der folgenden Dekade wieder ein sehr starker Anstieg der EE-Leistung. Da die Potenziale der Windenergie an Land in 2040 schon nahezu ausgeschöpft sind, wird dieser Anstieg durch eine erneute Verdopplung der Kapazitäten der PV sowie der Windenergie auf See realisiert. Dies entspricht einem Nettozubau von PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von über 170 GW. Der jährlich benötigte Zubau würde damit das Doppelte des bisher höchsten realisierten Werts betragen (gut 8 GW in 2012), wobei der Ersatz von Bestandsanlagen am Ende ihrer Lebensdauer noch nicht berücksichtigt ist. Der jährliche Zubau ließe sich durch eine Verstetigung des Ausbaus im gesamten Untersuchungszeitraum reduzieren. Bei Windenergieanlagen auf See erreicht der maximale Zubau pro Jahr 2,3 GW zwischen 2040 und 2050 in THG95, entsprechend dem in 2015 realisierten Wert. Über Wind und PV hinaus werden in geringem Umfang auch Laufwasserkraftwerke einer Gesamtkapazität von 270 MW (THG80) bzw. 560 MW (THG95) endogen zugebaut.

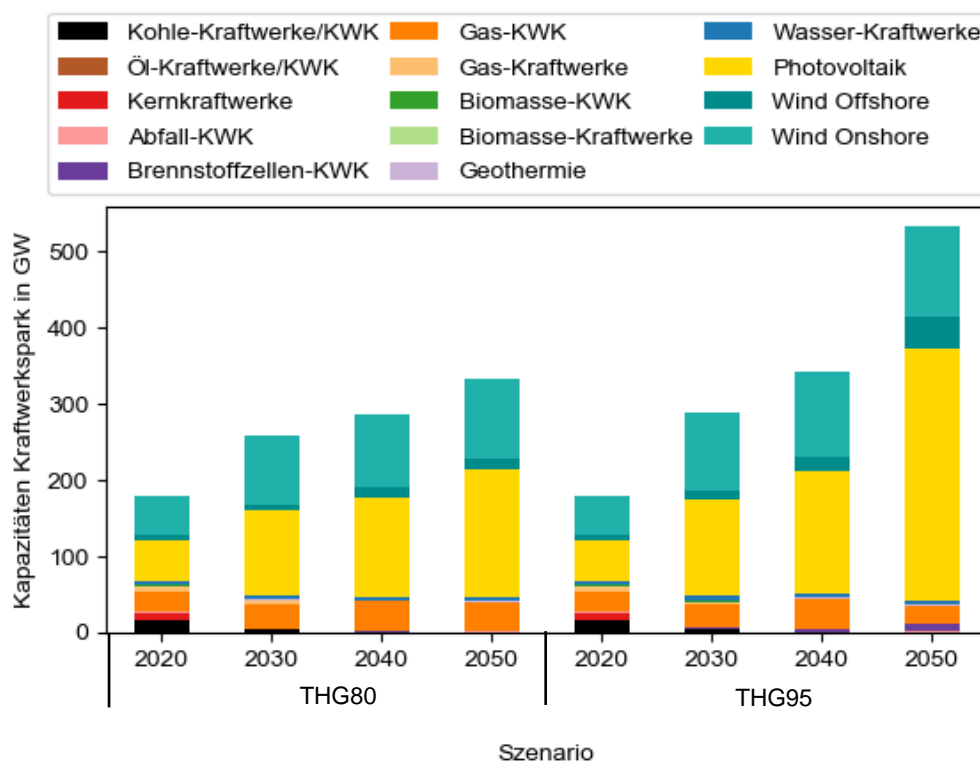


Abbildung 5-5: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in Deutschland im Szenariovergleich

Die EE-Anlagen werden zwischen 2030 und 2050 durch einen nahezu konstanten Bestand an gasbefeuerten KWK-Anlagen ergänzt. Deren Gesamtkapazität von etwa 35 bis 40 GW dient der Stromerzeugung in Zeiten geringer EE-Stromerzeugung. Neben Gas-KWK-Anlagen kommen auch Geothermie-Kraftwerke, Müllheizkraftwerke und Brennstoffzellen zum Einsatz, wohingegen die Biomasseverbrennung nur eine sehr geringfügige Rolle spielt.

In Deutschland werden die EE entsprechend ihrer Ressourcenpotenziale zugebaut, d.h. Photovoltaik verstärkt im Süden Deutschlands und Windenergieanlagen vor allem in Niedersachsen (siehe Abbildung 5-6).

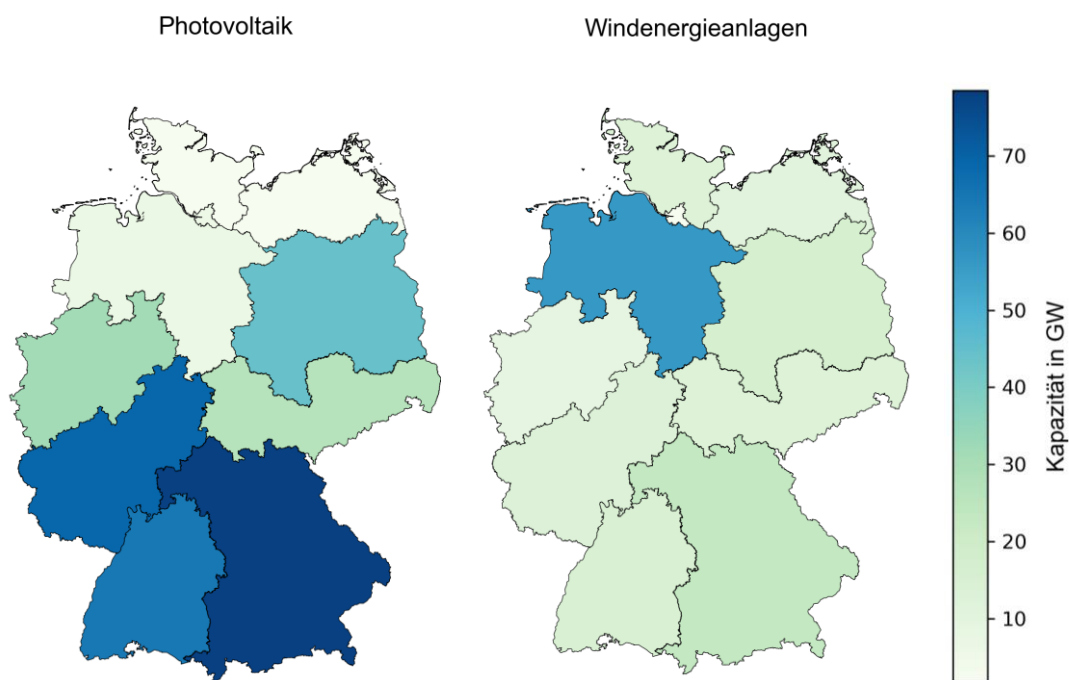


Abbildung 5-6: Kapazitäten von Photovoltaik- und Windenergieanlagen (an Land und auf See) im Vergleich für das THG95/2050-Szenario

Der Kraftwerksbestand im betrachteten europäischen Untersuchungsgebiet weist in seiner Entwicklung ähnliche Charakteristika wie jener in Deutschland auf (siehe Abbildung 5-7 sowie Abbildung 12-9). Der Zubau von EE-Anlagen erfolgt vor allem zwischen 2020 und 2030 sowie zwischen 2040 und 2050. Diese werden überwiegend durch Gaskraftwerke ergänzt. Kohlekraftwerke sind bis 2040 nahezu vollständig durch EE ersetzt, bis 2050 dann auch Kernkraftwerke. Die in Frankreich und Italien als Investitionsoption ebenfalls zur Verfügung stehende konzentrierende Solarkraft (CSP) kommt nicht zum Zug. Dies gilt ebenso für Biomassestromerzeugung, für die keine neuen Anlagen gebaut werden.

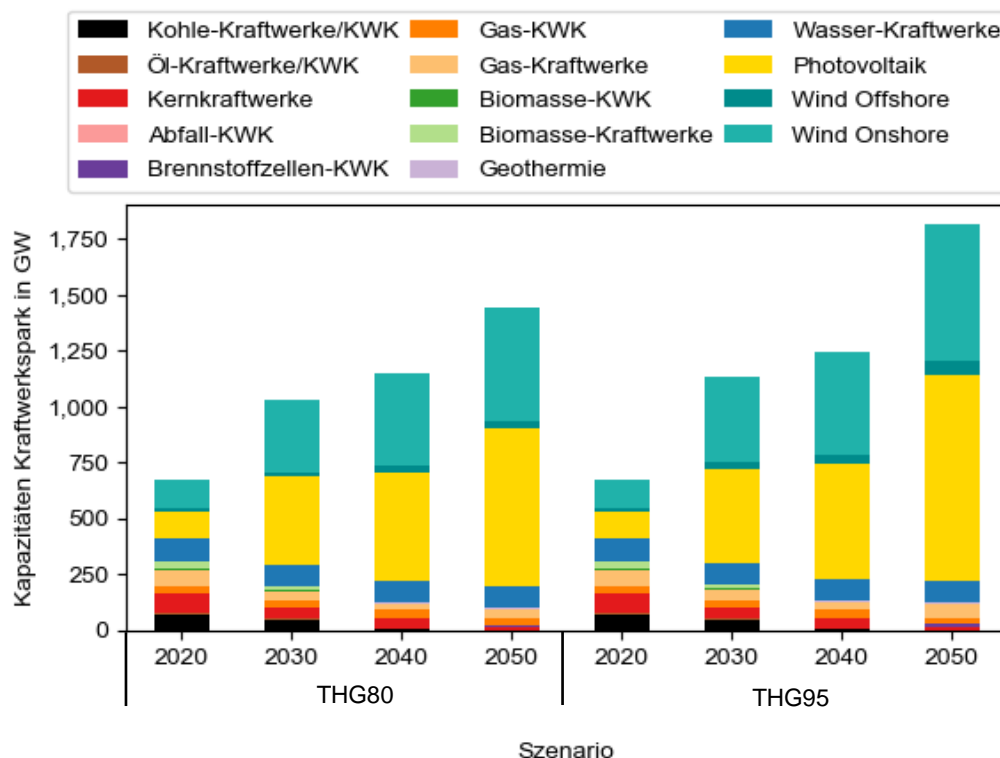


Abbildung 5-7: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in den betrachteten europäischen Ländern im Szenariovergleich

5.1.3 Entwicklung des Ausgleichs fluktuierender Stromerzeugung

Der Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung erfolgt am günstigsten durch die Kombination von verschiedenen Optionen zur zeitlichen und räumlichen Verlagerung. Im Szenario THG95 kommt der flexiblen Erzeugung und dem überregionalen Transport von Wasserstoff eine zentrale Rolle zu.

Der deutliche Anstieg der Wind- und PV-Kapazität geht einher mit großen Schwankungen in der tageszeitlichen und jahreszeitlichen Stromerzeugung. Diese Schwankungen können durch eine große Bandbreite an Lastausgleichs- und Sektorenkoppelungsoptionen ausgeglichen werden, die jeweils mit unterschiedlichen Funktionalitäten und Kosten einhergehen. Die meisten dieser Optionen, darunter Batteriespeicher, Wärmespeicher oder Wasserstoffspeicher, elektrische Heizsysteme in Wärmenetzen oder Leitungen zum Transport von Strom oder Wasserstoff können vom Modell endogen in ihrer Kapazität optimiert werden (siehe Abschnitt 4.2.2). Demzufolge konzentriert sich die folgende Analyse einerseits auf den aggregierten Einsatz der verschiedenen Lastausgleichsoptionen und andererseits auf deren Auslegung. Daraus lässt sich ableiten, welche Technologien zu welchem Zeitpunkt des Transformationsprozesses benötigt werden. Zudem werden die Größenordnungen des Beitrags der verschiedenen Optionen miteinander verglichen und im zeitlichen Verlauf

betrachtet. Weitere Details folgen für das Wasserstoffsystem in Abschnitt 5.1.6 und für den stündlichen Anlageneinsatz in Abschnitt 5.1.7.

Abbildung 5-8 zeigt deutliche Unterschiede im Beitrag der verschiedenen Lastausgleichsoptionen auf. Während in 2020 die Stromerzeugung in regelbaren Kraftwerken die wichtigste Ausgleichsoption ist, sind in 2030 das Stromnetz und die Flexibilisierung der Wärmeerzeugung von besonderer Bedeutung. Ab 2040 kommt die flexible Erzeugung von Wasserstoff mit wesentlichen Beiträgen dazu, und entwickelt sich bis 2050 zur wichtigsten Lastausgleichsoption. Im Vergleich zum Stromnetz sowie der Sektorenkopplung Strom-Wärme und Strom-Gas spielen Stromspeicher und gesteuertes Laden von Batteriefahrzeugen nur eine untergeordnete Rolle, werden aber dennoch für den kostenminimalen Lastausgleich benötigt.

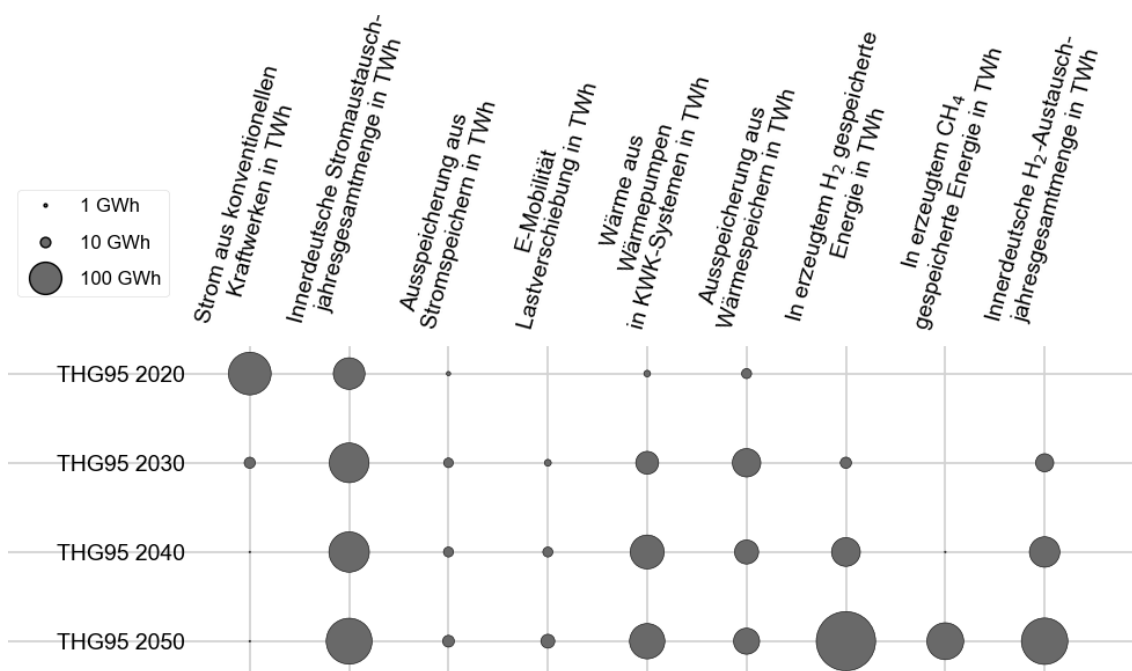


Abbildung 5-8: Beitrag der verschiedenen Lastausgleichsoptionen im Verlauf der Jahre im Szenario THG95

Die Abregelung von EE-Strom beläuft sich in Deutschland auf maximal 3 TWh/a (THG95/2030), entsprechend 0,7% der potenziellen fluktuierenden Erzeugung aus Wind, Sonne und Wasser. Dies impliziert, dass nahezu der gesamte EE-Strom durch Einsatz der vielfältigen Lastausgleichsoptionen genutzt werden kann, und dies trotz der zu tätigen Investitionen günstiger als eine Abregelung ist. Bedingung dafür ist jedoch ein umfangreicher Ausbau des Stromnetzes sowie der flexiblen Sektorenkopplung. Durch mögliche lokale Netzengpässe verursachte Abregelung kann methodisch bedingt nicht erfasst werden. Mit 1,7% nur unwesentlich höher ist die Abregelung für das europäische Untersuchungsgebiet.

Wie sich der Einsatz einzelner Sektorenkopplungsoptionen im zeitlichen Verlauf entwickelt geht im Detail aus Abbildung 5-9 und Abbildung 5-10 hervor. Im Szenario THG80 zeigt sich im Verlauf der Szenariojahre ein Anstieg in der Nutzung aller Optionen außer der Stromerzeugung in KWK-Anlagen. Diese wird zunehmend durch

EE-Strom ersetzt, und sinkt bis 2050 auf weniger als ein Viertel des Ausgangswerts. Im Zuge dieser Umstellung erfolgt die Wärmeerzeugung zunehmend strombasiert über Wärmepumpen und elektrische Boiler. Im Gegensatz dazu kommt die dem Modell ebenfalls als Investitionsoption zur Verfügung stehende Solarthermie nicht zum Zuge. Die Nutzung thermischer Speicher steigt hingegen sprunghaft in 2030 und bleibt dann nahezu konstant. Im Gegensatz dazu und im Einklang mit dem Anstieg der Nachfrage zeigt sich der größte Anstieg bei Transport und Speicherung von Wasserstoff zwischen 2040 und 2050. Auffällig ist weiterhin, dass der starke EE-Ausbau zwischen 2020 und 2030 auch zu einem starken Anstieg in der Auslastung von Stromspeichern und innerdeutschen Stromtransportleitungen führt, welcher sich in den Folgedekaden nicht fortsetzt.

Auch wenn die verschiedenen Technologien in den folgenden Abbildungen einzeln ausgewiesen werden, ist bei der Interpretation wichtig zu beachten, dass viele von ihnen nur im Zusammenspiel ihre Wirkung entfalten. Dies gilt für KWK, elektrische Wärmeerzeugung und thermische Speicherung ebenso wie für Erzeugung, Speicherung und Transport synthetischer Gase.

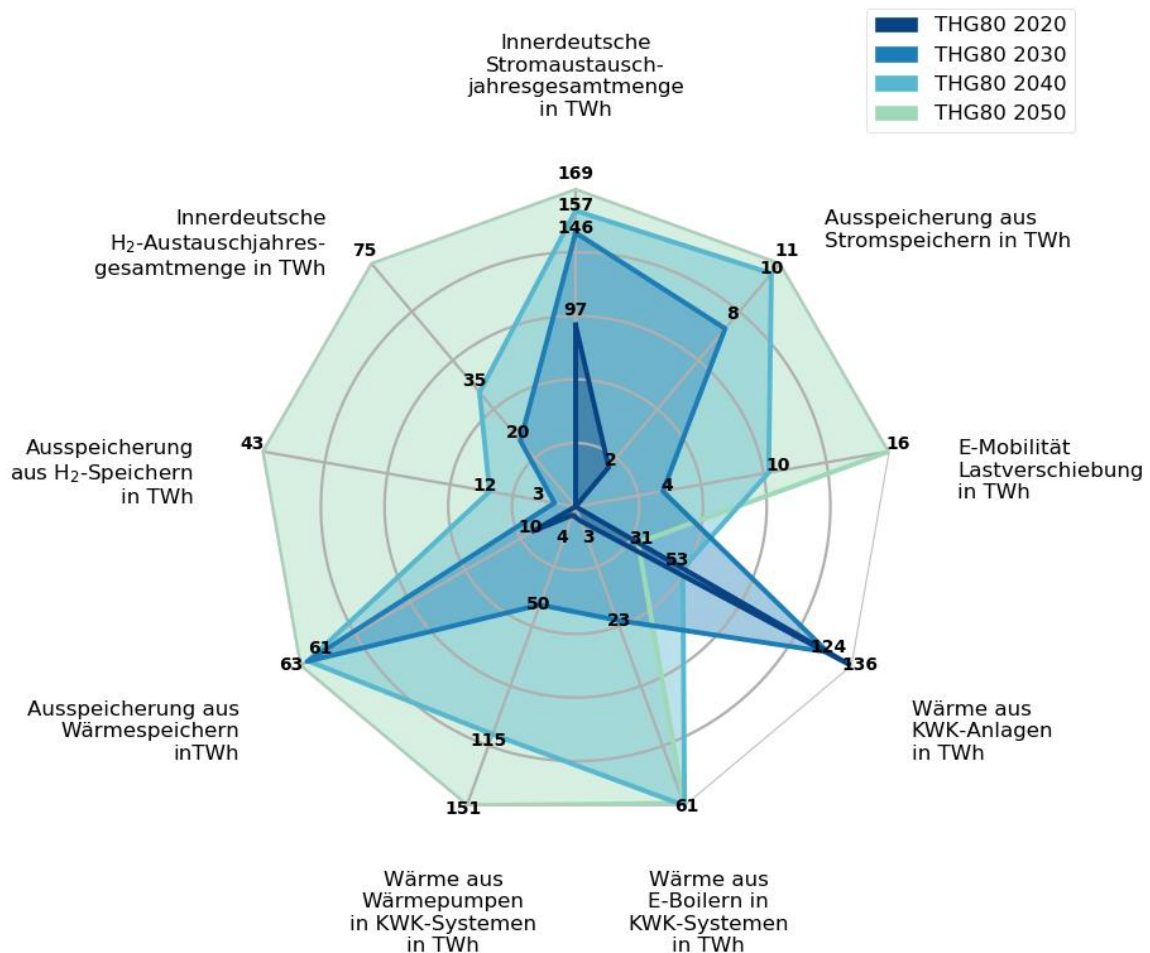


Abbildung 5-9: Entwicklung des Beitrags der verschiedenen Lastausgleichsoptionen im zeitlichen Verlauf für das Szenario THG80. Achsen haben unterschiedliche Skalierung.

Bezüglich KWK, Stromspeicher und Stromnetz zeigen sich in THG95 strukturell zunächst die gleichen Effekte. Allerdings wird durch die noch höhere EE-Stromerzeugung in der letzten Dekade eine erneute Verstärkung der vorherigen Trends beobachtet. Zudem zeigt sich ein Rückgang der elektrischen Wärmeerzeugung in Wärmenetzen, der sich aus einer stärkeren Nachfragereduktion ergibt. Dies wirkt sich entsprechend auch auf den Einsatz von Wärmespeichern aus. Hinsichtlich der benötigten Wasserstoffinfrastruktur zeigt sich in THG95 ein sehr starker Anstieg zwischen den Szenariojahren 2020 und 2050. So ergibt sich ein Anstieg der elektrischen Elektrolyseursleistung von 28 auf 111 GW, der Wasserstoffspeicherkapazitäten von 29 auf 53 TWh und der Transportleitungskapazität von 16 auf 69 GW. Die benötigten Wasserstoffinfrastrukturen werden in Abschnitt 5.1.6 detailliert behandelt.

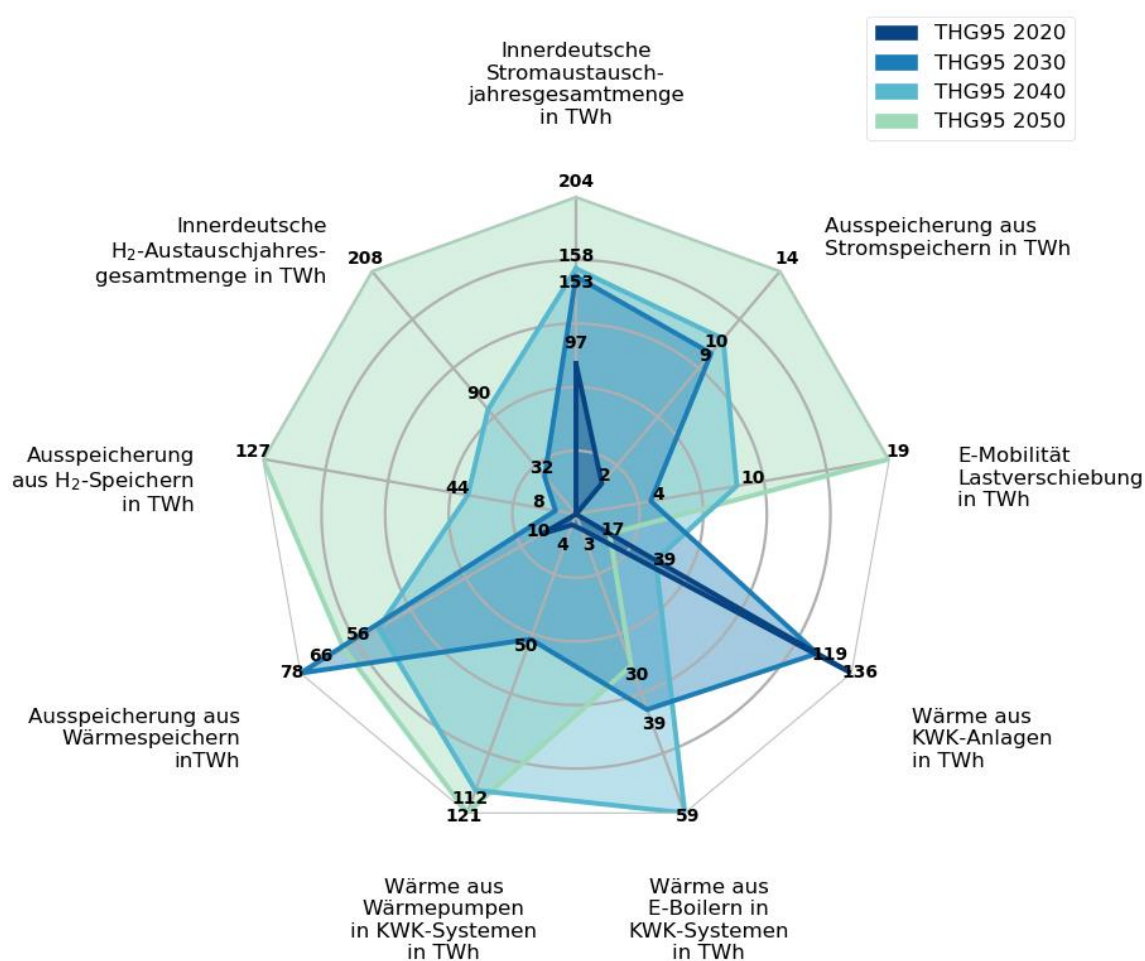


Abbildung 5-10: Entwicklung des Beitrags der verschiedenen Lastausgleichsoptionen im zeitlichen Verlauf für das Szenario THG95. Achsen haben unterschiedliche Skalierung.

Wie sich die Anforderungen an den Lastausgleich und insbesondere die Sektorenkopplung zwischen den beiden Szenarien unterscheiden wird insbesondere durch Abbildung 5-11 deutlich, welche die Nutzung der verschiedenen Optionen im Zieljahr 2050 zeigt. Durch die stärkere Emissionsreduktion im Szenario THG95 bekommen flexible Erzeugung, Speicherung und Transport von Wasserstoff und Methan eine Schlüsselrolle bei der Integration fluktuierender EE, wohingegen die Bedeutung der Flexibilität im Wärmesektor durch die reduzierte Nachfrage geringer ausfällt.

Auch dem gesteuerten Laden von Elektrofahrzeugen sowie der Nutzung von Stromspeichern und des Stromnetzes kommen in THG95 eine größere Bedeutung zu. Im Gegensatz dazu kommt in THG80 keine Methanisierung zum Einsatz, und der Schwerpunkt der flexiblen Sektorenkopplung liegt auf der elektrischen Wärmeerzeugung in Wärmenetzen.

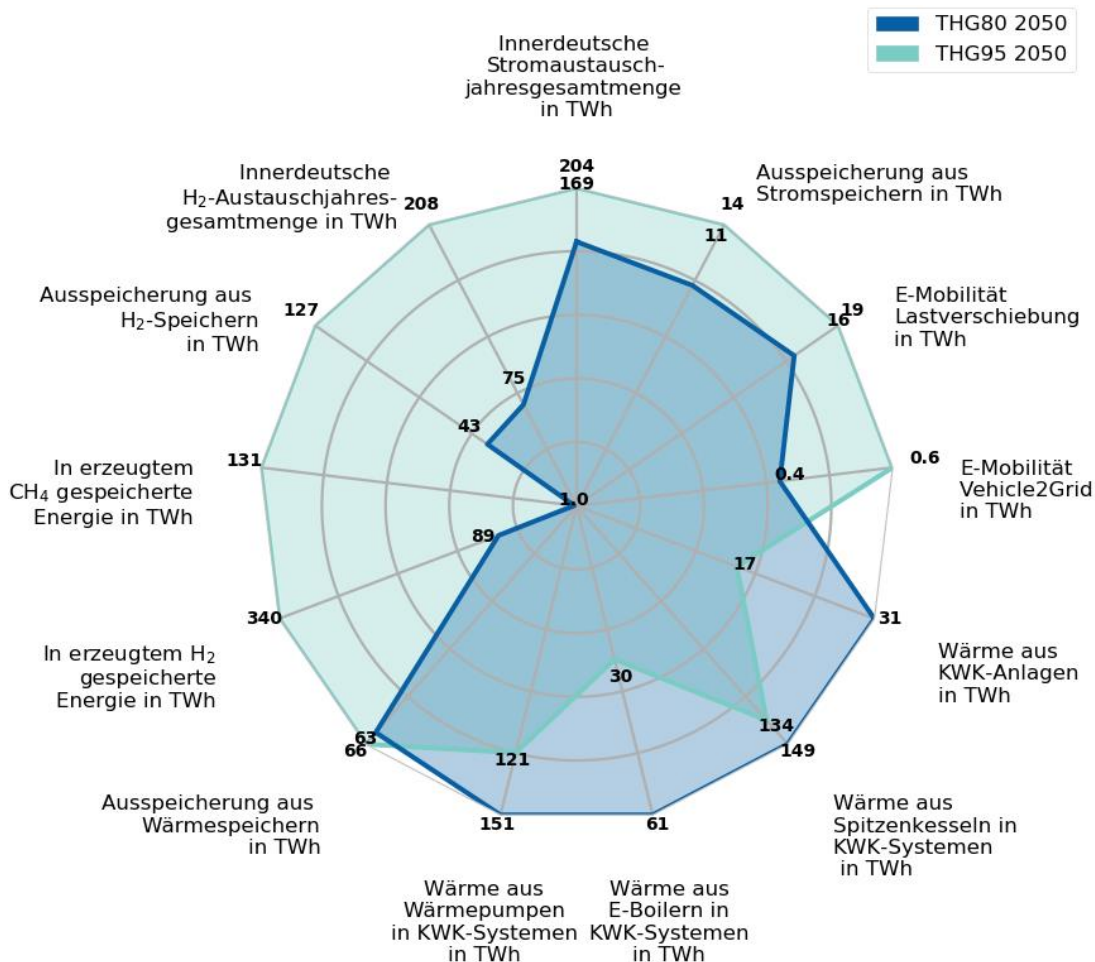


Abbildung 5-11: Beitrag der verschiedenen Lastausgleichsoptionen im Szenariovergleich. Achsen haben unterschiedliche Skalierung.

Wie sich dies auf die benötigten Infrastrukturen auswirkt zeigt Abbildung 5-12. Durch die geringere Wärmenachfrage liegen in THG95 geringere Kapazitäten der Wärmeerzeugung vor, wobei deren Auslegung gegenüber der Spitzenlast etwas höher ausfällt als in THG80. Dies unterstreicht, dass die Flexibilität der Wärmebereitstellung trotz des umfangreichen Baus von Wasserstoffinfrastrukturen benötigt wird. Dies wird belegt durch die in THG95 höhere Kapazität der Wärmespeicher. Die stärkere Emissionsreduktion geht jedoch insbesondere bei Erzeugungsanlagen für synthetische Gase, den Wasserstoffspeichern und den Transportleitungen für Strom und Wasserstoff mit einem deutlich höheren Infrastrukturbedarf einher. Dies betrifft insbesondere die Elektrolyseure mit einer Gesamtkapazität von 111 GW, entsprechend etwa der heutigen Stromerzeugungsleistung aller Wind- und PV-Anlagen in Deutschland. Zur saisonalen Speicherung des Wasserstoffs werden Untergrundspeicher einer Kapazität von 53 TWh benötigt, was in etwa einem Viertel der heutigen

Erdgasspeicher entspricht. Im Vergleich zur heutigen Erdgasinfrastruktur erscheint der Bedarf an Wasserstofftransportleitungen hingegen eher gering und liegt nur bei einem Bruchteil der vorhandenen Transportkapazitäten. Dies legt nahe, dass eine teilweise Umwidmung sowie abschnittsweise Ergänzung des Bestandstransportnetzes eine attraktive Option zur Reduktion der Kosten sein könnten. Ein sich entwickelndes Rumpfnetz für den überregionalen Wasserstofftransport würde mit begrenztem Leitungszubaubedarf zunächst lediglich die größten Nachfrageschwerpunkte bedienen, ganz ähnlich, wie es aktuell im Entwurf des Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 im Szenario Grüne Gase wiederzufinden ist [Schu20].

Trotz der Beschränkung des Ausbaus auf 5 GW pro Regionengrenze und Dekade umfasst der zwischen 2030 und 2050 benötigte innerdeutsche Ausbau des Stromnetzes Kuppelkapazitäten zwischen den in REMix betrachteten Regionen (Abbildung 4-1) von rund 180 GW in THG80 und 235 GW in THG95 - ergänzend zu den aktuell bereits geplanten Leitungen. Dieser Ausbau entspricht mehr als einer Verdoppelung des bestehenden und derzeit geplanten Netzerweiterungen, und motiviert die Betrachtung einer Szenariovariante ohne Möglichkeit des weiteren Stromnetzausbaus (siehe Kapitel 5.2). Dem entgegen gestellt wird eine weitere Variante, in der ein Stromnetzausbau unbegrenzt möglich ist. Ein Stromnetzausbau findet nicht nur in Deutschland statt, sondern auch und insbesondere zwischen den betrachteten europäischen Nachbarländern (siehe Abbildung 12-10 und Abbildung 12-11 im Anhang 12.9).

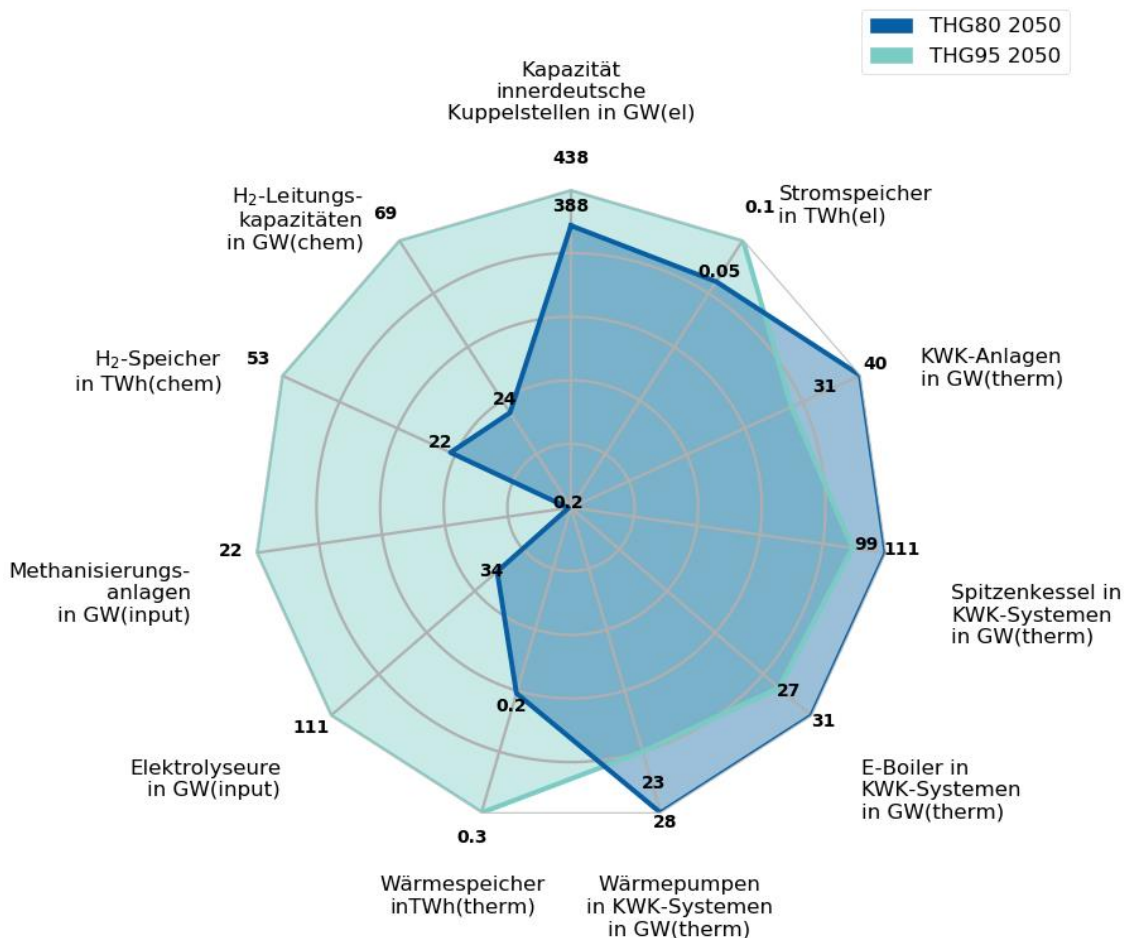


Abbildung 5-12: Kapazitäten der verschiedenen Lastausgleichsoptionen im Szenariovergleich. Achsen haben unterschiedliche Skalierung.

Im Gegensatz zum Stromnetzausbau und im Widerspruch zum aktuellen Trend spielen dezentrale Batteriespeicher in den Modellergebnissen für Deutschland nur eine sehr untergeordnete Rolle. Diese kommen nur in THG95 zum Einsatz und erreichen in Speicher- wie Entladeleistung nur etwa ein Drittel der Werte der Pumpspeicher, die gegenüber dem heutigen Bestand gemäß der exogenen Vorgabe um gut 20% ausgebaut werden. Die Auswirkungen einer Kopplung von PV-Ausbau und Batteriespeicherausbau werden ebenfalls im Rahmen einer Szenariovariante untersucht.

Da im europäischen Ausland flexible Sektorenkopplung im Modell nicht abgebildet wird kommt es dort, insbesondere in den Ländern mit einem hohen PV-Anteil an der Stromerzeugung zu einem deutlich umfangreicheren Batteriespeicherausbau (siehe Abbildung 5-13).

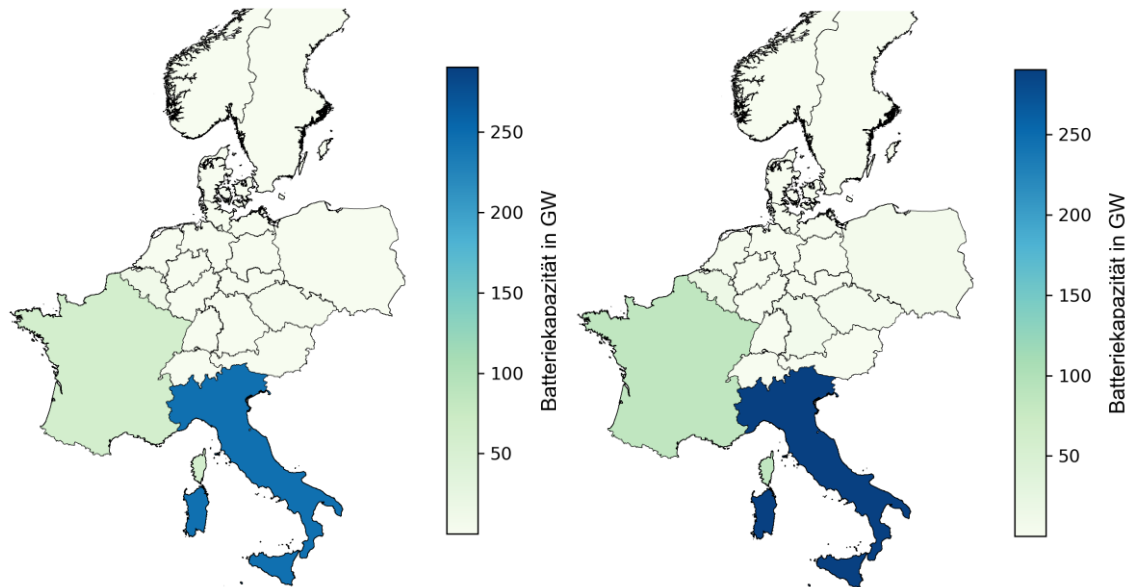


Abbildung 5-13: Gesamtkapazität von Batteriespeichern im Jahr 2050 für Szenario THG80 (links) bzw. THG95 (rechts)

5.1.4 Flexibilisierung der Betriebsmittel im Gasnetz

Sowohl die Vorwärmung von Gas als auch die Kompression von Gas und Wasserstoff erfolgt in den Modellrechnungen zunehmend elektrisch. Die dem Gesamtsystem zur Verfügung gestellte Nachfrageflexibilität ist jedoch gegenüber anderen Ausgleichsoptionen sehr gering

Gemäß den Ausführungen in Kapitel 4 lag ein Schwerpunkt des Projekts auf der Untersuchung der durch eine Elektrifizierung der Betriebsmittel im Gassystem bereitstellbare Flexibilität. Dies betrifft hier einerseits die Gasvorwärmung und andererseits die Kompression für Transport und Speicherung.

Die Modellergebnisse zeigen, dass die Gasvorwärmung im Verlauf der Szenariojahre zunehmend elektrifiziert wird (siehe Abbildung 5-14). Der Anteil der Gasboiler an der Bedarfsdeckung sinkt in Szenario THG95 von 100% in 2020 auf 50% in 2030 und gut 20% in den Folgejahren. KWK-Anlagen werden in 2030 endogen zugebaut, und liefert dann ein Viertel der benötigten Wärme; danach sinkt ihr Versorgungsanteil jedoch auf 14% bzw. 9%. Im Gegenzug steigt der Anteil der durch elektrische Boiler erzeugten Wärme von ebenfalls etwa einem Viertel in 2030 auf gut 70% in 2050. Zur Flexibilisierung der KWK-Anlagen und elektrischen Boiler werden in 2030 Wärmespeicher zugebaut, der etwa 3 Stunden der aggregierten thermischen Erzeugungsleistung aufnehmen kann. Da diese in der Summe jedoch nur bei gut 100 MW liegt, und bis 2050 auf unter 30 MW sinkt, tragen diese Anlagen nicht wesentlich zur Integration fluktuierender EE-Stromerzeugung in Deutschland bei. Dies spiegelt sich auch in der Größenordnung der erzeugten Wärme wider, die im Verlauf der Szenariojahre von 265 GWh auf 150 GWh sinkt (Abbildung 5-14).

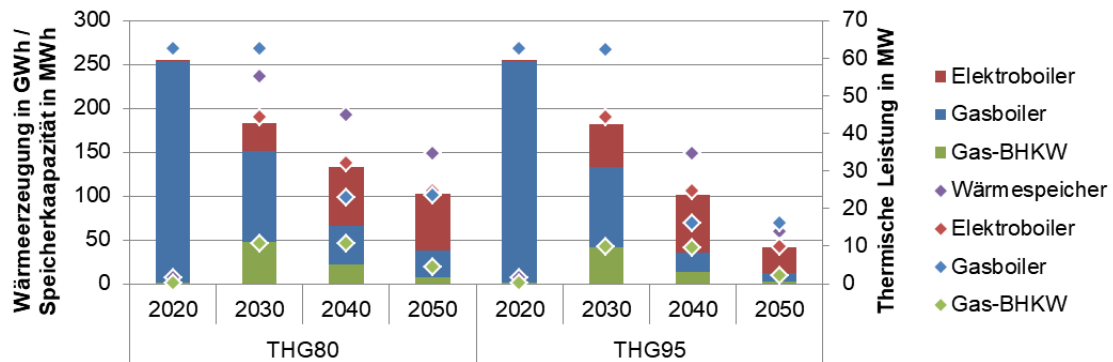


Abbildung 5-14: Wärmeerzeugung (Balken, linke Achse), thermische Leistung (Punkte, rechte Achse) und Speicherkapazität (Punkte, linke Achse) der Gasvorwärmung

Für die Kompression für Transport und Speicherung ist angenommen, dass diese für Wasserstoff lediglich strombasiert erfolgt, für Erdgas und synthetisches Methan jedoch sowohl gas- als auch strombasiert. Aufbauend auf den heute verfügbaren Kompressorkapazitäten (siehe Abschnitt 4.3.3) kann REMix endogen in beide Technologien investieren. Die Ergebnisse zeigen, dass im Fall der Gasspeicher lediglich in elektrische Kompressoren investiert wird, und diese auch die komplette Verdichtungsarbeit übernehmen. Daraus folgt, dass eine Einspeicherung von H₂ und Erdgas /CH₄ insbesondere zu Zeiten hoher EE-Stromerzeugung erfolgt. Im Gasnetz kommt hingegen eine Mischung beider Technologien zum Einsatz, hauptsächlich unter Nutzung der heute bereits vorhandenen Kompressorkapazitäten. So sinkt der Anteil der durch gasbasierte Kompressoren bereitgestellten Verdichtungsarbeit von 55% in 2020 auf 23% (THG80) bzw. 15% (THG95) in 2050.

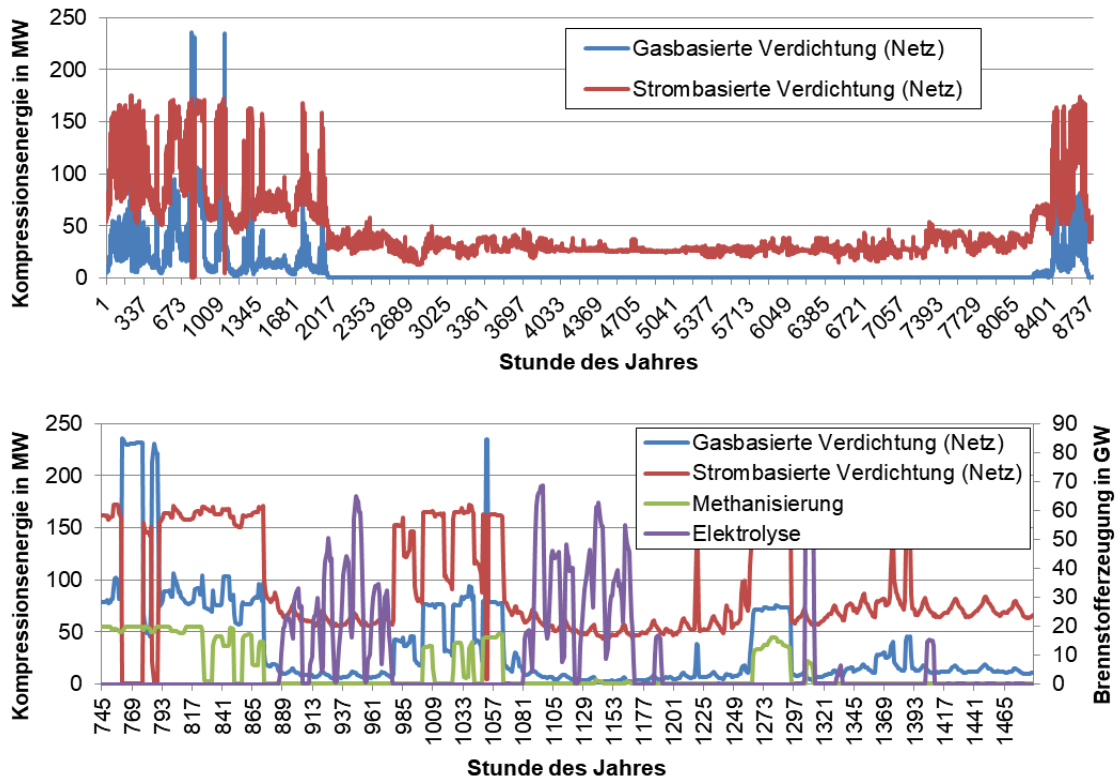


Abbildung 5-15: Bereitstellung von Verdichtungsarbeit im Methantransportnetz durch gasbasierte und strombasierte Kompressoren im Jahr 2050 des Szenarios THG95 im Jahresverlauf (oben) und im Monat Februar (unten)

Im zeitlichen Verlauf zeigt sich, dass die Kompressoren zumindest zeitweise auf die Verfügbarkeit von EE-Strom reagieren und somit einen Beitrag zum Lastausgleich leisten (Abbildung 5-15). Dies betrifft im Wesentlichen Phasen sehr geringer EE-Stromerzeugung im Winter, wie dem unteren Teil der Abbildung z.B. im Bereich von Stunde 769 zu entnehmen ist. Dort lässt ebenfalls erkennen, dass der Bedarf an Verdichtungsenergie im Gasnetz vor allem durch den Betrieb der Methanisierungsanlagen getrieben ist. Diese operieren zumindest im Winter zu anderen Zeiten als die Elektrolyseure und richten sich nach der Methannachfrage, die in Zeiten geringer EE-Stromerzeugung besonders hoch ist. Die Verdichtung zur Gasspeicherung korreliert vor allem mit den Zeiten des Elektrolysebetriebs, welcher in der Regel mit hoher EE-Stromerzeugung zusammenfällt (Abbildung 5-16).

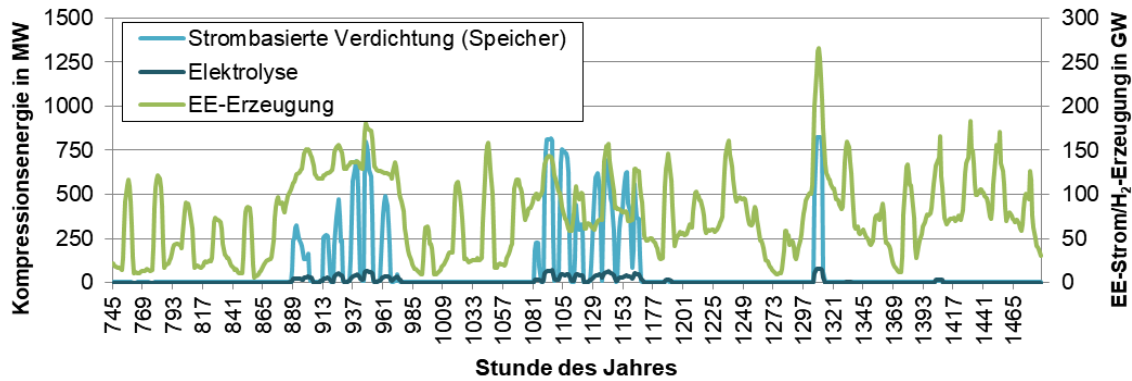


Abbildung 5-16: Bereitstellung von Verdichtungsarbeit in Wasserstoff- und Methanspeichern durch strombasierte Kompressoren im Jahr 2050 des Szenarios THG95 im Monat Februar im Vergleich zur Erzeugung von EE-Strom und Wasserstoff.

Der jährliche Strombedarf der Verdichtung im Gastransport liegt in THG95 unabhängig vom Szenariojahr bei etwa 1 TWh, wobei der Anteil des Wasserstoffnetzes ab 2050 den des Erdgasnetzes übersteigt. In THG80 sinkt dieser Wert bis 2050 hingegen auf etwa 0,75 TWh ab, bedingt durch den geringeren Wasserstoffbedarf in diesem Szenario. Während der Strombedarf der Verdichtung in Gasspeichern in den frühen Szenariojahren deutlich unter jenem der Transportleitungen liegt, übersteigt er diesen dann in 2050. Dies ergibt sich aus der starken Zunahme der Nutzung von Wasserstoffspeichern, deren jährlicher Strombedarf in 2050 auf 1 TWh in THG80 und 3,5 TWh in THG95 ansteigt. Aufgrund dieser Größenordnungen leistet auch die flexible Verdichtung von Gas keinen wesentlichen Beitrag zur EE-Integration, wie der Vergleich mit Abbildung 5-8 zeigt. Zumindest im Fall der Kompressoren in Gasspeichern zeigt sich eine klare Korrelation des Betriebs mit der EE-Stromerzeugung, wobei diese im Wesentlichen durch den zeitgleichen Elektrolysebetrieb verursacht wird.

An dieser Stelle ist anzumerken, dass die Aussagen zum Betrieb des Methan- bzw. Erdgasnetzes in den früheren Szenariojahren nicht mit der heutigen Realität verglichen werden können. So werden Speicher und Transportleitungen in deutlich geringerem Maße genutzt, als dies heute der Fall ist. Dies ergibt sich modellbedingt aus der Beschränkung auf Deutschland in der hier gewählten, stark vereinfachten Abbildung des Gassystems – wodurch Transitflüsse nicht berücksichtigt werden – sowie durch die Vernachlässigung von Aspekten des Gashandels und der Reservevorhaltung. Diese sorgen dafür, dass Erdgas ohne Zwischenspeicherung entsprechend der Nachfrage importiert wird, was wiederum durch die modellbedingte Vernachlässigung von Transportzeiten für Gase begünstigt wird.

5.1.5 Entwicklung der Systemkosten

Die Systemkosten zeigen zunächst einen steigenden Trend, der sich jedoch ab dem Jahr 2040 wieder umkehrt. Mit zunehmender Umstellung auf EE-Strom sinkt der Anteil der variablen Kosten gegenüber dem der Investitionen

Die Auswertung der jährlichen Systemkosten für Deutschland zeigt in beiden Szenarien zunächst einen starken Anstieg bis 2030, und danach einen deutlichen Rückgang (Abbildung 5-17). Zu den Systemkosten werden hier entsprechend der Zusammensetzung der Zielfunktion die variablen Betriebskosten, Brennstoffkosten, CO₂-Emissionskosten aller Anlagen, sowie die auf die Lebensdauer aufgeteilten und verzinsten Investitionskosten und fixen Betriebskosten der in dem betrachteten Szenariojahr endogen zugebauten Anlagen aufsummiert. Dies umfasst hier gemäß Abbildung 4-2 alle in REMix berücksichtigten Technologien im Strom-, Wärme-, Transport- und Gassystem. Auffällig in beiden Szenarien ist, dass sich das Niveau der Gesamtkosten bis 2040 wieder genau auf das Niveau von 2020 reduziert, um dann noch weiter abzusinken. Die genauere Analyse zeigt, dass der Anstieg der Kosten bis 2030 vor allem durch steigende Brennstoff- und CO₂-Kosten, aber auch durch den umfangreichen Zubau von EE-Anlagen in dieser Dekade verursacht wird. Im Szenario THG80 gehen alle wesentlichen Kostenkomponenten nach 2030 kontinuierlich zurück. Dies ergibt sich im Fall der Investitionskosten aus dem Rückgang der Zubauraten und sinkenden Technologiekosten, im Fall der Brennstoff- und Emissionskosten aus dem angenommenen Abflachen der Steigerung des Gaspreises sowie dem sukzessiven Ausstieg aus Kohle- und Gasverbrennung. Ein davon abweichendes Bild ergibt sich in Szenario THG95. Dort fällt der Anstieg der Kosten zunächst noch stärker aus, was insbesondere aus dem höheren CO₂-Preis resultiert, der zusätzliche Investitionen in EE-Anlagen nach sich zieht. Aufgrund der weiterhin beschleunigten Transformation fallen in 2040 erneut relativ hohe Investitionskosten an, die jedoch durch den sinkenden Brennstoffbedarf und die damit verbundenen Emissionskosten so weit kompensiert werden, dass das Ausgangsniveau der Systemkosten wieder erreicht wird. Der abnehmende Trend setzt sich dann bis 2050 fort: durch den vollständigen Umstieg auf EE fallen Brennstoffkosten nur noch für Biomasse an, und Emissionskosten vollständig weg. Der massive Ausbau der EE sowie Wasserstoff- und Methaninfrastrukturen führt hingegen zu einem sehr hohen Investitionskostenanteil. Etwaige Kosten einer Bereitstellung von CO₂ für die Methanisierung sind nicht im Modell berücksichtigt, und hätten im Szenario THG95 einen höheren Kostenwert in 2050 zur Folge.

Bei der Bewertung der ausgewiesenen Kosten ist jedoch zu beachten, dass die Annuitäten nur für die im jeweiligen Jahr installierten Anlagen in die Zielfunktion eingehen. Da die Lebensdauer aller Anlagen länger als 10 Jahre ist, fallen diese jedoch mindestens noch in dem darauffolgenden Szenariojahr an, was die Gesamtkosten erhöht. Wenn man die Rückgänge der Systemkosten nach 2030 ins Verhältnis mit den Investitionskosten der jeweils früheren Jahre setzt (siehe graue Anteile in Abbildung 5-17), zeigt sich, dass auch bei zusätzlicher Berücksichtigung der Annuitäten der vorherigen Szenariojahre kein Anstieg der Kosten zwischen 2030 und 2050 ergibt.

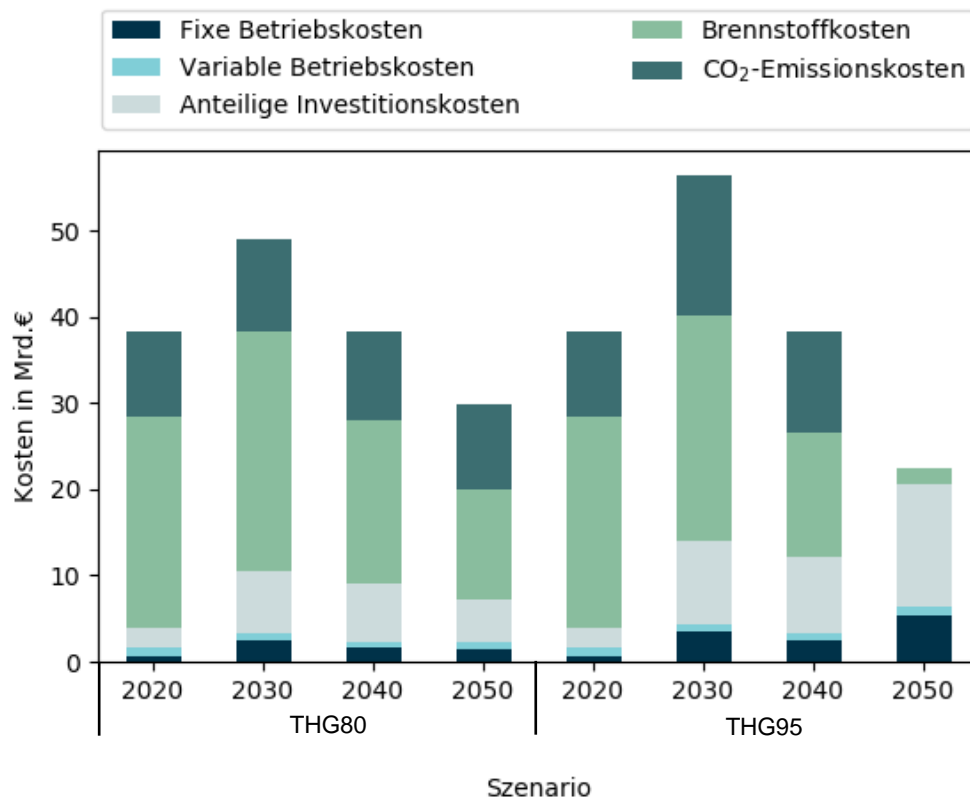


Abbildung 5-17: Kostengliederung nach Komponenten für Deutschland im Szenariovergleich

Die Aufteilung der Kosten auf die verschiedenen Systemkomponenten unterstreicht die beschriebenen Zusammenhänge. So macht der Erdgasimport in Szenario THG80 bis einschließlich 2050 den größten Anteil der Kosten aus, während die EE-Anlagen, die flexible Wärmeerzeugung und die Wasserstoffinfrastruktur nur geringe Anteile beitragen. Bis einschließlich 2040 bietet sich dieses Bild auch in THG95; in 2050 macht die Stromerzeugung dann die eine Hälfte, der Lastausgleich über Netze, Speicher und Sektorenkopplung die andere Hälfte der Kosten aus.

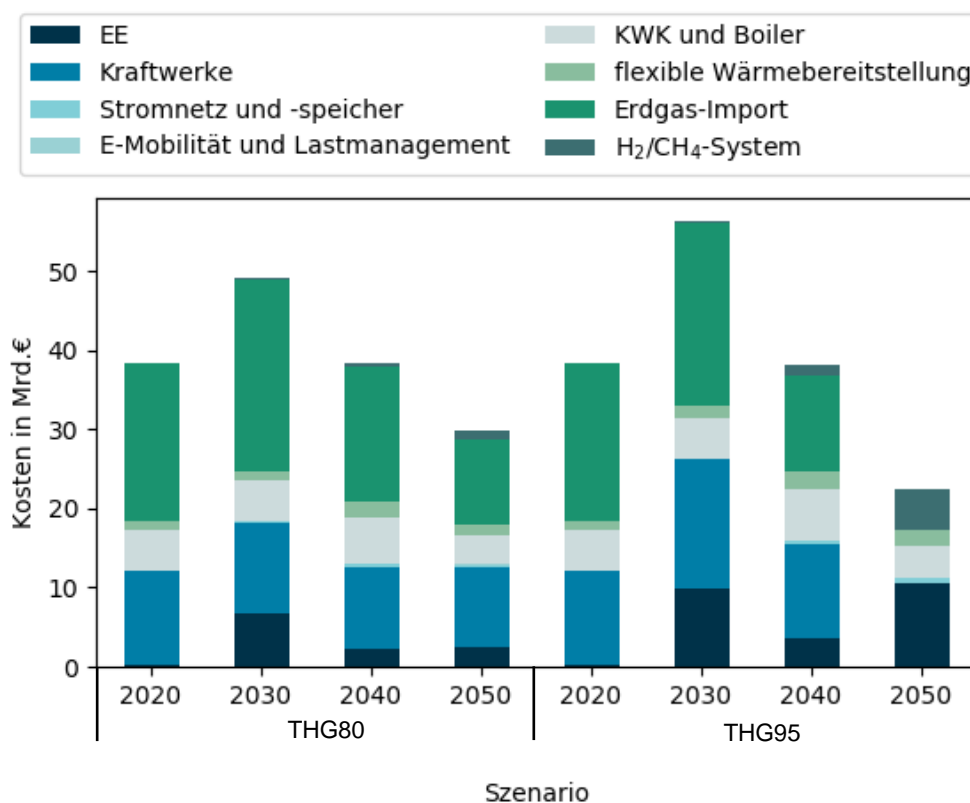


Abbildung 5-18: Kostengliederung nach Technologien für Deutschland im Szenariovergleich

Auf das gesamte Untersuchungsgebiet bezogen zeigt sich kein struktureller Unterschied bei der Zusammensetzung der Kosten. Da außerhalb Deutschlands der Wärmesektor gar nicht und die Gasnachfrage nur für Kraftwerke berücksichtigt werden, ist der Anteil der Brennstoff- und Emissionskosten geringer, während die Investitionskosten in EE-Anlagen stärker ins Gewicht fallen (siehe Abbildung 12-12 und Abbildung 12-13 im Anhang 12.9).

5.1.6 Wasserstoffinfrastruktur im Zielsystem 2050

Gemäß den REMix-Ergebnissen ergibt sich eine Verteilung der Elektrolyseure auf die verschiedenen Modellregionen in Nord- und Süddeutschland. Aufgrund der verfügbaren Potenziale beschränkt sich die Nutzung von Untergrundkavernenspeichern hingegen auf einige Regionen in Mitteldeutschland. Diese werden ergänzt durch den Aufbau eines Wasserstofftransportnetzes.

Wie bereits in Abschnitt 5.1.3 hervorgehoben, ergibt sich in REMix in beiden Szenarien ein Ausbau umfangreicher Infrastrukturen für die Erzeugung, Speicherung und den Transport von Wasserstoff. Deren regionale Ausgestaltung genauer zu betrachten, steht im Fokus dieses Abschnitts.

Wesentliches Element der Wasserstoffinfrastrukturen ist der Bau eines Transportnetzes zwischen den Modellregionen in Deutschland. Dieser ermöglicht regionale Entkopplungen der Erzeugung, Speicherung, optional der Methanisierung sowie Nachfrage nach Wasserstoff. Gemäß Abbildung 5-19 werden Wasserstoffpipelines in beiden Szenarien insbesondere im Südwesten des Landes gebaut.

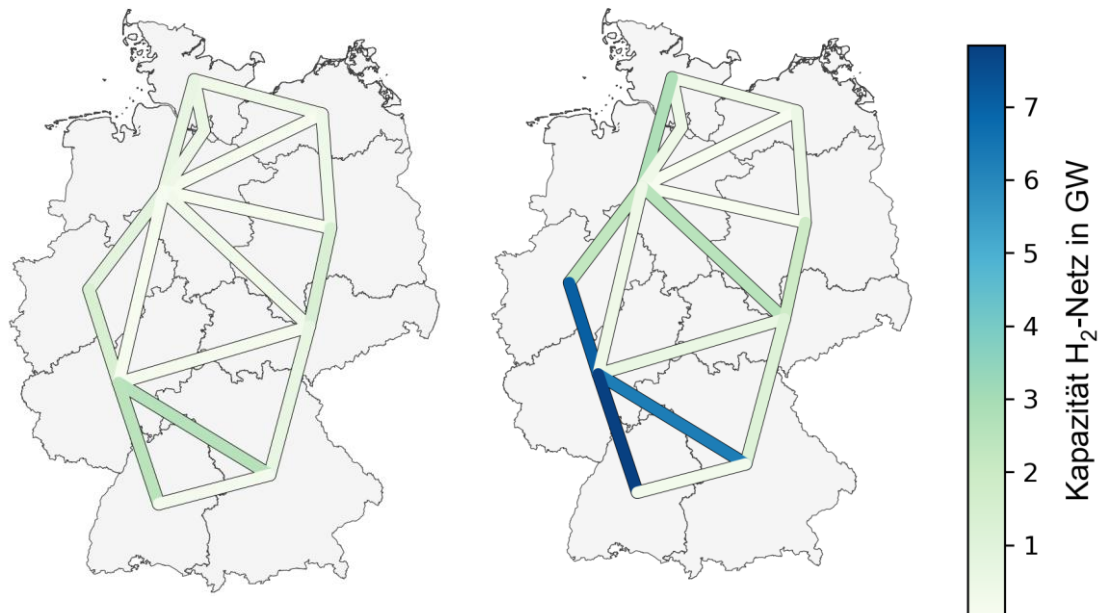


Abbildung 5-19: Kapazität des Wasserstoffnetzes im Jahr 2050 für Szenario THG80 (links) und THG95 (rechts)

Die hohe Netzanbindung der von den Bundesländern Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland gebildeten Modellregion ergibt sich insbesondere in Szenario THG95 aus der dort sehr großen installierten Elektrolyseursleistung von rund 20 GW (siehe Abbildung 5-20). Weitere Schwerpunkte der Wasserstoffherzeugung liegen in Niedersachsen und Baden-Württemberg. Eine ähnliche Verteilung der Elektrolyseure zeigt sich auch in Szenario THG80.

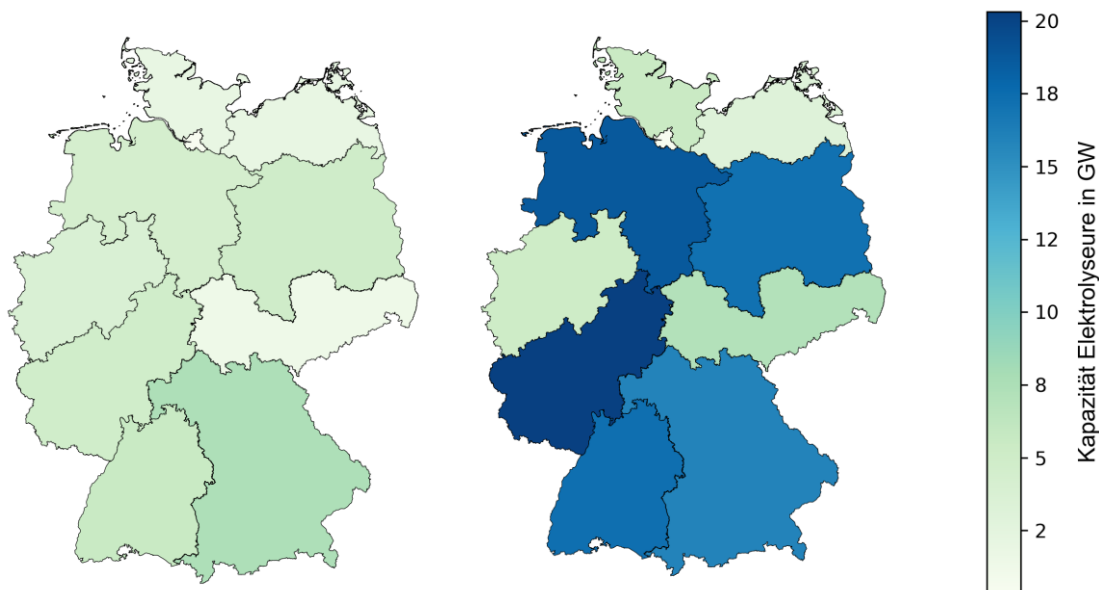


Abbildung 5-20: Kapazität der Elektrolyseure im Jahr 2050 für Szenario THG80 (links) und THG95 (rechts)

Entsprechend der Potenziale für Untergrundkavernen konzentriert sich die endogene Installation der Wasserstoffspeicher auf die nördliche Hälfte des Landes (siehe Abbildung 5-21). Die höchsten Kapazitäten werden dabei in Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen sowie der aus Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Berlin gebildeten Modellregion realisiert.

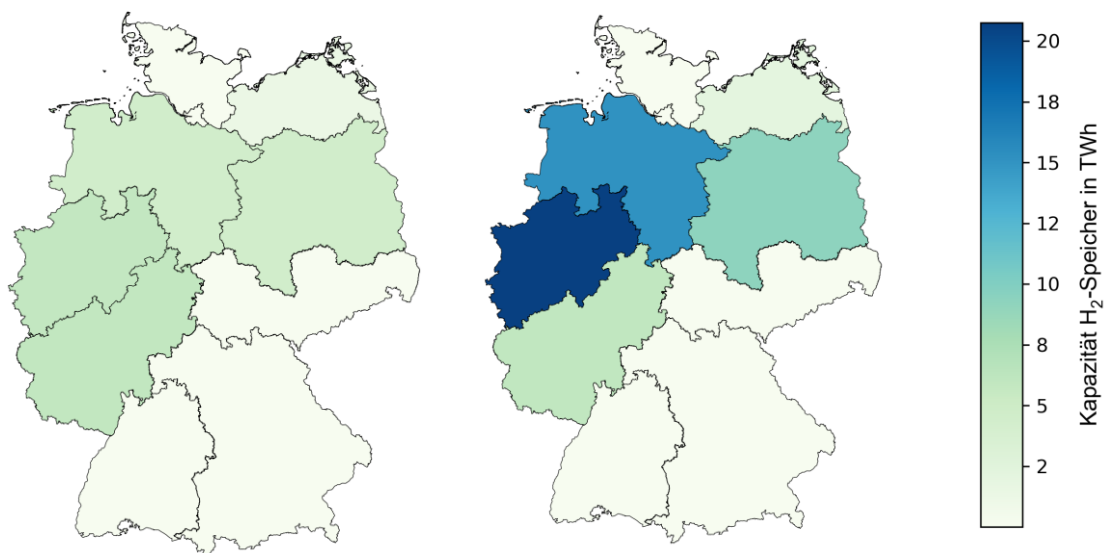


Abbildung 5-21: Kapazität der Wasserstoffspeicher im Jahr 2050 für Szenario THG80 (links) und THG95 (rechts)

Die Verteilung der Methanisierungsanlagen in Szenario THG95 ist ähnlich der Verteilung der Elektrolyseure, wobei die größte Kapazität in diesem Fall in Niedersachsen vorliegt (siehe Abbildung 5-22).

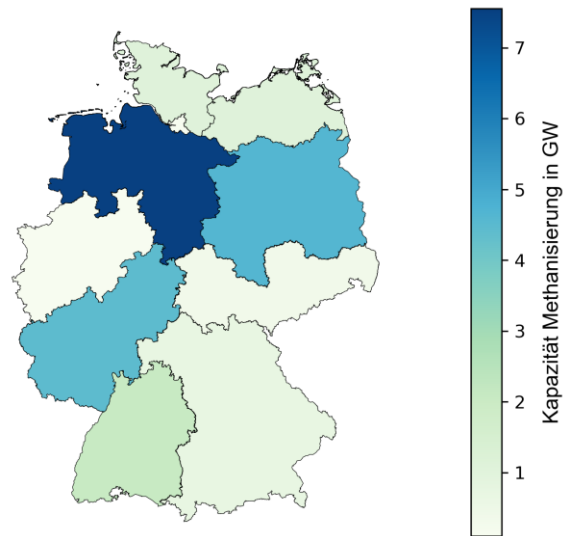


Abbildung 5-22: Gesamtkapazität von Methanisierungsanlagen im Jahr 2050 für Szenario THG95

5.1.7 Stündlicher Anlageneinsatz im Zielsystem 2050

Die Ergebnisse zeigen, dass Spitzen der Stromerzeugung insbesondere durch die flexible Sektorenkopplung aufgenommen werden. So orientiert sich der Betrieb von Wärmepumpen, Elektroheizern, Elektrolyseuren wie auch das Laden von Elektrofahrzeugen wesentlich am EE-Dargebot.

Die Analyse der Ergebniszeitreihen des Anlageneinsatzes bietet ergänzende Einblicke in den Ausgleich der fluktuierenden EE-Einspeisung. Dafür werden hier insbesondere die Ergebnisse von THG95 für das Jahr 2050 betrachtet, da in diesem der mit Abstand höchste Ausgleichsbedarf besteht. Der Betrieb der Elektrolyseure weist eine sehr starke Korrelation mit Energienachfrage und der EE-Erzeugung auf (Abbildung 5-23). Die Zeiten hoher Wind- und PV-Stromerzeugung sind klar erkennbar. Es fällt zudem auf, dass im Winter nur in sehr geringem Maße Wasserstoff erzeugt wird, was mit der höheren Nachfrage nach Wärme zusammenhängt, deren strombasierte Bereitstellung die EE-Erzeugungsspitzen nutzt (siehe Abbildung 5-27 und Abbildung 5-28). Mit Ausnahme einiger Flautenphasen laufen die Wärmepumpen in Wärmenetzen während der Heizperiode fast komplett durchgehend, im Sommer nutzen sie Teile der Mittagssonne, um Warmwasser für den Abend und die Nacht zu erzeugen (Abbildung 5-28). Die hohe PV-Stromerzeugung der Mittagsstunden wird darüber hinaus für das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen (Abbildung 5-25), sowie das Beladen von Batterie- und Pumpspeichern genutzt. Gemäß Abbildung 5-26 werden diese Speicher dann bevorzugt in den Morgen- und Abendstunden wieder entladen. Im Gegensatz zu den Elektrolyseuren zeigen die Methanisierungsanlagen in Ihrem Betrieb nur eine saisonale Charakteristik (Abbildung 5-24). So werden diese fast unterbrechungslos zwischen Ende März und Anfang Dezember betrieben, wohingegen sie in den Wintermonaten fast durchgehend stillstehen.

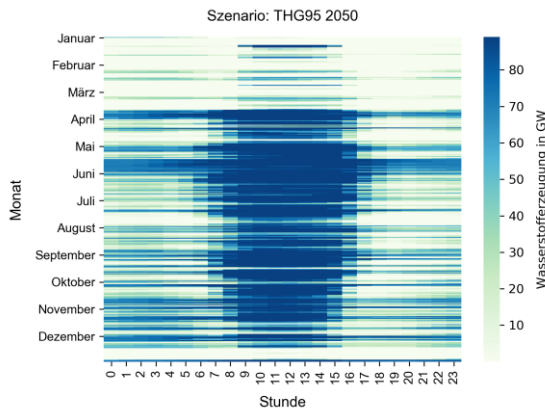


Abbildung 5-23: Betrieb der Elektrolyseure im Szenario THG95 für 2050

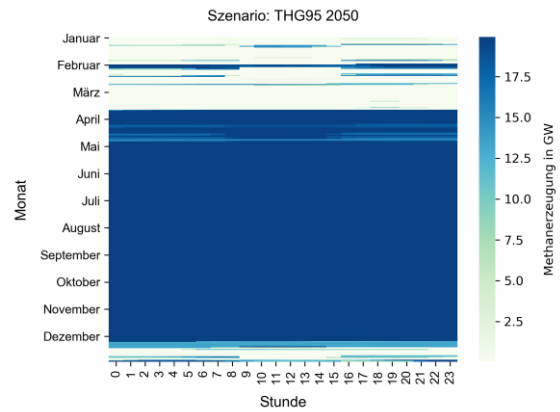


Abbildung 5-24: Betrieb der Methanisierungsanlagen im Szenario THG95 für 2050

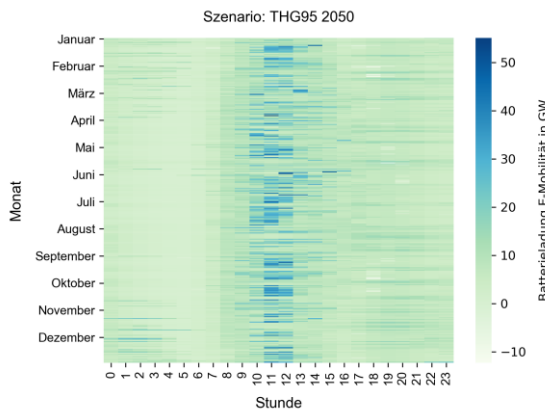


Abbildung 5-25: Beladung der Flottenbatterie im jahreszeitlichen Verlauf im Szenario THG95 für 2050

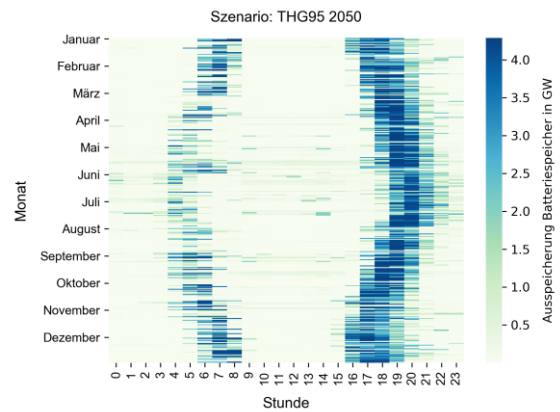


Abbildung 5-26: Betrieb der Batteriespeicher im Szenario THG95 für 2050

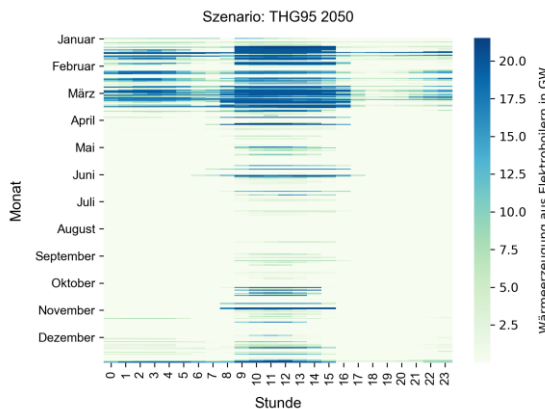


Abbildung 5-27: Betrieb der Elektroheizer im Szenario THG95 für 2050

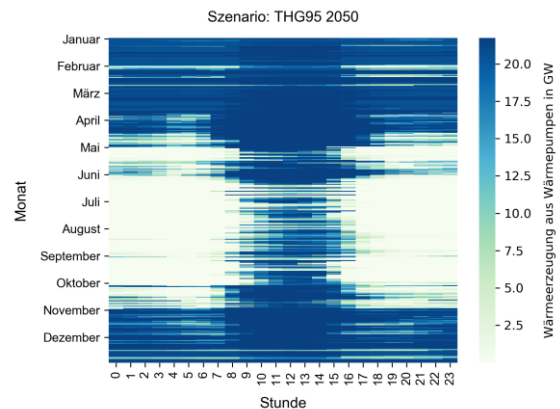


Abbildung 5-28: Betrieb der Wärmepumpen im Szenario THG95 für 2050

Dieses von REMix optimierte Einsatzverhalten lässt sich anhand des Speicherfüllstands der Wasserstoff- und Methanspeicher erklären (Abbildung 5-30). Diese zeigen in Szenario THG95 einen saisonalen Verlauf, der deutlich durch die Heizsaison bestimmt ist. So erfolgt entsprechend dem Betrieb der Methanisierungsanlagen zwi-

schen Frühjahr und Herbst eine Befüllung der Speicher, über die der Winter – charakterisiert durch höhere Strom- und Wärmenachfrage und geringere PV-Stromerzeugung – überbrückt wird. Für die Wasserstoffspeicher gilt dies analog auch für Szenario THG80 (Abbildung 5-29). Diese jahreszeitlichen Verläufe stehen in Einklang mit jenen der heute vorhandenen Erdgasspeicher (Abbildung 4-7). Im Gegensatz zu den Gasspeichern zeigen sich bei den Wärmespeichern deutliche Unterschiede zwischen den Szenarien. Während der Füllstand in THG80 das ganze Jahr über sehr regelmäßige und häufige Schwankungen aufweist, die außerhalb des Winters auch meist die komplette Speicherkapazität umfassen, zeigen sich in THG95 deutlich weniger Zyklen, die eher durch Windphasen sowie Nachfrageschwankungen durch Kältephasen oder Wochenenden bestimmt sind. Die unterschiedliche Flexibilität im Einsatz der Elektrolyseure einerseits und Methanisierungsanlagen andererseits wird zudem durch die Berücksichtigung von Laständerungskosten für letztere beeinflusst.

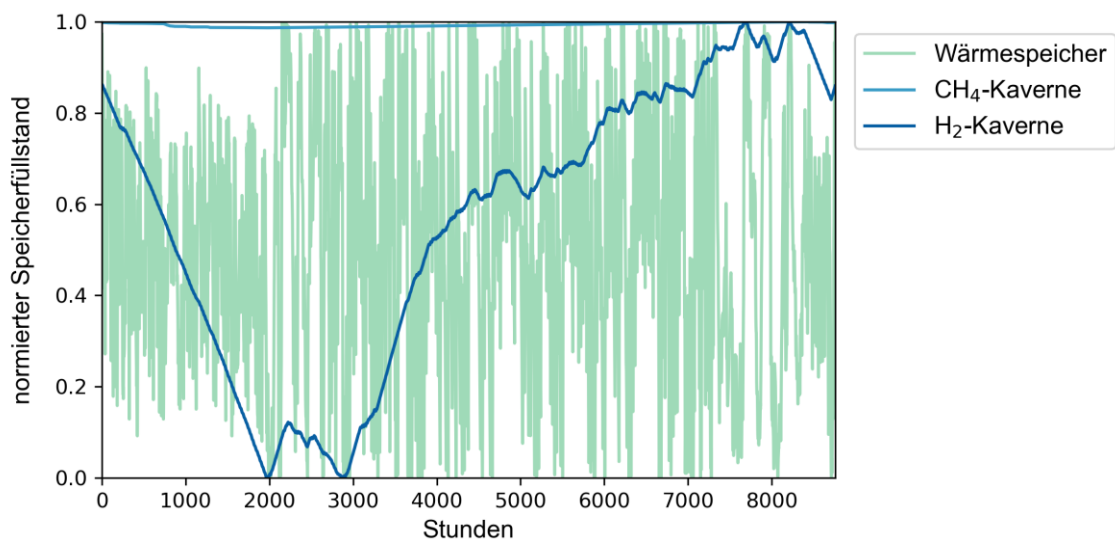


Abbildung 5-29: Jahresverlauf der normierten Wärme- und Gasspeicherfüllstände im Szenario THG80 für 2050

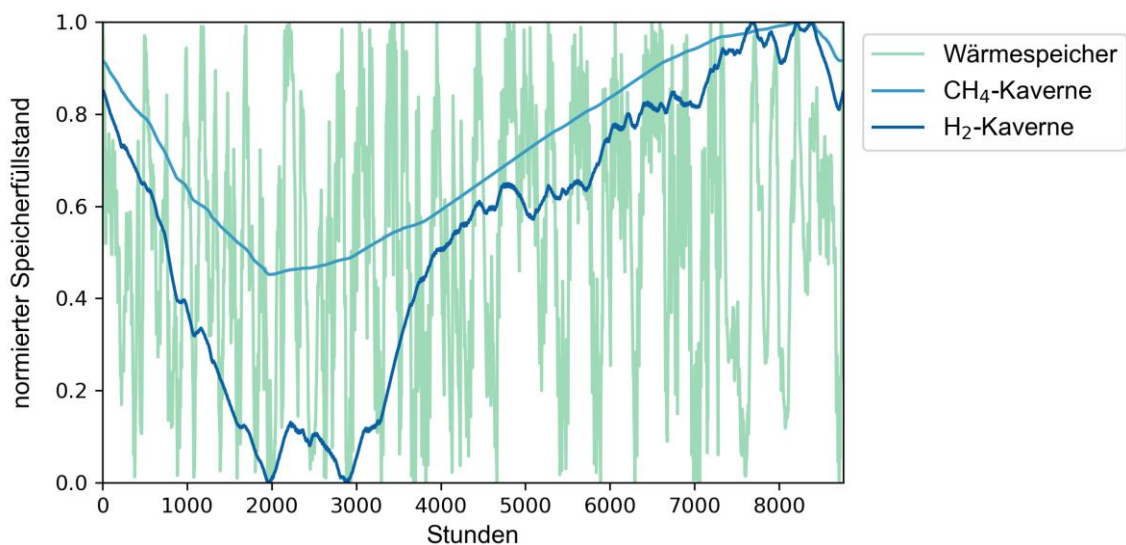


Abbildung 5-30: Jahresverlauf der normierten Wärme- und Gasspeicherfüllstände im Szenario THG95 für 2050

5.2 Szenariovarianten

Die Variation ausgewählter Szenarioannahmen zeigt, dass sich im Falle abweichender Kosten und Potenziale sowohl bei der EE-Stromerzeugung als auch beim Lastausgleich verschiedene Technologien gegenseitig substituieren können.

Um die Auswirkungen ausgewählter Annahmen näher zu beleuchten, wurde eine Reihe von Varianten des Szenarios THG95 berechnet (siehe Abschnitt 4.2.3). Die Analyse der Varianten blickt insbesondere auf Veränderungen der Stromerzeugungsstruktur, der Systemkosten und die Auslegung von Lastausgleichsoptionen. Dabei erfolgt eine Beschränkung auf das Jahr 2050, in dem die größten Effekte beobachtet werden können.

Die REMix-Ergebnisse zeigen eine deutliche Abhängigkeit der Stromerzeugungsstruktur insbesondere bei Einschränkung des Stromnetzausbaus, der PV-Potenzial und der Stromimportquote, sowie einem erzwungenen Batteriespeicherausbau und der Verfügbarkeit von Wasserstoffimporten (Abbildung 5-31).

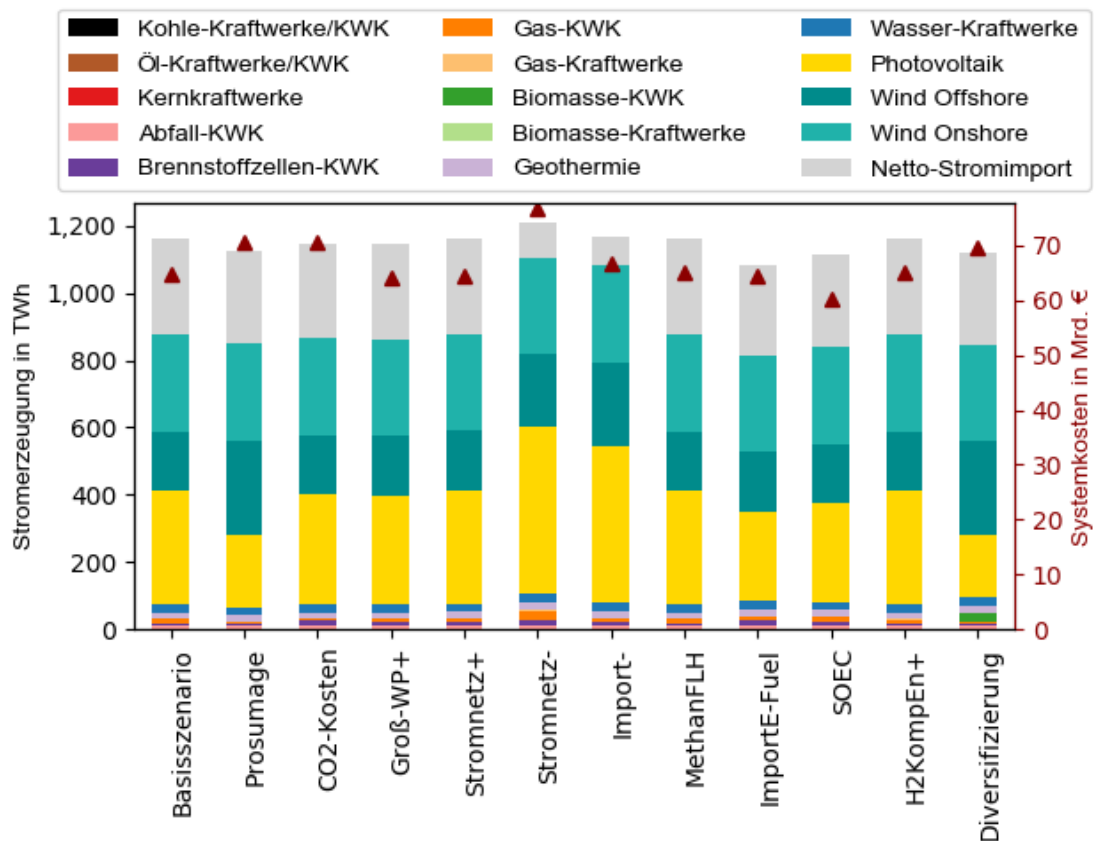


Abbildung 5-31: Stromerzeugung und Systemkosten in den Szenariovarianten. Basisszenario bezeichnet hier Szenario THG95

Szenariovariante Prosumage

Wenn PV-Anlagen nur mit Batteriespeichern installiert werden können, reduziert sich der Ausbau der Photovoltaik um gut 30%, und wird durch zusätzliche Windanlagen auf See kompensiert. Dies verursacht eine Steigerung der Systemkosten um etwa 10%. Durch die stärkere Nutzung von Windenergie und den begrenzten Stromnetzausbau werden geringere Kapazitäten an Elektrolyseuren und Methanisierungsanlagen benötigt, deren geographische Konzentration erhöht jedoch die benötigte Wasserstoffleitungskapazität (Abbildung 5-32). Weiterhin wird die Nutzung von Flexibilität im Wärmesektor reduziert.

Szenariovariante Diversifizierung

Bezüglich der Kosten und Stromerzeugung zeigen sich ähnliche Effekte im Szenario mit reduzierter PV-Nutzung. Dort wird ergänzend zur Windenergie auf See auch Biomasse genutzt. Wesentliche Effekte auf den Lastausgleich zeigen sich in Form geringerer Elektrolyse- und Methanisierungskapazitäten, sowie einer erhöhten Kapazität von Wärmespeichern durch die Nutzung von Solarthermie.

Szenariovariante Stromnetz-

Die größte Steigerung der Systemkosten ergibt sich durch die noch striktere Beschränkung des Stromnetzausbaus auf die vorhandenen und bereits geplanten Kapazitäten. Diese verursacht eine Kostensteigerung um mehr als 20% und wirkt sich auch sehr stark auf Stromerzeugung und Lastausgleich aus. Der Wegfall des Netzausbaus reduziert die Kapazität der innerdeutschen Kuppelstellen um gut 50%. In nahezu identischem Maße nimmt jedoch die Kapazität der Wasserstoffleitungen zu. Für den Lastausgleich werden zudem deutlich höhere Kapazitäten an Elektrolyseuren, Methanisierungsanlagen, Wärmespeichern und Stromspeichern benötigt. Zur Kompensation der damit einhergehenden Systemverluste muss die Stromerzeugung und damit die installierten Kapazitäten deutlich gegenüber dem Basisfall erhöht werden. Dies unterstreicht die zentrale Bedeutung des Stromnetzausbaus für die Energiewende.

Szenariovariante Import-

Eine Beschränkung des Stromimports auf 2% der Nachfrage führt zu einer vergleichbaren Erhöhung der EE-Kapazitäten, ist jedoch mit deutlich geringeren Steigerungen der Kosten und Lastausgleichskapazitäten verbunden.

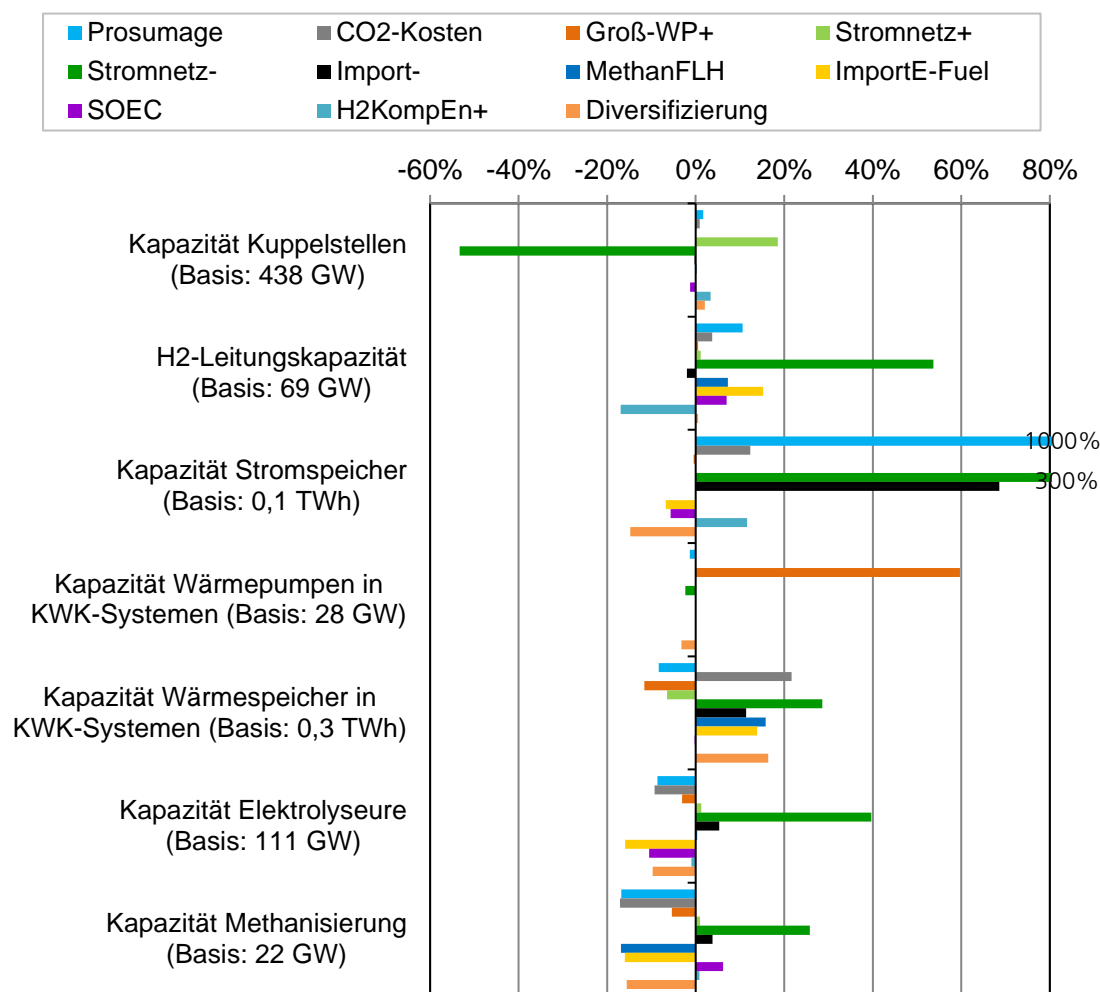


Abbildung 5-32: Prozentual aufgetragene Abweichungen des Kapazitätsausbaus verschiedener Technologien in den untersuchten Szenariovarianten bezogen auf das THG95/2050-Szenario

Szenariovariante Groß-WP+

Der zusätzliche Ausbau von Großwärmepumpen in Wärmenetzen hat keine wesentlichen Auswirkungen auf Kosten und Stromerzeugungsstruktur. Er steigert jedoch die entsprechende Wärmepumpenkapazität um knapp 60%, woraus geringfügig kleinere Kapazitäten an Wärmespeichern, Elektrolyseuren und Methanisierungsanlagen resultieren.

Szenariovariante Stromnetz+

Noch geringer sind die Auswirkungen eines unbegrenzten Stromnetzausbaus: dieser steigert die Leitungskapazität in Deutschland um knapp 20%, was jedoch kaum Effekte auf Kosten, Stromerzeugung und anderen Lastausgleich hat. Die im Basisfall angenommene Beschränkung des Ausbaus auf 5 GW pro Kuppelstelle und Dekade hat folglich nahezu keine Auswirkung.

Szenariovariante MethanFLH

Auch die Anforderung einer Mindestzahl von 8000 jährlichen Volllaststunden für die Methanisierung – gegenüber den endogen ermittelten 6600 im Basisszenario THG95 – wirkt sich nur marginal auf Kosten und Stromerzeugung aus. Sie reduziert

jedoch die benötigte Methanisierungskapazität um 20%, woraus eine Zunahme bei den Wärmespeichern und Wasserstoffleitungen resultiert.

Szenariovariante SOEC

Die Nutzung effizienterer Elektrolyseure (88% gegenüber 77% in 2040, 93% gegenüber 80% in 2050) hat nur einen leicht dämpfenden Effekt auf Kosten und innerdeutsche Stromerzeugung. Sie reduziert neben der benötigten Kapazität der Elektrolyseure auch jene der Batteriespeicher, mit gegenteiligen Effekten für Wasserstoffleitungen und Methanisierung.

Szenariovariante H₂KompEn+

Die Erhöhung des Kompressionsenergiebedarfs für Wasserstofftransport und -speicherung hat den erwarteten Effekt einer Reduktion der Wasserstofftransportkapazitäten um knapp 20%. Dies wird durch eine leichte Erhöhungen beim Stromnetz, Batteriespeichern und der PV- Stromerzeugung kompensiert, woraus ein geringfügiger Anstieg der Systemkosten resultiert.

Szenariovariante CO₂-Kosten

Die Annahme von CO₂-Bereitstellungs-Kosten für die Methanisierung in Höhe von 50 €/MWh von reduziert den Ausbau der Methanisierung um knapp 20%. Anstelle der Nutzung von Methan in KWK erfolgt die direkte Verwendung von Wasserstoff in stationären Brennstoffzellen. Darüber hinaus wird die Nutzung von Strom- und Wärmespeichern begünstigt.

Szenariovariante ImportE-Fuel

Bei einem Preis für den Import von Wasserstoff von 28 €/MWh (chem.), entscheidet sich REMix, gut 20% des Bedarfs über Importe zu decken. Dadurch kann die Kapazität von Elektrolyseuren und Methanisierungsanlagen jeweils um gut 15% gesenkt werden. Da der Import schiffsbasiert an der Nordseeküste erfolgt, müssen jedoch zusätzliche Wasserstoffleitungen gebaut werden. Da insbesondere in Süddeutschland Flexibilität verloren geht, steigt die Kapazität der Wärmespeicher. Die durch den Wasserstoffimport erzielte Reduktion der Systemkosten liegt unter einem Prozent. Die Aufhebung der Beschränkung der Wärmespeicherkapazitäten hat keine messbare Auswirkung, und ist deswegen nicht dargestellt.

5.3 Zusammenfassung und Diskussion

Die REMix-Modellergebnisse bieten ein breites Spektrum an Erkenntnissen zur Transformation des deutschen Energiesystems im Allgemeinen und zur Auslegung und Nutzung der flexiblen Sektorenkopplung im Speziellen. So unterstreichen sie, dass alle verfügbaren Lastausgleichsoptionen Teil der kostenminimalen Versorgungssysteme sind. Es gibt somit nur bedingte Konkurrenz- und Verdrängungseffekte zwischen den verschiedenen Optionen.

Der umfangreiche Ausbau von Wärme- und Gasspeichern, sowie die breite Aufstellung der Wärmerezeuger in Wärmenetzen machen deutlich, dass die Ausgestaltung

der Sektorenkopplung ganz wesentlich auf die Nutzung aller verfügbaren Flexibilitäten ausgerichtet sein muss. Im Bereich der Wärmenetze umfasst dies die Ergänzung der KWK um Wärmepumpen, elektrische Boiler und thermische Speicher. Auf dieser Basis wird die Wärmeerzeugung im Verlauf der Szenariojahre zunehmend elektrifiziert, was mit einem Rückgang des Einsatzes von Gaskesseln und KWK-Anlagen einhergeht. Da die KWK aber bis in das Jahr 2050 für die Stromerzeugung in Zeiten geringer Wind- und PV-Verfügbarkeit benötigt wird, bleibt sie Teil des Systems, wechselt jedoch auf einen komplett stromgeführten Betrieb. Eine Auslegung der KWK auf geringere Volllaststunden und hohe Betriebsflexibilität ist somit aus Gesamtsystemsicht erstrebenswert. Die Nutzung von Wärmespeichern beschränkt sich nicht auf Wärmenetze, sondern umfasst auch die Gebäudeversorgung mit kleinen KWK-Anlagen und elektrischen Wärmepumpen, sowie die elektrische Prozesswärmeerzeugung.

Mit zunehmender Reduktion der CO₂-Emissionen verschiebt sich der Schwerpunkt der Flexibilitätsbereitstellung vom Wärme- auf den Gassektor. Dies umfasst vor allem die Erzeugung und Nutzung von sowohl Wasserstoff als auch Methan aus EE-Strom. Um eine zeitliche und räumliche Entkopplung der EE-Erzeugung und der Wasserstoffherzeugung von der Gasnachfrage zu ermöglichen, werden in großem Maße Wasserstoffspeicher in Salzkavernen, aber auch Transportpipelines vom Modell gebaut. Im Ergebnis steht ein deutschlandweites Wasserstofftransportnetz, das insbesondere den Süden, Westen und Norden des Landes verbindet. Trotz der Möglichkeit des Transports ergibt sich keine starke geographische Konzentration der Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff in einzelne Modellregion, sondern vielmehr ein Ausbau der Wasserstofftechnologien entlang der gesamten Nord-Süd-Achse mit einer nachfragegetriebenen Betonung der westlichen Bundesländer. Der Aufbau des Wasserstoffsystems wird auch genutzt, um saisonale Nachfrageunterschiede auszugleichen. Dies suggeriert, dass der Einsatz von Wasserstoff in Transport und Industrie die Attraktivität der Nutzung auch in anderen Bereichen steigert und mit dem Aufbau saisonaler Speicherkapazitäten einhergehen sollte. Ein Import von Wasserstoff, der in anderen Ländern aufgrund besserer Wind- und Solarressourcen günstiger zu erzeugen ist, könnte die heimisch erzeugten Mengen reduzieren oder ersetzen, was einen abweichenden Infrastrukturbedarf zur Folge hätte.

Nicht nur bezüglich des EE-Gassystems geht die vollständige Vermeidung von Emissionen im Energiesystem (Szenario THG95) mit einem deutlichen Anstieg des Bedarfs nach neuen Infrastrukturen einher, einschließlich einer Verdreifachung der installierten Kraftwerksleistung gegenüber heute. Mit Blick auf die Methanisierung ist zu beachten, dass die Bereitstellung von CO₂ nicht modelliert wurde. Da diese mit Kosten, möglicherweise aber auch mit Einschränkungen der zeitlichen und räumlichen Verfügbarkeit einhergeht, ist davon auszugehen, dass eine entsprechende Modellexerweiterung Auswirkungen auf die Ergebnisse mit sich bringen würde. So könnten beispielsweise Kapazität, geographische Positionierung und Einsatz der Methanisie-

ung andere Charakteristika zeigen als hier aufgezeigt. Ebenso könnte die Verfügbarkeit größerer Mengen an Biomethan als den hier angenommenen einen Einfluss auf die Nachfrage nach synthetischem Methan haben.

Generell ist zu bedenken, dass das in REMix modellierte Energiesystem nicht den vollständigen Verkehrssektor umfasst, da die für den Flug- und Schiffsverkehr benötigten Treibstoffmengen nicht berücksichtigt sind. Um diese klimaneutral bereitzustellen würden in Deutschland zusätzliche EE-Anlagen in signifikantem Umfang benötigt, oder es müsste auf den Import von regenerativ erzeugten Brennstoffen aus Ländern mit besseren EE-Potenzialen zurückgegriffen werden.

Den Modellergebnissen zufolge kommt auch dem Stromnetz im Lastausgleich eine zentrale Rolle zu. Die Option des endogenen Ausbaus wird stark genutzt, unter anderem um die innerdeutsche Stromerzeugung durch Importe aus dem Ausland zu ergänzen. Wenn ein Stromnetzausbau nicht möglich ist, kann dies durch eine verstärkte Nutzung der flexiblen Sektorenkopplung und stationäre Batteriespeicher kompensiert werden, was jedoch mit einem Anstieg der Systemkosten um gut 20% einhergeht.

Trotz des massiven Anstiegs der Wind- und PV-Kapazitäten muss in den betrachteten Szenarien nahezu keine EE-Stromerzeugung abgeregelt werden. Im Winter werden Erzeugungsspitzen von elektrischen Boilern in Wärmenetzen absorbiert, im restlichen Jahr von den Elektrolyseuren zur Wasserstoffherzeugung. Durch lokale oder regionale Netzengpässe bedingte EE-Abregelung wird aufgrund des aggregierenden Modellansatzes jedoch nicht abgebildet.

Eine Flexibilisierung wird nicht nur in der Bereitstellung von Wärme und Wasserstoff realisiert, sondern auch bei den Betriebsmitteln im Gasnetz. So erfolgen Verdichtung und Vorwärmung zeitweise strombasiert und zeitweise gasbasiert. Durch die im Verhältnis zur Gesamtversorgungsaufgabe geringen Energiemengen wird hierdurch jedoch nur ein untergeordneter Beitrag zur systemweiten EE-Integration geleistet.

Auch wenn die Wechselwirkung der verschiedenen Optionen der Sektorenkopplung in deutlich höherem Umfang und Detail als in der Vergangenheit erfolgte, bleiben doch noch viele Fragen offen. Dies betrifft beispielsweise die europäischen Wechselwirkungen im Gassystem, die Erzeugung und Nutzung anderer synthetischer Kraft- und Brennstoffe und die Umwidmung von Infrastrukturen, beispielsweise von Erdgas auf Wasserstoff. Zudem müssen ergänzend Effekte auf geringeren räumlichen und zeitlichen Skalen analysiert werden, wie auch die Auswirkung der Betrachtung weiterer europäischer Länder, über die hier berücksichtigten hinaus.

Mit Blick auf die ausgewiesenen Kapazitäten ist zu beachten, dass mit Ausnahme der Wärmenetze eine Besicherung nicht berücksichtigt wurde. Für die Absicherung gegen Ausfälle einzelner Systemkomponenten (Stromleitungen, Kraftwerke, Speicher, Kompressoren etc.) wären also zusätzliche Kapazitäten im Umfang der gewünschten Besicherung nötig.

6 Ergebnisse der Einzelsystemanalyse

Unterschiede zwischen Gesamt- und Einzelsystemsicht ergeben sich vor allem für KWK, Wärmepumpen und PtG-Anlagen. Sie hängen von den jeweiligen Szenarien und Regionen und mitunter auch von der Wechselwirkung mit anderen Technologien ab.

In diesem Kapitel soll aufgezeigt werden, inwieweit sich das aus der gesamtwirtschaftlichen Modellierung abgeleitete Optimum von Sektoren koppelnden Anlagen und deren Betriebsweisen in der betriebswirtschaftlichen Realität umsetzen lässt. Dies erfolgt auf Grundlage der Einbindung von REMix-Ergebnisdaten in MuGriFlex unter Nutzung der in Kapitel 3.3 eingeführten Schnittstellen zur Modellkopplung.

Dabei wird für ausgewählte Technologien und Anlagenkombinationen (z.B. alle Anlagen zur Wärmeversorgung eines exemplarischen Wärmenetzes) zunächst untersucht, welche Anlagen gebaut und wie diese Anlagen betrieben werden müssten, um die Versorgungsaufgabe typischer Anlagenbetreiber zu den betriebswirtschaftlich günstigsten Kosten zu erfüllen. Diese Versorgungsaufgaben werden mit dem Energiesystemmodell MuGriFlex (siehe Kapitel 3.2) abgebildet und optimiert, wobei die Stromkostenzeitreihen und Brennstoffkosten aus der REMix-Modellierung und die in Kapitel 4.5 erarbeiteten Abschätzungen zur Entwicklung der Rahmenbedingungen zugrunde gelegt werden.

Der so optimierte Anlagenpark und der Betrieb der einzelnen Anlagen werden dann dem mit REMix ermittelten Optimum gegenübergestellt. Im nächsten Schritt wird aufgezeigt inwieweit die Rahmenbedingungen von den in Kapitel 4.5 getroffenen Annahmen abweichen müssten, damit die für das Gesamtsystem optimale Anlagenkonfigurationen und Betriebsweisen auch betriebswirtschaftlich angereizt werden.

In den folgenden Unterkapiteln werden zunächst die verwendeten Strom- und Gaskosten, und sodann Ergebnisse der durchgeführten Optimierungen für Wärmeversorgungssysteme, Elektrolyseure und Verdichter als Betriebsmittel im Gasnetz dargestellt.

6.1 Eingangsdaten

Die Strom- und Gaskosten in MuGriFlex basieren unter anderem auf den Grenzkosten der Stromerzeugung und auf den Gas-Gestehungskosten in den einzelnen Szenarien aus der REMix-Optimierung.

Die im Folgenden beschriebenen Eingangsdaten werden für die Analyse der Einzelsysteme verwendet. Sie sind entweder Ergebnisdaten der REMix-Rechnungen oder werden aus diesen berechnet (siehe Kapitel 3.3).

6.1.1 Stromkosten

Die beiden folgenden Abbildungen zeigen die geordneten Dauerlinien der verwendeten Grenzkosten für die vier Szenariojahre und die beiden Szenarien.

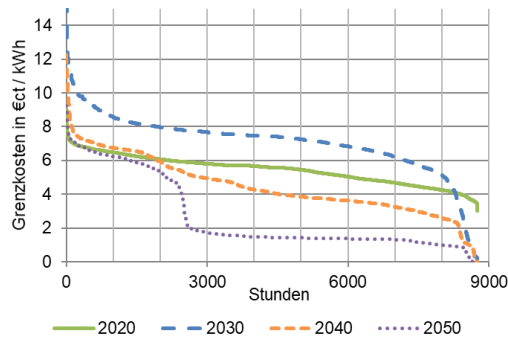


Abbildung 6-1: Geordnete Dauerlinie der Strom-Grenzkosten im THG80-Szenario

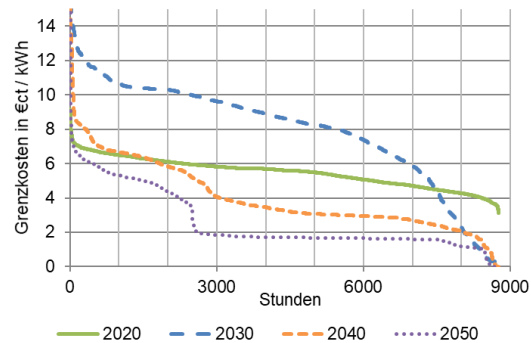


Abbildung 6-2: Geordnete Dauerlinie der Strom-Grenzkosten im THG95-Szenario

Diese Kosten sind Ergebnisse der REMix-Berechnungen. Sie ergeben sich aus den Gestehungskosten der jeweils günstigen Stromerzeuger (siehe Kapitel 3.1) und sind für die Modellierung der Einzelanlagen mit MuGriFlex eine zentrale Inputgröße. Sie dienen dabei als Annäherung für die Marktpreise für Strom über den Zeitverlauf. Trotz prinzipieller Unterschiede zwischen Marktpreisen und Gestehungskosten, liegen die Werte strukturell in der gleichen Größenordnung und sind im Wesentlichen ähnlichen Entwicklungen unterworfen (siehe dazu auch Kapitel 5.6 und 6.1).

Auffallend und bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten ist:

- Die Grenzkosten im Jahr 2030 liegen in beiden Szenarien deutlich über den Kosten des Jahres 2020. Dies spiegelt, vor allem im Szenario THG95, die stark zurückgehende Kohleverstromung, sowie den Ausstieg aus der Kernenergie wieder. Daraus ergibt sich ein vermehrter Einsatz von Gaskraftwerken mit relativ hohen Grenzkosten. Es fließen auch steigende CO₂-Preise und der bis 2030 gemäß Netzentwicklungsplanung begrenzte Stromnetzausbau ein, wodurch damit lokal kostenintensive Kraftwerke eingesetzt werden müssen.
- In den Szenariojahren 2040 und 2050 sinken die Grenzkosten deutlich. Vor allem im Szenario THG95 sind die Grenzkosten in vielen Stunden des Jahres unter 2 ct/kWh. Für diese Zeiten ergibt sich, dass PV und Windkraft – welche zu sehr geringen Grenzkosten Strom produzieren – deutschlandweit als Grenzkraftwerke fungieren. Ein weiterer Effekt besteht darin, dass durch die Möglichkeit eines weiteren Ausbaus des Stromnetzes ab 2040 der Anteil des aus dem Ausland importierten EE-Stroms deutlich ansteigt.

Zu den Stromerzeugungskosten kommen für die Anlagenbetreiber noch Abgaben, Umlagen und Steuern hinzu. Für diese wurden in den Modellrechnungen unter der Annahme eines unveränderten Regelrahmens die in Tabelle 4-18 dargestellten Aufschläge auf die Grenzkosten (Abgaben, Umlagen, Steuern und andere Zuschläge) verwendet.

Während die oben gezeigten Aufschläge den Betrieb der elektrischen Wärmeerzeuger verteuert, vermindert der KWK-Zuschlag die Wärmeerzeugungskosten der KWK-Anlagen. Für den KWK-Zuschlag wurde ein Wert von 3,95 ct/kWh angenommen. Letztverbraucherabgaben und KWK-Förderung sind in Kapitel 4.5 in mehr Detail behandelt.

6.1.2 Gaskosten

Die Gaskosten als Brennstoffkosten für KWK-Anlagen, Gaskessel oder mit Gas betriebene Kompressoren werden als gewichteter Mittelwert der Kosten der im Gasmix enthaltenen Gase gebildet. Mit Gasmix ist dabei das jeweilige Gemisch aus unterschiedlichen Gasen, also Methan und Wasserstoff, bzw. verschiedenen Erzeugungspfaden, sprich Elektrolyse, Methanisierung, Biogas oder Import von fossilem Gas gemeint.

Die mit REMix berechneten Anteile der Gase am Brennstoffmix der KWK-Anlagen sind in Tabelle 6-1 zu sehen:

Tabelle 6-1: Brennstoffmix für KWK-Anlagen und Gaskessel

	Energetische Anteile am Brennstoffmix			
	Erdgas THG80 / THG95	Biogas THG80 / THG95	Wasserstoff THG80 / THG95	synth. Methan THG80 / THG95
2020	100%	0%	0 %	0%
2030	93% / 93%	7% / 7%	0 %/ 0%	0% / 0%
2040	92% / 78%	8% / 16%	0 %/ 6%	0% / 0%
2050	73% / 0%	17% / 9%	9 % / 2%	1% / 89 %

Die Methodik zur Berechnung der Kosten für die synthetischen Brennstoffe Wasserstoff und Methan wird in Kapitel 3.3 beschrieben. Dazu kommen analog der Aufschläge im Strombereich noch regulatorische Aufschläge (siehe Kapitel 4.5). Die in den Modellrechnungen verwendeten Werte werden in den folgenden Tabellen zusammengefasst.

Tabelle 6-2: Durchschnittliche Gaspreise für KWK-Anlagen und Gaskessel, mit und ohne Aufschläge¹⁹

Einheit	Gaspreis inkl. CO ₂ -Kosten (Durchschnittspreis für Anlagenbetreiber) ohne Aufschläge		Gaspreis inkl. CO ₂ -Kosten (Durchschnittspreis für Anlagenbetreiber) inkl. Aufschläge	
	THG80	THG95	THG80	THG95
	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh
2020	4,4	4,5	6,3	6,5
2030	5,0	5,8	7,1	7,8
2040	6,0	7,2	8,1	9,4
2050	7,3	19,0	9,4	21,1

Die zu Grunde liegenden Kosten der einzelnen Gase (ohne Aufschläge) werden in der folgenden Tabelle gezeigt:

Tabelle 6-3: Durchschnittliche Gaspreise für KWK-Anlagen und Gaskessel, mit und ohne Aufschläge

Einheit	Gaspreis inkl. CO ₂ -Kosten			
	Erdgas THG80 / THG95	Biogas THG80 / THG95	Wasserstoff THG80 / THG95	synth. Methan THG80 / THG95
	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh
2020	4,4	2,8	14,5	35,8
2030	5,2/ 6,0	2,8/2,8	15,5/14,8	30,1/30,7
2040	6,3/7,4	2,8/2,8	15,6/17,0	32,5/28,0
2050	7,0/ -	2,8/2,8	16,6/14,6	23,3/20,7

Auffallend und bei der späteren Interpretation der Ergebnisse zu beachten, sind die hohen Gaspreise im Stützjahr 2050 (siehe Tabelle 6-2), vor allem im Szenario THG95. Diese sind darauf zurückzuführen, dass kein fossiles Erdgas mehr genutzt werden kann, wodurch neben begrenzten Mengen an Biogas nur synthetisches Methan zur Verfügung steht welches mit hohen Kosten verbunden ist.

6.2 Netzgebundene Wärmeversorgung

An der exemplarischen Region „Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland“ zeigt sich, dass unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen nicht optimal in KWK, Wärmepumpen und Elektrokessel investiert wird und dass KWK- und PtH-Anlagen nicht optimal betrieben würden. Durch Zuschläge bzw. Rabatte kann das System optimiert werden. Es gilt jedoch aber vielfältige Wechselwirkungen zu beachten.

¹⁹ siehe Tabelle 6-1 für den zu Grunde liegenden Gasmix

Für den Vergleich mit der gesamtwirtschaftlichen Optimierung einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung wurde die in REMix hinterlegte Anlagenkombination aus mittelgroßer (motorischer) KWK-Anlage, Wärmepumpe, Elektrokessel, Erdgas-Spitzenlastkessel sowie Solarthermie-Anlage in der Region „Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland“ ausgewählt. Diese Region repräsentiert hinsichtlich ihres Klimas und der Anlagendimensionierungen der Wärmeversorgungssysteme am ehesten die bundesdeutschen Mittelwerte.

Um die Einflüsse, die durch andere lokale Gegebenheiten auftreten zu können zu verdeutlichen, wurde als Variante die Region Hamburg als städtische Region analysiert. Die Ergebnisse für Hamburg werden in Kapitel 6.3 dargestellt.

6.2.1 Vergleich von gesamtwirtschaftlich und betriebswirtschaftlich optimalem Ausbau und Anlagenbetrieb

Szenario THG80

In den folgenden Abbildungen werden die gesamtwirtschaftlich- und betriebswirtschaftlich optimierten Kenngrößen der Anlagenleistungen und Betriebsweisen im THG80-Szenario gegenübergestellt.

Die Anlagenleistungen werden zur besseren Vergleichbarkeit als Verhältnis von Gesamtkapazität zu Spitzenbedarf, genannt „cap-to-peak“-Verhältnis, dargestellt (siehe Kapitel 3.3). Ein Wert von 0,5 bedeutet dabei beispielsweise, dass die thermische Leistung des Wärmeerzeugers halb so groß ist wie der thermische Spitzenwert des Wärmebedarfs der versorgten Wärmelast. Dies betrifft in der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung die Spitzenlast aller Wärmenetze einer Kategorie in der jeweiligen Region und in der betriebswirtschaftlichen Betrachtung die Leistung eines typischen Systems. Zur Begrenzung des Rechenaufwandes wurde bei der Analyse auf eine Nachkommastelle gerundet.

Damit die Wärmeversorgung ausfallsicher ausgelegt ist, werden die Systeme mit einer rund 1,8-fachen Redundanz versehen. Dies geschieht, indem nach der Optimierung der Anlagengrößen aller Wärmeerzeuger, der Gaskessel als Technologie mit den niedrigsten Investitionskosten falls erforderlich vergrößert wird, sodass die Summe der cap-to-peaks 1,8 erreicht. Die Solarthermie (ST) wird dabei nicht berücksichtigt, da sie zu Zeiten der Jahreshöchstlast nicht oder nur minimal zur Versorgung beiträgt.

6 Ergebnisse der Einzelsystemanalyse

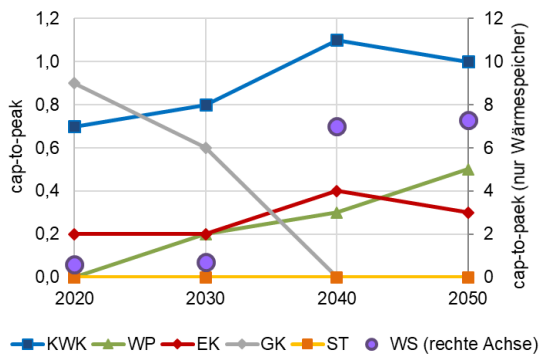


Abbildung 6-3: gesamtwirtschaftliche Optimierung: cap-to-peak Verhältnis der Wärmeerzeuger im Szenario THG80

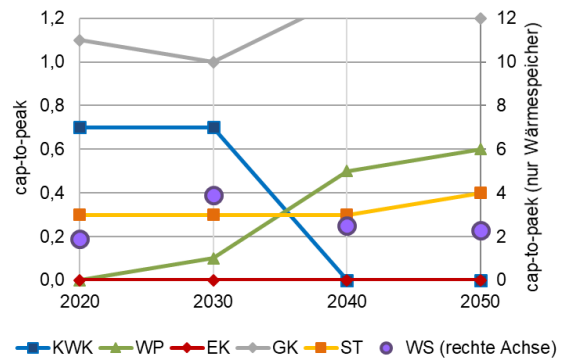


Abbildung 6-4: betriebswirtschaftliche Optimierung: cap-to-peak Verhältnis der Wärmeerzeuger im Szenario THG80

Die Betriebsweise wird mit der Anzahl der jährlichen Volllaststunden, und den daraus resultierenden Wärmeerzeugungsanteilen der einzelnen Wärmeerzeuger wie folgt dargestellt:

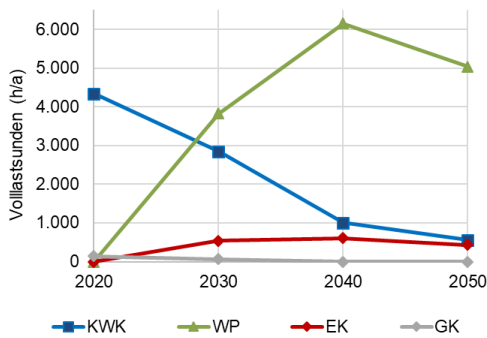


Abbildung 6-5: gesamtwirtschaftliche Optimierung: Volllaststunden der Wärmeerzeuger im Szenario THG80

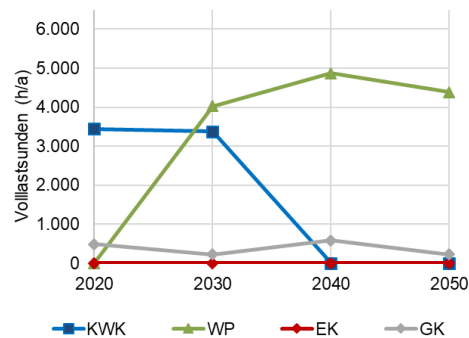


Abbildung 6-6: betriebswirtschaftliche Optimierung: Volllaststunden der Wärmeerzeuger im Szenario THG80

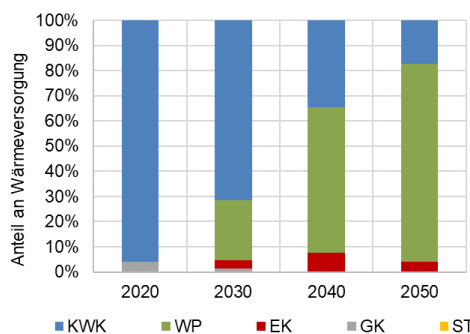


Abbildung 6-7: gesamtwirtschaftliche Optimierung: Anteile an der Wärmeversorgung im Szenario THG80

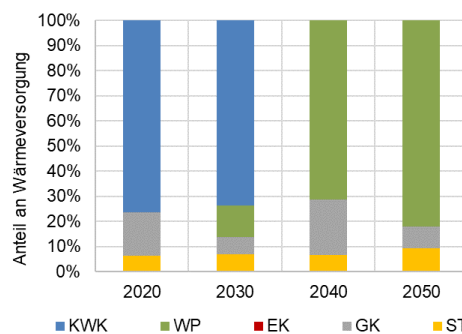


Abbildung 6-8: betriebswirtschaftliche Optimierung: Anteile an der Wärmeversorgung im Szenario THG80

Auf die einzelnen Wärmeerzeuger bezogen, zeigen die Abbildungen folgende Entwicklungen:

- Kraft-Wärme-Kopplung (KWK): In der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung in RE-Mix (jeweils in der linken Abbildung) ergibt sich ein starker Zubau der anteiligen

KWK-Leistung, der im Jahr 2040 einen Höhepunkt erreicht und dann wieder leicht zurückgeht (siehe Abbildung 6-3). Im Jahr 2040 übersteigt die KWK-Leistung sogar die thermische Spitzenlast des Wärmebedarfes (cap-to-peak Verhältnis größer eins). Anders sieht es bei der betriebswirtschaftlichen Optimierung in MuGriFlex aus, hier stagniert die KWK-Leistung bis 2030 und geht dann auf null zurück.

Die optimierte Auslastung geht mit beiden Betrachtungsweisen deutlich zurück und beträgt, wenn gesamtwirtschaftlich optimiert, im Jahr 2050 nur noch rund 550 Volllaststunden pro Jahr (siehe Abbildung 6-5). Somit dienen die Anlagen vor allem der Besicherung der Stromversorgung in Engpasssituationen und weniger der Wärmeversorgung. Betriebswirtschaftlich betrachtet, verbleibt die Auslastung bis 2030 bei einem Wert von rund 3.300 h/a. In den Stützjahren 2040 und 2050 ist eine Investition in KWK-Anlagen mit den getroffenen Annahmen nicht mehr wirtschaftlich, da sie nicht mehr die für eine Refinanzierung erforderlichen Einsatzzeiten erreichen.

Zusammenfassend führen die durch den EE-Ausbau in weiten Teilen des Jahres stark sinkenden Strompreise (siehe Abbildung 6-1) dazu, dass es ab 2040 nicht mehr zu Neu-Investitionen in KWK-Anlagen kommt, wenn nur betriebswirtschaftliche Gesichtspunkte berücksichtigt werden. Aus dem gleichen Grund sinken ab 2030 die gesamtwirtschaftlich optimierten Volllaststunden. Dies führt dazu, dass der Wärmeversorgungsanteil der KWK von rund 95% bis 2050 auf 17% zurückgeht (gesamtwirtschaftlich) bzw. es gemäß der betriebswirtschaftlichen Betrachtung 2050 keine KWK-Wärmeanteile mehr geben könnte.

- Wärmepumpen (WP): Sowohl aus gesamt- als auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht ergibt sich ein starker Zubau der Wärmepumpen-Kapazität (Abbildung 6-3 und Abbildung 6-4). Dies geschieht in der betriebswirtschaftlichen Betrachtung bis 2030 gebremst, danach jedoch sehr deutlich, bis ein cap-to-peak Verhältnis von 0,5 bzw. 0,6 erreicht ist. Der zunächst nur geringe Zubau ist auf die anfangs noch recht hohen Stromkosten zurückzuführen²⁰. Der Zubau der Wärmepumpenkapazität in Kombination mit deren bis 2040 steigender Auslastung (siehe Abbildung 6-5 und Abbildung 6-6) führt dazu, dass die optimierten Wärmeversorgungsanteile der Wärmepumpe im Jahr 2050 gemäß beider Betrachtungsweisen auf rund 80% anwächst (siehe Abbildung 6-7, Abbildung 6-8).
- Elektrokessel (EK): Diese werden im Szenario THG80 nur in der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung ausgebaut und kommen dort in den Szenariojahren 2030, 2040 und 2050 mit immerhin rund 500 Volllaststunden zum Einsatz. Der Wärmeversorgungsanteil beträgt im Stützjahr 2040 8%. Anschließend fällt er aufgrund der dann noch größeren Wärmepumpenkapazität und deren geringerer Wärmeerzeugungskosten. In der betriebswirtschaftlichen Rechnung bewirken die

²⁰ Die Grenzkosten fallen und darüber hinaus sind die auf den Strompreis zu zahlenden Abgaben im Jahr 2030 deutlich geringer angesetzt als 2020.

hohen Aufschläge auf die Stromkosten hingegen, dass eine Investition in Elektrokessel im Vergleich zu den anderen Wärmeerzeugern in keinem der untersuchten Szenariojahren wirtschaftlich ist.

- Gaskessel (GK): Sowohl in der gesamtwirtschaftlichen- als auch in der betriebswirtschaftlichen Betrachtungsweise ist zu erkennen, dass eine hohe Leistung der Gaskessel dann benötigt wird, wenn andere sektorenkoppelnde Wärmeerzeuger (KWK, WP und EK) nicht unter gesamtsystemdienlichen bzw. betriebswirtschaftlichen Kriterien ausreichend ausgebaut werden (siehe Abbildung 6-3 und Abbildung 6-4). In der betriebswirtschaftlich optimierenden Berechnung sind auch 2040 und 2050 noch hohe Leistungsbedarfe für Gaskessel vorhanden, die aber in relativ wenigen Stunden des Jahres nachgefragt werden (rund 600 bzw. 200 Volllaststunden in den Jahren 2040 bzw. 2050).
- Solarthermie (ST): Bei der Interpretation der Ergebnisse bezüglich der Solarthermie ist zu beachten, dass in beiden Betrachtungsweisen keine Grundstückskosten berücksichtigt wurden, weil diese sehr von örtlichen Gegebenheiten abhängen und nicht mit durchschnittlichen Preisen in die Berechnung einfließen konnten. Die Grundstückskosten und die Verfügbarkeit der erforderlichen Flächen bilden zurzeit oft ein Hauptthema bei der Realisierung von großen Solarthermie-Anlagen. Da die installierte Leistung in den durchgeführten Modellrechnungen keinen Einfluss auf die Leistungen der anderen Wärmeerzeuger hat (siehe oben) ist die Leistung der Solarthermie hier als Maximalwert einer zusätzlichen wirtschaftlichen Kapazität zu interpretieren.
- Wärmespeicher (WS): Die Größe der Wärmespeicher ist in Abbildung 6-3 und Abbildung 6-4 auf der rechten Achse zu sehen; ebenfalls ausgedrückt als cap-to-peak Verhältnis. Dabei ist die Kapazität als Anzahl der Stunden ausgedrückt, die der Wärmespeicher das System unter der größten Last versorgen könnte. Auffallend ist, dass die größten Wärmespeicher in den späteren Szenario-Jahren der gesamtwirtschaftlichen Optimierung zustande kommen, in denen sowohl große Wärmepumpen, Elektrokessel, als auch große KWK-Anlagen zum Einsatz kommen. In der betriebswirtschaftlichen Betrachtung ist der Wärmespeicher im Stützjahr 2030 am größten. Der Unterschied erklärt sich dadurch, dass in diesem Szenariojahr die Spreizung der Stromkosten am größten ist (siehe Abbildung 6-1) und gleichzeitig KWK-Anlagen und Wärmepumpen von ihrem Lastverschiebepotential profitieren können.

Szenario THG 95:

Die Ergebnisse für die Anlagendimensionierungen (dargestellt als cap-to-peaks), Volllaststunden und Anteile der einzelnen Technologien an der Wärmeerzeugung des Szenarios THG95 sind in Anhang 12.10 dargestellt, da sie denen vom Szenario THG80 sehr ähnlich sind. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Entwicklung der optimierten Anlagengrößen im Szenario THG95 ähnlich der Entwicklung im Szenario THG80 verläuft, wobei die Verschiebung hin zu den elektrischen Wärmeerzeu-

gern für beide Betrachtungsweisen im Szenario THG95 deutlicher ausfällt. Dies betrifft vor allem die Elektrokessel im Stützjahr 2050. Auch bei der Auslastung und den Anteilen an der Wärmeerzeugung ist diese Entwicklung zu sehen.

6.2.2 Anpassungsbedarf der Rahmenbedingungen zur Ermöglichung des gesamtwirtschaftlichen Optimums

Die Ergebnisse haben gezeigt, dass die für die betriebswirtschaftlichen Entscheidungskriterien maßgeblichen Rahmenbedingungen nicht dazu führen, dass die für das gesamtwirtschaftliche Optimum ermittelten Investitionsentscheidungen und Betriebsweisen auch ausreichend umgesetzt werden.

Im Folgenden soll aufgezeigt werden, wie veränderte Rahmenbedingungen dazu beitragen können, dass die nach betriebswirtschaftlichen Kriterien agierenden Akteure in einen gesamtwirtschaftlich dienlicheren Anlagenpark investieren und diesen auch systemdienlicher betreiben.

Dabei wird unterschieden zwischen Anreizen für Investitionen, die den tatsächlichen Zubau der geforderten Anlagenleistungen sicherstellen sollen und Veränderungen der Rahmenbedingungen mit dem Ziel eines systemdienlicheren Anlagenbetriebs.

Investitionsanreize

Die folgenden Abbildungen zeigen die Wärmeerzeugungskosten als Levelised Cost of Heat (LCoH) (siehe Kapitel 3.2.2), wenn die Anlagen nach gesamtwirtschaftlichen sowie nach betriebswirtschaftlichen Kriterien ausgelegt werden. Der angenommene Betrieb erfolgt dabei jeweils nach betriebswirtschaftlichen Kriterien, d.h. abhängig von den Stromkosten, so dass über das Jahr die geringstmöglichen Wärmeerzeugungskosten anfallen.

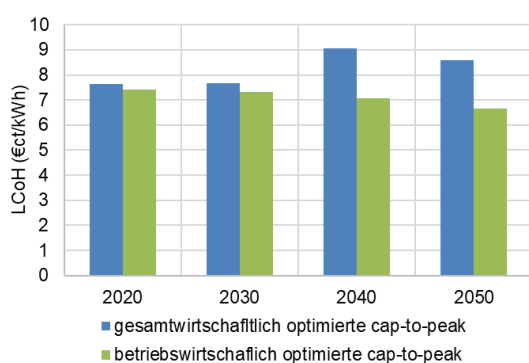


Abbildung 6-9: Wärmeerzeugungskosten (LCoH) mit gesamt- bzw. betriebswirtschaftlich optimierten Anlagengrößen im Szenario THG80

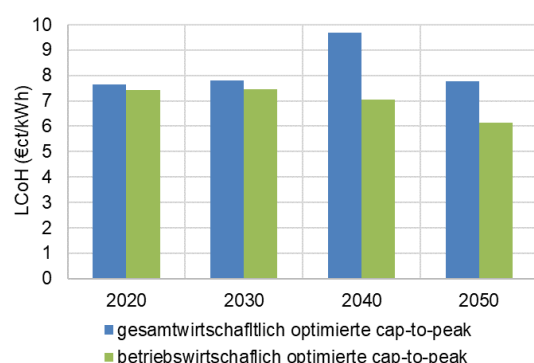


Abbildung 6-10: Wärmeerzeugungskosten (LCoH) mit gesamt- bzw. betriebswirtschaftlich optimierten Anlagengrößen im Szenario THG95

Es ist zu sehen, dass die nach betriebswirtschaftlichen Kriterien optimierten Anlagengrößen (cap-to-peaks) zu geringeren Wärmekosten führen. Die Differenz zeigt, die Verringerung der Wärmeerzeugungskosten, wenn die Anlagengrößen vom ge-

samtwirtschaftlichen Optimum abweichend gebaut werden. Sie gibt auch einen ersten Anhaltspunkt wie hoch eine Förderung oder Anpassung der Rahmenbedingungen ausfallen muss, damit die gesamtwirtschaftlich optimalen Anlagengrößen verwirklicht werden.

In einem ersten Schritt wird untersucht, wie hoch eine Investitionskosten-Förderung sein müsste, damit die gesamtwirtschaftlich optimalen Anlagengrößen gebaut werden würden. In folgenden Abbildungen ist dies für die beiden Szenarien und die jeweils vier Stützjahre dargestellt:

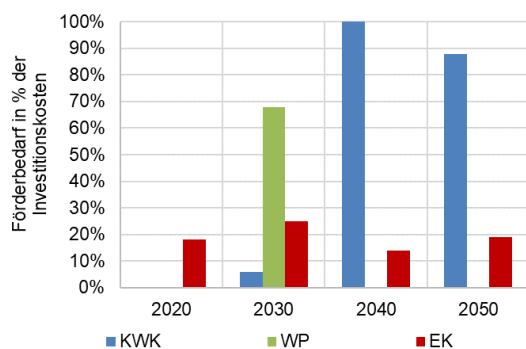


Abbildung 6-11: Abweichung gesamtwirtschaftlich optimierter von betriebswirtschaftlich optimierter Anlagengröße und Investitions-Förderbedarf im Szenario THG80

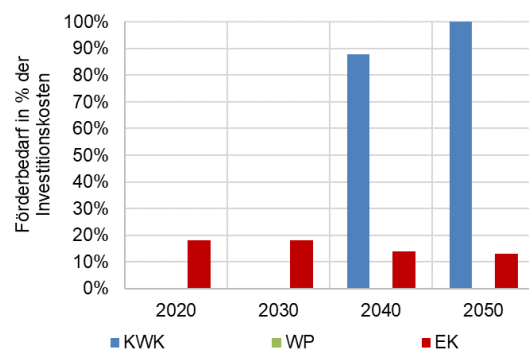


Abbildung 6-12: Abweichung gesamtwirtschaftlich optimierter von betriebswirtschaftlich optimierter Anlagengröße und Investitions-Förderbedarf im Szenario THG95

Die Balken zeigen, wie hoch der Investitionskosten-Zuschuss für den entsprechenden Anlagentyp sein müsste, damit ein Betreiber die (zusätzliche) Anlagenleistung installieren würde. So ist beispielsweise im Szenario THG80 im Jahr 2030 ein Zuschuss für die Wärmepumpe in Höhe von rund 68% der Investitionskosten notwendig, damit eine Anlagenleistung entsprechend einem cap-to-peak von 0,2 statt 0,1 zur betriebswirtschaftlich gerechnet kostengünstigsten Wärmeversorgung führt.

Es ist zu sehen, dass sich die nötigen Investitionsanreize für den Elektrokessel im Bereich zwischen 5 und 25% bewegen. Diese relativ geringen Summen liegen daran, dass ein vergrößerter Elektrokessel in der Regel Kapazität von Gaskesseln ersetzt, welche nur wenig geringere Investitionskosten aufweisen und gegebenenfalls ebenfalls als Redundanz zugebaut werden und im Betrieb nicht notwendigerweise auch zur kostenoptimierten Wärmeversorgung eingesetzt werden. Anders sieht es bei den Wärmepumpen und den KWK-Anlagen aus. Hier treten nicht nur wesentlich größere Unterschiede der optimalen Kapazitäten auf, sondern die kapazitätsspezifischen Investitionskosten sind auch wesentlich größer als die von Elektro- oder Gaskesseln.

Bei der KWK ist zu bedenken, dass die Volllaststunden ab dem Stützjahr 2030 drastisch sinken (sowohl in der gesamtwirtschaftlichen als auch in der betriebswirtschaftlichen Optimierung). Dies führt zu einer deutlich längeren Lebenserwartung, wenn zu Grunde gelegt wird, dass KWK-Anlagen mindestens 60.000 Betriebsstunden er-

reichen. Wenn auf diese Weise davon ausgegangen wird, dass die in der Vergangenheit installierte KWK-Kapazität deshalb noch zur Verfügung steht, ist der Ausbau und damit Förderbedarf auf den Kapazitätsausbau im Vergleich zur Kapazität im vorhergehenden Stützjahr beschränkt (z.B. 0,3 im Stützjahr 2040 des Szenarios THG80).

Bei der Interpretation dieser Werte ist zu beachten, dass eine mögliche Investitionsförderung mit den Zu- und Abschlägen wechselwirkt, zu denen die oben beschriebenen Annahmen getroffen wurden. So haben insbesondere die KWK-Zuschläge, bzw. die Aufschläge auf die Stromkosten für Wärmepumpe und Elektrokessel einen großen Einfluss auf den wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen und damit auch auf den Anreiz, in entsprechende Wärmeerzeugungs-Leistung zu investieren. Höhere KWK-Zuschläge, oder geringere Aufschläge auf den Strompreis für Wärmepumpen, würden somit nicht nur den Einsatz der entsprechenden Wärmeerzeuger anreizen, sondern auch die hier skizzierte Investitionsförderung reduzieren oder überflüssig machen. Außerdem ist zu beachten, dass die Investitionsförderung hier nur unter dem Aspekt untersucht wurde, dass die Investition in einzelne Wärmeerzeuger angereizt wird.

Andere Fördergründe wie z.B. die Ermöglichung von wettbewerbsfähigen Wärmepreisen für Wärmenetzbetreiber, damit der gesamtwirtschaftliche Nutzen von Wärmenetzen zum Tragen kommen kann, werden hier nicht weiter berücksichtigt.

Anreize zum systemdienlichen Betrieb

Durch die Anpassung des für den Betreiber erzielbaren Stromerlöses (auf den in das öffentliche Stromnetz eingespeisten KWK-Strom) einerseits und den auf den für Wärmepumpen und Elektrokessel zu zahlenden Strombezug aus dem öffentlichen Netz andererseits, kann nicht nur die Investition attraktiver gemacht, sondern darüber hinaus ein anderes Betriebsverhalten dieser Wärmeerzeuger angereizt werden.

Die folgenden beiden Abbildungen zeigen den Effekt, den ein veränderter KWK-Zuschlag oder veränderte Aufschläge auf den Strompreis für Wärmepumpen (siehe Kapitel 6.1.1) auf den Betrieb eines beispielhaften Anlagenparks haben (jeweils das Stützjahr 2030 im Szenario THG95 als Beispiel):

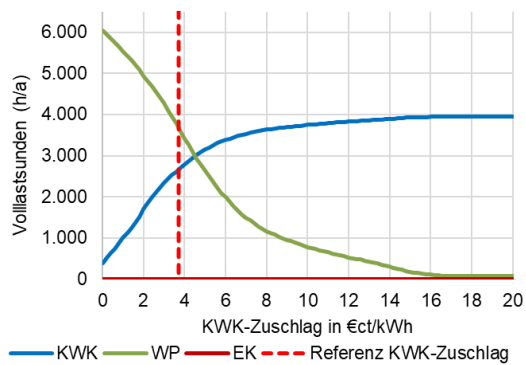


Abbildung 6-13: Volllaststunden der Wärmeerzeuger in Abhängigkeit des KWK-Zuschlags (beispielhafte Darstellung für 2030 im Szenario THG95)

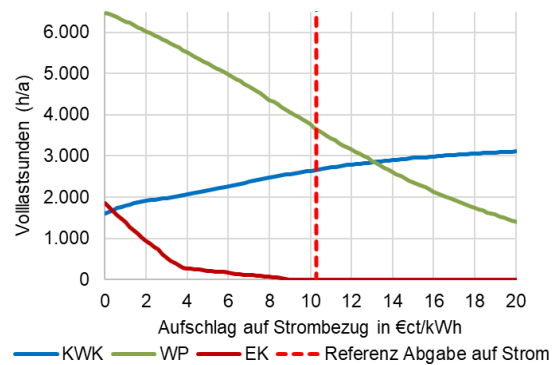


Abbildung 6-14: Volllaststunden der Wärmeerzeuger in Abhängigkeit des Zuschlags auf den Strompreis (beispielhafte Darstellung für 2030 im Szenario THG95)

Als Referenz ist jeweils der KWK-Zuschlag bzw. Aufschlag auf Strompreis für Wärmepumpen dargestellt, der auch allen Berechnungen im vorherigen Abschnitt für dieses Szenario und Stützjahr zugrunde liegt (siehe gestrichelte rote Linie). Zu sehen ist, dass bei diesem Zuschlag bzw. Aufschlag in beiden Abbildungen dieselben Betriebsstunden von KWK-Anlage und Wärmepumpe zustande kommen.

Die Abbildungen zeigen, wie sich die Betriebsweisen ändern, wenn der KWK-Zuschlag oder die Aufschläge von 0 bis 20 ct/kWh variiert werden. Dabei ist zu beachten, dass ein höherer KWK-Zuschlag einerseits die Anzahl der wirtschaftlichen Volllaststunden der KWK erhöht, was aber andererseits zu Lasten der Wärmeerzeugung der Wärmepumpe geht, deren Volllaststunden somit reduziert werden²¹. Ab einem KWK-Zuschlag von rund 16 ct/kWh wird der gesamte Wärmebedarf des Wärmesystems von der KWK-Anlage bereitgestellt.

Um den „Anpassungsbedarf“ der Rahmenbedingungen beispielhaft aufzuzeigen, wurden für die beiden Szenarien THG80 und THG95 zunächst die mit den gesamtwirtschaftlich optimierten Anlagengrößen für das Gesamtsystem optimale Auslastung den Volllaststunden gegenübergestellt, die mit einem betriebswirtschaftlich optimierten Anlagenbetrieb zustande kommen würden. Dabei wurde die oben beschriebene Entwicklung des KWK-Zuschlages und der Aufschläge auf den Strompreis zugrunde gelegt (siehe auch graue Linien in Abbildung 6-19 bis Abbildung 6-23). Die Ergebnisse für die beiden wesentlichen Wärmeerzeuger KWK-Anlagen und Wärmepumpen sind in den folgenden beiden Abbildungen zu sehen.

²¹ Entsprechend hat, wie in Abbildung 6-14 zu sehen ist, der Aufschlag auf den Strombezug der Wärmepumpe auch Auswirkungen auf die Volllaststunden der KWK.

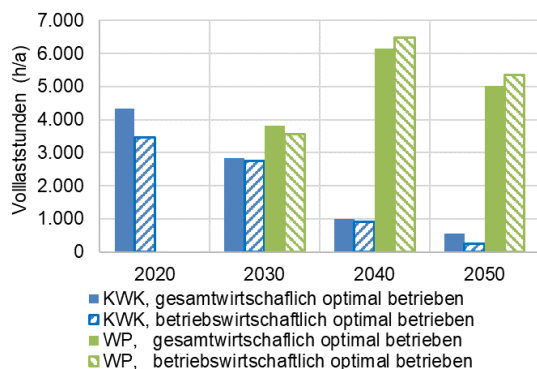


Abbildung 6-15: Volllaststunden von KWK und Wärmepumpe mit gesamt- und betriebswirtschaftlich optimiertem Einsatz im Szenario THG80

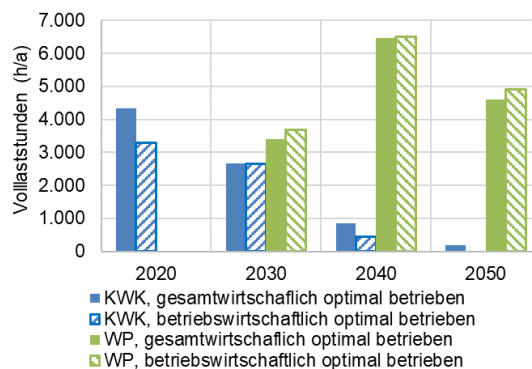


Abbildung 6-16: Volllaststunden von KWK und Wärmepumpe mit gesamt- und betriebswirtschaftlich optimiertem Einsatz im Szenario THG95

Die beiden Abbildungen zeigen für beide Szenarien einen recht ähnlichen Verlauf der absoluten Zahlen der Volllaststunden in den beiden Betrachtungsweisen, wenn identische Kapazitäten angenommen werden. Größere Unterschiede sind nur bei der Auslastung der KWK-Anlage, jeweils im Stützjahr 2020 zu sehen. Die in Abbildung 6-17 und Abbildung 6-18 gezeigten relativen Abweichungen hingegen zeigen auch die großen Unterschiede in den Stützjahren 2040 und 2050 (minus 55% bzw. gar kein KWK-Einsatz im Jahr 2050).

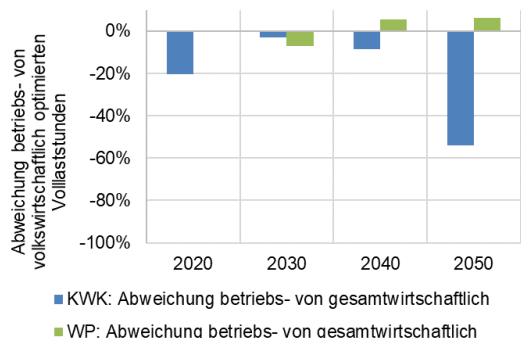


Abbildung 6-17: Abweichung der Volllaststunden, wenn der Einsatz statt gesamt- betriebswirtschaftlich optimierte wird. Szenario THG80

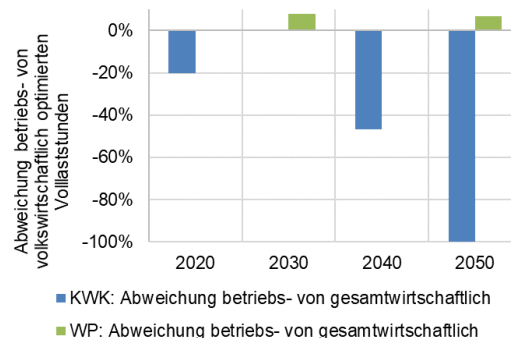


Abbildung 6-18: Abweichung der Volllaststunden, wenn der Einsatz statt gesamt- betriebswirtschaftlich optimierte wird. Szenario THG95

Die folgenden zwei Abbildungen zeigen, welche KWK-Zuschläge in den beiden Szenarien und den vier Stützjahren erforderlich sind, damit die gesamtwirtschaftlich wünschenswerte Auslastung der KWK-Anlagen auch betriebswirtschaftlich angeleitet wird.

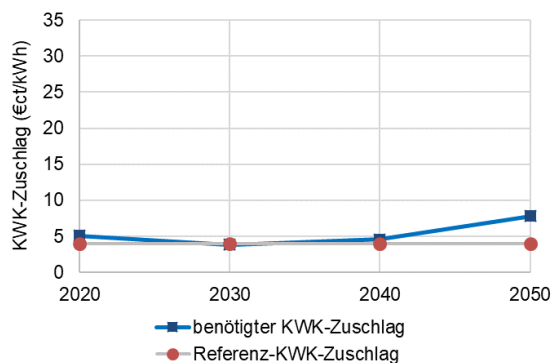


Abbildung 6-19: benötigte KWK-Zuschläge im Versorgungsbeispiel im THG80-Szenario

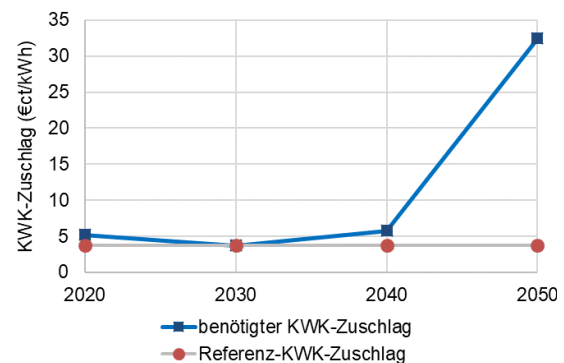


Abbildung 6-20: benötigte KWK-Zuschläge im Versorgungsbeispiel im THG95-Szenario

Zu sehen ist, dass die benötigten Fördersätze in den Stützjahren 2020 bis 2040 nur wenig von den angenommenen Referenzwerten abweichen. Insofern die Anlagenauslegung ggf. bedingt durch Investitionsanreize angemessen erfolgt, sind also nur geringe weitere Anreize für die Betriebsführung erforderlich. Die deutliche Abweichung im Jahr 2050 ist auf die dann deutlich niedrigeren Strompreise, die die Wärmepumpe begünstigen sowie auf die im Jahr 2050 des Szenarios THG95 extrem gestiegenen Brennstoffkosten zurück zu führen, die den Einsatz der KWK ohne die hohe zusätzliche Vergütung unwirtschaftlich machen (vergleiche Abbildung 6-1 und Tabelle 6-2). Bezüglich der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung ist zu beachten, dass die KWK im Jahr 2050 in lediglich 550 bzw. 200 Stunden pro Jahr (Szenario THG80 bzw. THG95) eingesetzt wird und dies in Zeiten in denen nur alternative Stromerzeuger mit noch höheren Grenzkosten zur Verfügung stehen.

Bei der Betrachtung dieser sehr hohen Vergütungssätze im Jahr 2050 ist zu bedenken, dass diese nur in sehr wenigen Stunden des Jahres (rund 550 bzw. 200 für das THG 80 und 95 Szenario) benötigt würden, damit die für das Gesamtsystem in der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung optimalen Betrieb der KWK zustande kommt; jeweils unter der Voraussetzung, dass Anreize für die Investition in die Kapazität bereits anderweitig bestehen. Die Summe die ein Anlagenbetreiber für den insgesamt jährlich erzeugten Strom bekommen würde, würde also nicht analog der in Abbildung 6-20 gezeigten Zuschlagszahlungen pro kWh steigen, sondern sinken.

Die Summe der Zuschlagszahlungen pro kW an installierter KWK-Anlagenleistung wird in der folgenden Abbildung gezeigt. Diese Summe ist nicht mit einem Investitionsanreiz zu verwechseln, der nicht notwendigerweise zu einem vermehrten Anlagenbetrieb führt.

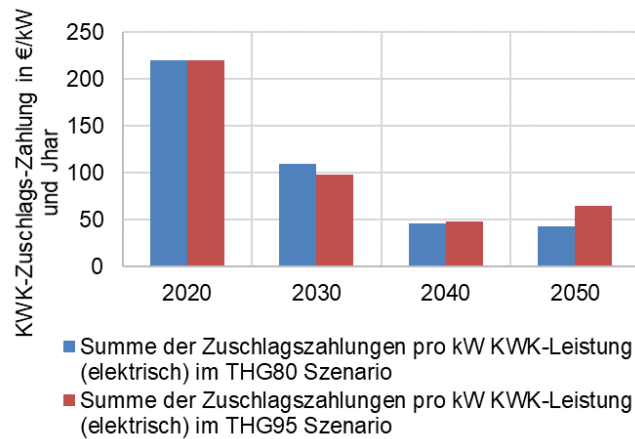


Abbildung 6-21: Summe der Zuschlagszahlungen

In den folgenden Abbildungen ist das Ergebnis der entsprechenden Untersuchungen zur Höhe der Aufschläge auf den Strompreis für Wärmepumpenstrom dargestellt. Als graue Linie ist wieder der in den bisherigen Modellrechnungen verwendete Referenz-Aufschlag zu sehen. Die schraffierte Fläche stellt den Bereich dar, in dem die Höhe der Aufschläge die Auslastung der Wärmepumpe im Vergleich zu den gesamtwirtschaftlich geforderten Volllaststunden nicht verringert oder erhöht. Der obere Rand der schraffierten grünen Fläche ist als der Aufschlag zu verstehen, ab dem die Auslastung der Wärmepumpe geringer als im gesamtwirtschaftlichen Optimum ausfallen würde. Die Betrachtung der Bandbreite setzt erst in 2030 ein, da im Jahr 2020 das gesamtwirtschaftliche Optimum keine Wärmepumpenkapazität vorsieht.

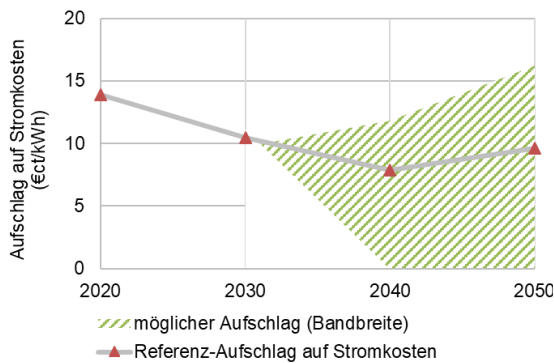


Abbildung 6-22: Bandbreite möglicher Aufschläge auf Stromkosten, die den Anlagenbetrieb optimieren, im Szenario THG80

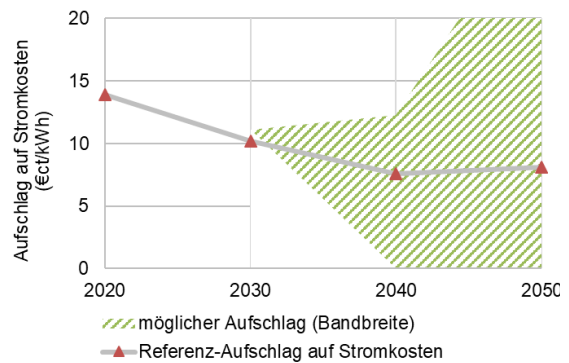


Abbildung 6-23: Bandbreite möglicher Aufschläge auf Stromkosten, die den Anlagenbetrieb optimieren im Szenario THG95

Für das Stützjahr 2030 im Szenario THG95 zeigt sich, dass nur eine geringfügige Anhebung der Aufschläge zu der geforderten (ebenfalls geringfügigen) Änderung der Volllaststunden führt²². Anders sieht es in den Jahren 2040 und 2050 aus, in denen

²² Die gesamtwirtschaftlich gewünschte Verringerung der Volllaststunden der Wärmepumpe im Jahr 2030 ist auf Abbildung 6-16 zu sehen

die Aufschläge deutlich über den projizierten Annahmen liegen könnten, ohne, dass es zu einem verminderten Einsatz der Wärmepumpe kommen würde.

Eine pauschale Erhöhung der Aufschläge zur Reduzierung der Betriebsstunden erscheint unorthodox und würde die Wärmekosten erhöhen. Womöglich wäre stattdessen eine gezielte Erhöhung zu Zeiten in denen keine strombasierte Wärmezeugung stattfinden soll, akzeptabler.

Um zu verdeutlichen, dass der KWK-Zuschlag ebenfalls einen Einfluss auf die Volllaststunden der Wärmepumpe hat (siehe oben), werden in der folgenden Abbildung 6-24 die von der Höhe der Aufschläge auf den Strompreis abhängigen Volllaststunden der Wärmepumpe für zwei verschiedene KWK-Zuschläge, beispielhaft für das Jahr 2040 im Szenario THG80 dargestellt.

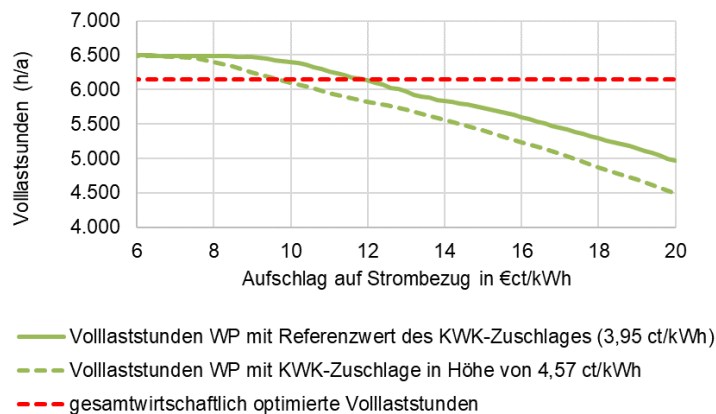


Abbildung 6-24: Volllaststunden der Wärmepumpe in Abhängigkeit von Aufschlag auf Strompreis und KWK-Zuschlag für ein beispielhaftes Szenariojahr

Der Aufschlag in Höhe von 11,8 ct/kWh führt bei Verwendung des Referenz-KWK-Zuschlags zur gesamtwirtschaftlich optimalen Auslastung und ist als Schnittpunkt zwischen grüner und gestrichelter roter Linie zu sehen. Wie im vorhergehenden Kapitel beschrieben, führt ein KWK-Zuschlag in Höhe von knapp 4,6 ct/kWh zur gesamtwirtschaftlich optimalen Auslastung der KWK. Wenn dieser Wert statt dem Referenzwert veranschlagt wird, reduziert sich der maximal mögliche Aufschlag auf 9,7 ct/kWh (siehe Schnittpunkt von gestrichelter grüner und roter Linie). Es zeigt sich also, dass Anpassungen nicht einzeln, sondern integriert betrachtet werden müssen.

6.3 Untersuchung einer alternativen Region

An der Region „Hamburg“ zeigt sich wie Netzengpässen des elektrischen Übertragungsnetzes die Entwicklung von KWK-Anlagen als lokaler Erzeugung und von Wärmespeichern als Flexibilitätsoption vor Ort beeinflussen. Es wird deutlich, dass sich dieser Aspekt im energiewirtschaftlichen Rahmen noch nicht ausreichend widerspiegelt.

In diesem Abschnitt soll aufgezeigt werden, inwieweit die Schlussfolgerungen auf Basis der Analyse der Region „Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland“ auf andere Regionen übertragbar sind, die hinsichtlich ihrer Charakteristika und Ergebnisse stark vom Bundesdeutschen Mittelwert abweichen. Für diese Darstellung wurde die Region Hamburg ausgewählt, die zum einen eine städtische Region repräsentiert und zum anderen bis ins Szenariojahr 2040 von zeitweisen Netzengpässen des elektrischen Übertragungsnetzes betroffen ist.

Im Folgenden werden die Ergebnisse diskutiert, in denen die größten Unterschiede im Vergleich zur Referenzregion aufgetreten sind. Alle weiteren Abbildungen, entsprechend denen, die für die Referenzregion im Kapitel 6.2 diskutiert wurden, sind im Anhang 12.11 zusammengefasst.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Entwicklung der optimierten Leistungen der Wärmeerzeuger, auch hier dargestellt als Verhältnis, der Volllaststunden der einzelnen Wärmeerzeuger und der der Anteile an der Wärmeversorgung (cap-to-peak), jeweils für das Szenario THG80. Die Ergebnisse für das Szenario THG95 sind im Anhang aufgeführt.

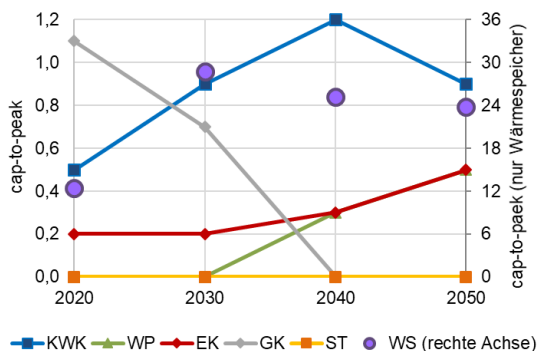


Abbildung 6-25: gesamtwirtschaftliche Optimierung: cap-to-peak Verhältnis der Wärmeerzeuger im THG80-Szenario, Hamburg

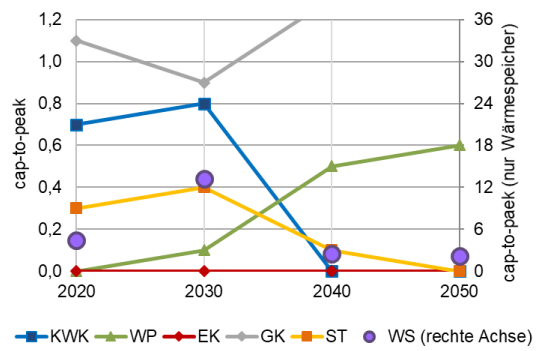


Abbildung 6-26: betriebswirtschaftliche Optimierung: cap-to-peak Verhältnis der Wärmeerzeuger im THG80-Szenario, Hamburg

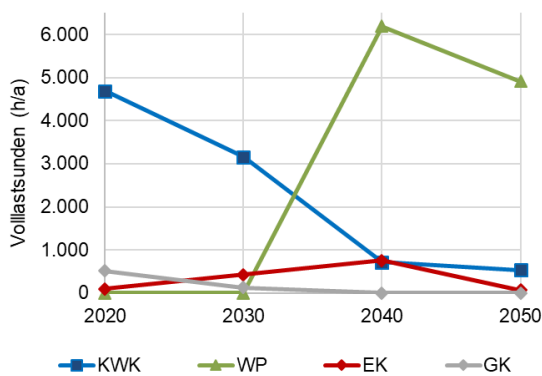


Abbildung 6-27: gesamtwirtschaftliche Optimierung: Volllaststunden der Wärmeerzeuger im THG80-Szenario, Hamburg

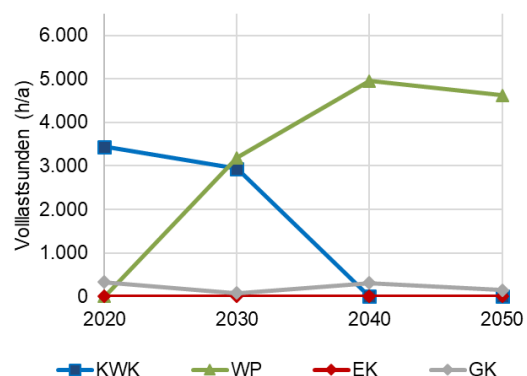


Abbildung 6-28: betriebswirtschaftliche Optimierung: Volllaststunden der Wärmeerzeuger im THG80-Szenario, Hamburg

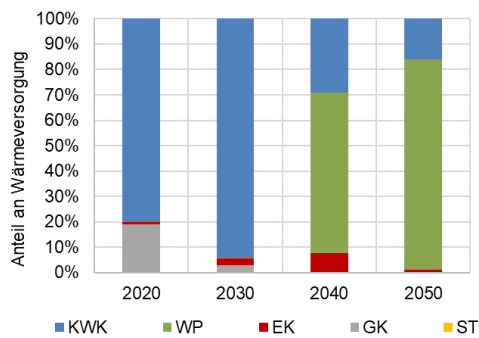


Abbildung 6-29: gesamtwirtschaftliche Optimierung: Anteile an der Wärmeversorgung im THG80-Szenario, Hamburg

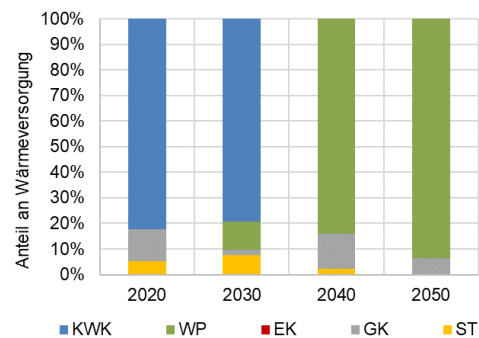


Abbildung 6-30: betriebswirtschaftliche Optimierung: Anteile an der Wärmeversorgung im THG80-Szenario, Hamburg

Im Vergleich zu den Ergebnissen der Region „Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland“ ist zu sehen, dass sich die relative Leistung der KWK in der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung in den Stützjahren 2030 bis 2040 deutlicher erhöht, was auf die Begrenzung des Stromnetzausbaus und den Wegfall der Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken zurückzuführen ist.

In der betriebswirtschaftlichen Analyse wirkt sich die Netzsituation nicht aus. Da hier entsprechend dem gegenwärtigen Marktdesign ein deutschlandweit einheitlicher Strompreis, weitgehend unabhängig von den Netzkapazitäten angenommen wird. Dies verdeutlicht die Schwäche eines solchen Marktdesigns; wenn Engpässe bestehen, diese sich aber im Regelrahmen nicht widerspiegeln, stellt sich kein optimales Investitions- und Betriebsverhalten ein.

Weiterhin sieht die gesamtwirtschaftliche Analyse für die Region Hamburg deutlich größere Wärmespeicher vor, als in der Referenzregion. Auch hier wirkt sich die Netzknappheit aus, da mit den Wärmeerzeugern, insbesondere Elektrokessel und KWK-Anlagen verstärkt Flexibilität für die durch den geringen interregionalen Austausch unflexiblere Stromversorgung bereitgestellt wird.

Der Zuwachs an Leistung, Betriebsstunden und Wärmeversorgungsanteil der Wärmepumpen erfolgt in der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung entsprechend zeitverzögert. In der betriebswirtschaftlichen Analyse erfolgt er analog zur Entwicklung in der Referenzregion, da hier die bundesweit einheitlichen Strompreise im Jahr 2030 keine Stromknappheit signalisieren.

Während die Solarthermie auch in der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung in Hamburg nicht zum Einsatz kommt, wird sie in der betriebswirtschaftlichen Analyse in den Stützjahren 2020 und 2030 in ähnlichem Umfang wie in der Referenzregion eingesetzt, 2040 dann weniger als dort und 2050 gar nicht mehr.

6.4 Auslegung und Betrieb der Verdichter in Gastransportnetz und Gasspeichern

Für die Betriebsmittel im Gasnetz und an den Gasspeichern ist in den Zukunftsszenarien (in THG95 noch deutlicher als in THG80) der elektrische Betrieb sowohl gesamt- als auch betriebswirtschaftlich optimal.

Gasverdichter im Gastransportnetz und für die Beladung von Gasspeichern können sowohl mit elektrisch oder mit einem Teilstrom des Gases betriebenen Kompressoren ausgerüstet sein. Ist sowohl ein elektrischer als auch ein gasbetriebener Verdichter an einer Verdichterstation vorhanden, so kann diese bivalent betrieben werden (siehe Kapitel 4.3.3). Abhängig vom aktuellen Stromangebot bzw. Strompreis kann also jeweils der für das Gesamtsystem optimale oder für den Betreiber gerade kostengünstigere Kompressor eingesetzt werden.

In den folgenden Abschnitten werden für die Verdichter in Gastransportleitungen und an Gasspeichern jeweils zunächst die Ergebnisse der gesamtwirtschaftlichen Analyse mit REMix dargestellt und sodann mit den Ergebnissen der betriebswirtschaftlichen Analyse aus dem Modell MuGriFlex verglichen. Als Beispielregion wurde dabei jeweils die Region „Niedersachsen / Bremen“ ausgewählt, da dort große Kapazitäten von Gastransportleitungen und Gasspeichern vorhanden sind. Die REMix-Ergebnisse liegen in Form von Zeitreihen der Gesamt-Kompressionsleistung sowie der benötigten elektrischen bzw. Brennstoffleistung der strom- und gasbetriebenen Verdichter vor. Aus diesen mit REMix optimierten Verdichterleistungen kann analog zum Vorgehen bei den Wärmeversorgungssystemen (siehe Kapitel 6.2) das Verhältnis von installierter Leistung zur benötigten Jahresspitzenlast (cap-to-peak), ermittelt werden. Zu beachten ist, dass dieses Leistungsverhältnis vor allem durch den sinkenden Bedarf an Kompressionsleistung und -energie wegen der sinkenden Gasnachfrage steigt und nicht, weil Kompressionskapazitäten zugebaut werden.

6.4.1 Gastransportleitungen

In Abbildung 6-31 und Abbildung 6-32 sind die gesamtwirtschaftlich optimierten Verdichterleistungen für die Szenarien THG80 und THG95 dargestellt. Es ist zu sehen, dass es schon im Szenariojahr 2020 zu einer Installation elektrisch betriebener Verdichter in Höhe des maximalen Leistungsbedarfes kommt (cap-to-peak > 1), was darauf zurückzuführen ist, dass die Bestandsanlagen für höhere Transportkapazitäten ausgelegt wurden, als im Jahr 2020 in den Szenarien berechnet wurden. Dies ergibt sich wie oben dargelegt insbesondere aus der Vernachlässigung von Transitflüssen in der REMix-Modellierung.

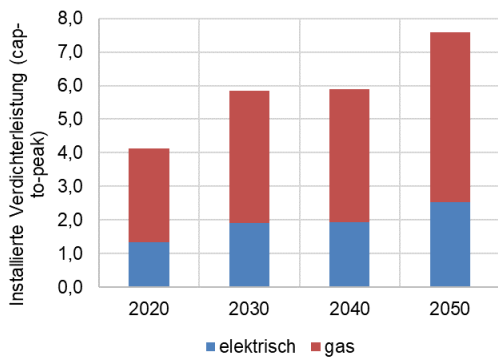


Abbildung 6-31: Gesamtirtschaftlich optimierte Verdichterleistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG80

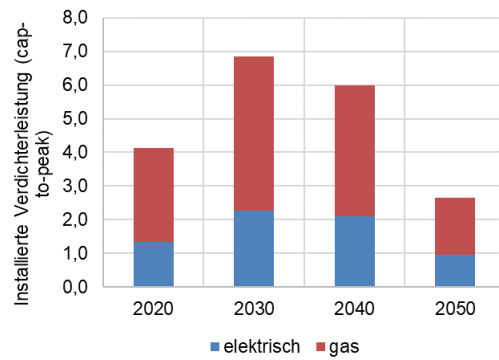


Abbildung 6-32: Gesamtirtschaftlich optimierte Verdichterleistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG95

Ähnlich sieht das Bild des Anlagenbetriebs aus (Abbildung 6-33 und Abbildung 6-34). Mit mindestens rund 97% der Verdichterarbeit überwiegt bei beiden Szenarien durchgehend der elektrische Anlagenbetrieb und die Flexibilitätsoption des bivalenten Anlagenbetriebs wird nur für die wenigen verbleibenden Anteile genutzt.

Der vermehrte Einsatz der gasbetriebenen Verdichter in den späteren Jahren des Szenarios THG95 ist darauf zurückzuführen, dass das Gas in diesen Jahren zu einem großen Anteil in Kraftwerken eingesetzt wird, die das Gas in den Zeiten nachfragen, in denen die erneuerbaren Kraftwerke die Stromnachfrage nicht vollständig bedienen können. Wie der Vergleich mit den Ergebnissen für Gesamt-Deutschland in Abschnitt 5.1.4 zeigt ist dieses Ergebnis spezifisch für die hier analysierte Modellregion, die sich durch einen hohen Anteil an Windstromerzeugung auszeichnet.

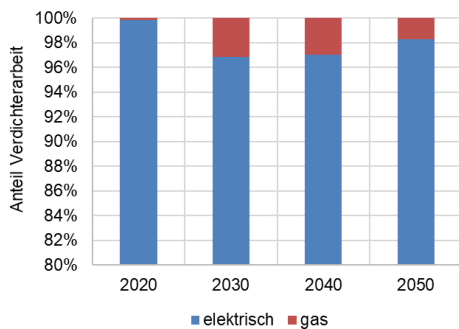


Abbildung 6-33: Anteil der Verdichterarbeit bei gesamtwirtschaftlich optimierter Verdichterleistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG80

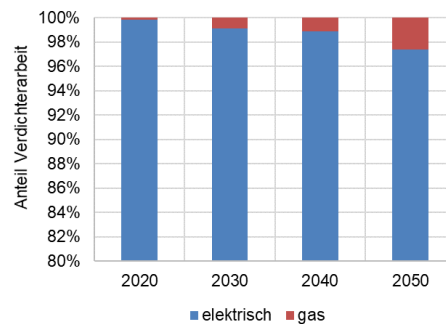


Abbildung 6-34: Anteil der Verdichterarbeit bei gesamtwirtschaftlich optimierter Verdichterleistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG95

In den folgenden vier Abbildungen sind die Ergebnisse der entsprechenden betriebswirtschaftlichen Optimierung mit MuGriFlex zu sehen (anderer Maßstab auf der Y-Achse):

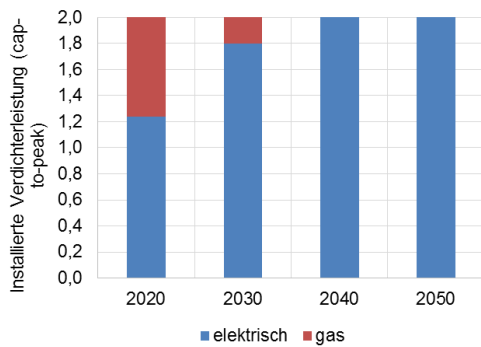


Abbildung 6-35: betriebswirtschaftlich optimierte Verdichterleistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG80

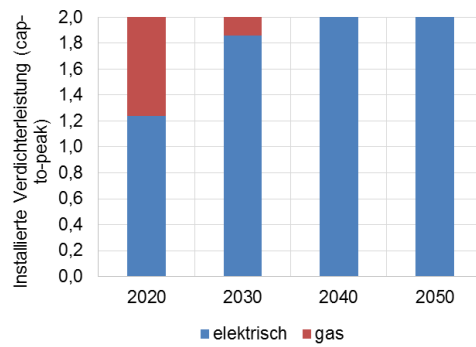


Abbildung 6-36: betriebswirtschaftlich optimierte Verdichterleistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG95

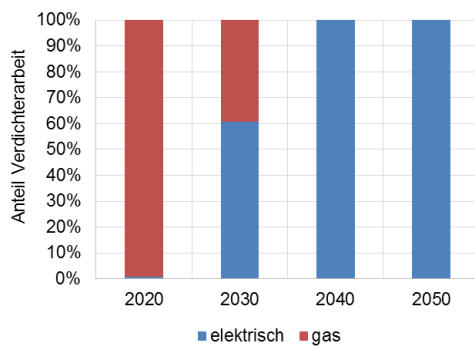


Abbildung 6-37: Anteil der Verdichterarbeit bei betriebswirtschaftlich optimierter Verdichterleistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG80

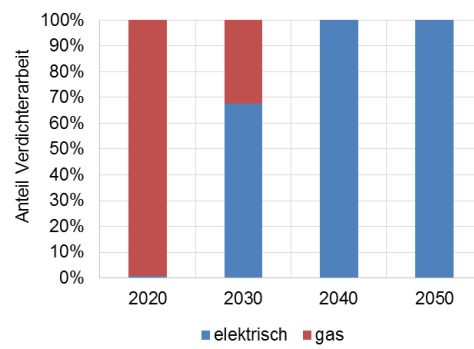


Abbildung 6-38: Anteil der Verdichterarbeit bei betriebswirtschaftlich optimierter Verdichterleistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG95

In den Abbildungen ist zu sehen, dass wie in der gesamtwirtschaftlichen Optimierung in beiden Szenarien auch hier die Leistung des elektrischen Verdichters bereits 2020 deutlich größer als die maximal benötigte Kompressionsleistung, und hier innerhalb des Betrachtungszeitraums auf den Maximalwert ansteigt, der im Modell mit einem cap-to-peak-Verhältnis von 2 vorgegeben ist. Die Ursache dafür liegt in den unter den Bedingungen der Szenarien niedrigeren Kosten für elektrisch angetriebene Verdichtereinheiten²³.

Anders sieht es bei der geleisteten Arbeit der Verdichter aus: Aufgrund der hohen Abgaben auf den Strompreis wird der elektrische Verdichter im Jahr 2020 nur minimal eingesetzt (0,7% der Verdichterarbeit), erreicht aber dann im Jahr 2040, einen Anteil von 100%, der auch in der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung fast erreicht wird.

²³ Die Frage, ob eine Mindestkapazität von gasbetriebenen Verdichtern aus Gründen der Versorgungssicherheit geboten ist, wurde hier nicht berücksichtigt

6.4.2 Gasspeicher

In den folgenden acht Abbildungen werden die Ergebnisse der Optimierung von Anlagenauslegung und -betrieb für die Befüllung von Gasspeichern in der Region „Niedersachsen / Bremen“ gezeigt. In der gesamtwirtschaftlichen Optimierung zeigt sich, dass die Kompressoren deutlich weniger überdimensioniert sind als die Kompressoren in den Transportleitungen. Dies liegt daran, dass der nicht berücksichtigte Transit hier im Gegensatz zu der Betrachtung der Gastransportleitungen keine Rolle spielt (siehe Abbildung 6-39 und Abbildung 6-40).

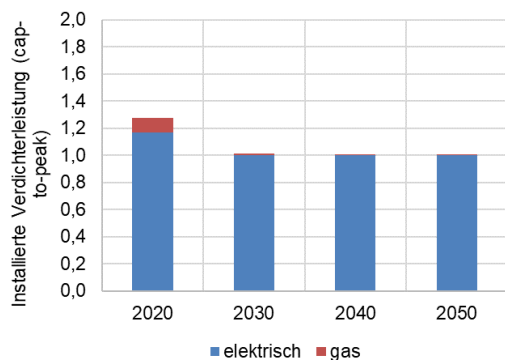


Abbildung 6-39: Gesamtwirtschaftlich optimierte Verdichterleistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG80

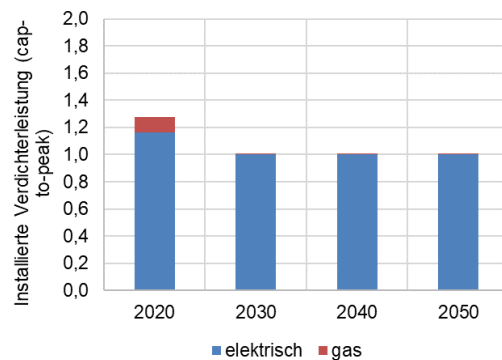


Abbildung 6-40: Gesamtwirtschaftlich optimierte Verdichterleistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG95

Der Anteil der Verdichterarbeit in Gasspeichern unterscheidet sich von dem der Verdichter in Gastransportleitungen. Dies wird auf den folgenden beiden Abbildungen gezeigt. Der Anteil des mit strombetriebenen Verdichtern komprimierten Gases ist hier ab 2030 höher als bei den Verdichtern in Gastransportleitungen.

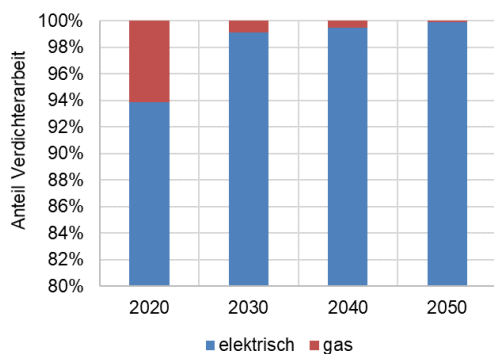


Abbildung 6-41: Anteil der Verdichterarbeit bei gesamtwirtschaftlich optimierter Verdichterleistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG80

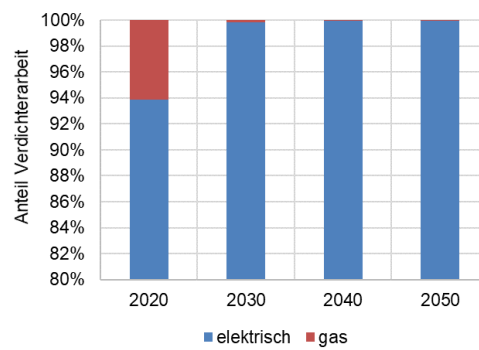


Abbildung 6-42: Anteil der Verdichterarbeit bei gesamtwirtschaftlich optimierter Verdichterleistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG95

Bei der Anlagendimensionierung nach betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten ist zu beachten, dass auch hier eine Redundanz der Anlagenleistung (Summe cap-to-peak-Verhältnis gleich 2) vorgegeben wurde. Auch hier zeigt sich, dass in gasbetriebene Verdichter nur 2020 und in deutlich geringerem Maße 2030 investiert würde

(vergleiche Abbildung 6-43 und Abbildung 6-44 mit Abbildung 6-35 bzw. Abbildung 6-36).

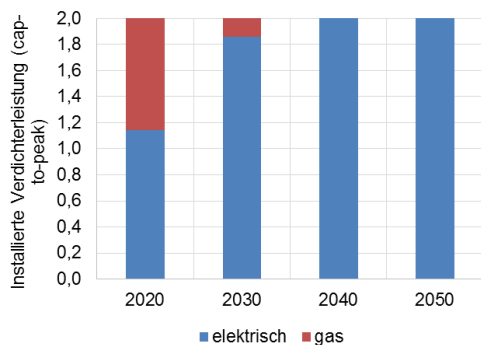


Abbildung 6-43: betriebswirtschaftlich optimierte Verdichterleistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG80

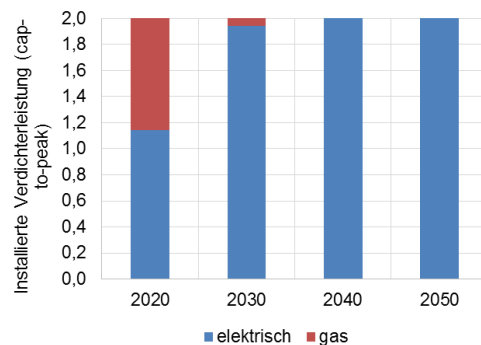


Abbildung 6-44: betriebswirtschaftlich optimierte Verdichterleistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG95

Anders sieht es beim Anlagenbetrieb aus. Hier zeigen die nächsten beiden Abbildungen, dass der Anteil des elektrischen Kompressors im Jahr 2020 geringfügig und im Jahr 2030 jeweils deutlich höher ist als der Anteil des elektrischen Kompressors im Betrieb der Gas-Übertragungsleitungen (vergleiche Abbildung 6-45 und Abbildung 6-46 mit Abbildung 6-37 bzw. Abbildung 6-38).

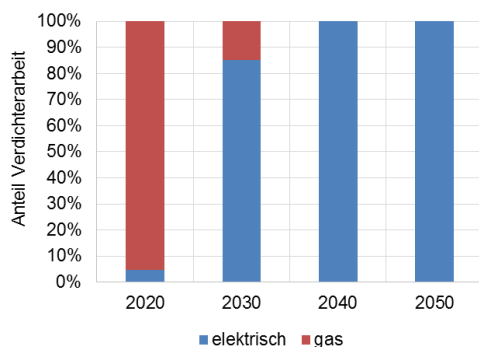


Abbildung 6-45: Anteil der Verdichterarbeit bei betriebswirtschaftlich optimierter Verdichterleistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG80

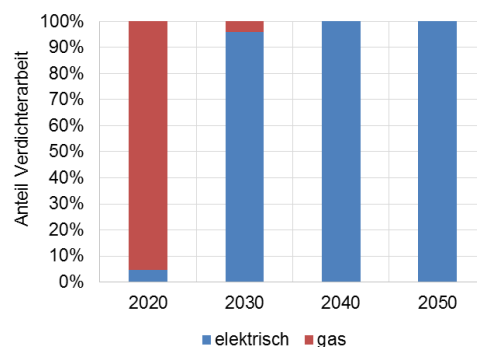


Abbildung 6-46: Anteil der Verdichterarbeit bei betriebswirtschaftlich optimierter Verdichterleistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG95

Dies lässt sich damit erklären, dass das Gas dann eingespeichert wird, wenn es vom System nicht benötigt wird, was eher zu Zeiten von hoher EE-Stromerzeugung²⁴, also niedriger Stromkosten der Fall ist, die wiederum die Nutzung der elektrischen Kompressoren begünstigen.

²⁴ in den späteren Szenariojahren wird in dieser Zeit auch vornehmlich das zu speichernde Gas produziert

6.5 Power-to-Gas-Anlagen

Investitionen in PtG-Anlagen sind in den betrachteten Szenarien unter Anwendung der heutigen Marktbedingungen absehbar nicht wirtschaftlich. Selbst wenn kein Deckungsbeitrag für die Investition erwirtschaftet werden müsste, lohnt sich der Betrieb erst 2050. Ein Zuschlag bzw. Rabatt auf die Abgaben kann die Anreize korrigieren, wäre aber sehr kleinteilig zu kalibrieren und angesichts der großen Rolle, die synthetische Gase aus Gesamtsystemsicht spielen, mit erheblichem finanziellen Aufwand verbunden.

Auf der Grundlage von Modellrechnungen mit MuGriFlex wird im Folgenden die Wirtschaftlichkeit der Wasserelektrolyse und Methansynthese untersucht.

Zum Vergleich mit den Ergebnissen der gesamtwirtschaftlichen Analyse werden in den folgenden vier Abbildungen die dort ermittelten Volllaststunden der Elektrolyseure bzw. der Methanisierung dargestellt. Da diese regional sehr unterschiedlich ausfallen, sind diese als Bandbreite von der jeweiligen Region mit den geringsten Volllaststunden (in der Regel küstenferne Regionen) bis zur Region mit den meisten Volllaststunden (in der Regel Küstenregionen) dargestellt mit einer zusätzlichen Markierung, welche den gewichteten Mittelwert aller Power-to-Gas Anlagen zeigt:

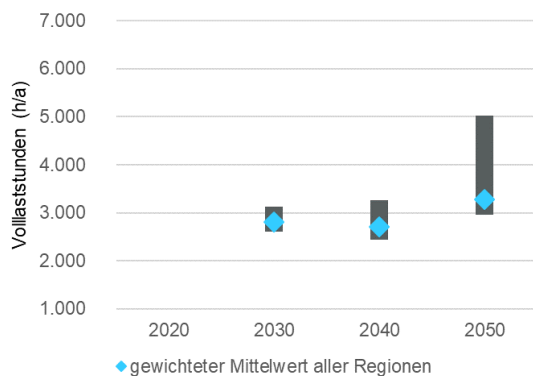


Abbildung 6-47: gesamtwirtschaftlich optimierte Volllaststunden der Elektrolyseure im Szenario THG80

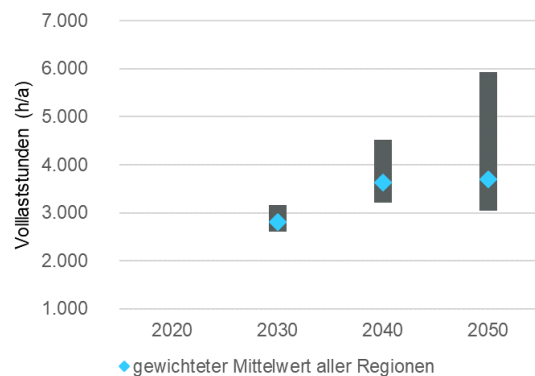


Abbildung 6-48: gesamtwirtschaftlich optimierte Volllaststunden der Elektrolyseure im Szenario THG95

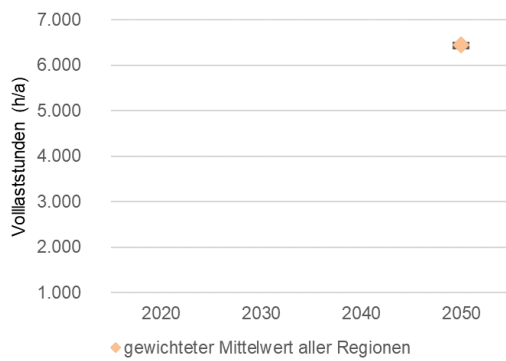


Abbildung 6-49: gesamtwirtschaftlich optimierte Volllaststunden der Methanisierung im Szenario THG80

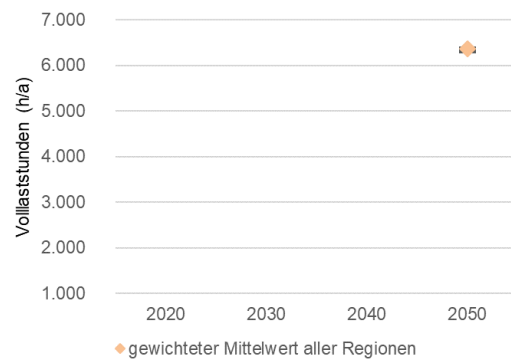


Abbildung 6-50: gesamtwirtschaftlich optimierte Volllaststunden der Methanisierung im Szenario THG95

Für die betriebswirtschaftliche Analyse wurde nun in einem ersten Schritt aufgezeigt, wie viele Stunden pro Jahr die Anlagen bei ausschließlicher Berücksichtigung der Betriebskosten in Betrieb wären, d.h. in wie vielen Stunden das Gas (H_2 bzw. CH_4) zu gleichen oder geringeren Kosten produziert werden kann als die in den Modellrechnungen hinterlegten Referenz-Gaskosten (siehe Tabelle 6-2).

Da das Ergebnis in fast allen Szenariojahren und für sowohl die Elektrolyse als auch die Elektrolyse samt anschließender Methanisierung lautet, dass die Anlagen unter betriebswirtschaftlichen Kriterien in keiner Stunde des Jahres synthetisches Gas produzieren würden, wurde im zweiten Schritt analysiert welcher Anreiz nötig wäre, damit unter den angenommenen Rahmenbedingungen die Anlagen zu höheren jährlichen Betriebsstunden angereizt werden. Der Anreiz wird hier vorgegeben, indem zusätzlich zum angenommenen Erlös aus dem Gaspreis eine „Prämie für Grünes Gas“ gezahlt wird.

Im dritten Schritt wurde ermittelt, ob unter diesen Annahmen auch nach betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten in die Anlagen investiert werden. Ausgedrückt wird dies im Folgenden durch den Gewinn, der pro Anlagenleistung²⁵ und Jahr erwartet werden kann. Dabei werden mit dem oben skizzierten Anlagenbetrieb die Stromkosten, die fixen, auslastungsunabhängigen Betriebskosten sowie die Annuität der Anlageninvestition von den Erlösen der Gasvermarktung abgezogen. Ist das Ergebnis negativ, so gibt es entweder gar keine Stunden, in denen die Anlage das Gas zu geringeren Kosten erzeugen kann als der Referenz-Gaspreis oder die Einnahmen aus dem Anlagenbetrieb reichen nicht aus, um die fixen Betriebskosten und die Investition in die Anlagen zu finanzieren.

Die folgenden Abschnitte zeigen die Ergebnisse, zunächst für die reine Wasserelektrolyse, gefolgt von der Produktion von synthetischem Methan mit Elektrolyseuren und nachgeschalteten Methanisierungsanlagen.

²⁵ Basis ist dabei jeweils die elektrische Eingangsleistung des Elektrolyseurs

6.5.1 Elektrolyse

Zuerst wurde ermittelt wie viele Betriebsstunden die Elektrolyseure pro Jahr laufen würden, wenn nur die variablen Kosten und Erlöse berücksichtigt würden (also lediglich die Kosten für Strom und variable Betriebs und Instandhaltungskosten und als Einnahme die entsprechenden Gaspreise ohne Aufschläge nach Tabelle 6-2 und weder Investitionskosten noch fixe Instandhaltungskosten). Das Ergebnis ist, dass die Elektrolyseure mit Ausnahme des Stützjahres 2050 im Szenario THG95 in keiner Stunde des Jahres laufen würde. Ein Anlagenbetreiber, der die Elektrolyseure zum Beispiel zu 100% finanziert gefördert bekommen hat, würde also trotzdem in jeder Stunde des Jahres einen Verlust machen.

Diese Situation ist in den beiden folgenden Abbildungen dargestellt (Schnittpunkt der farbigen Linien mit der Y-Achse), wo außerdem zu sehen ist, dass im Jahr 2050 des Szenarios THG95 die jährlichen Betriebsstunden bei rund 7.500 h/a liegen und damit sogar über den gesamtwirtschaftlich als optimal ermittelten (siehe Abbildung 6-48).

Nun wurde ermittelt ob und wie die Betriebsstunden steigen würde, wenn zusätzlich zum Erlös durch den Gasverkauf eine zusätzliche Prämie gezahlt wird. Die damit erreichbaren Betriebsstunden sind in den folgenden beiden Abbildungen gezeigt, jeweils für die vier Stützjahre und mit bis auf 20 ct/kWh H₂ steigender Prämie²⁶; nach wie vor jedoch ohne Berücksichtigung von Investitions- und fixen Betriebskosten.

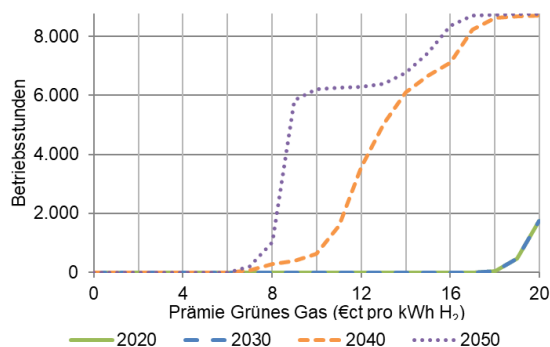


Abbildung 6-51: wirtschaftliche Betriebsstunden von Elektrolyseuren in Abhängigkeit einer zusätzlichen Prämie im Szenario THG80

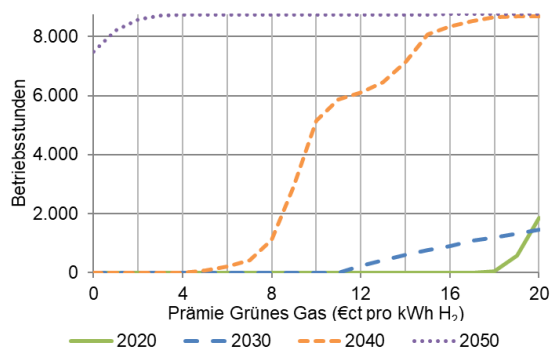


Abbildung 6-52: wirtschaftliche Betriebsstunden von Elektrolyseuren in Abhängigkeit einer zusätzlichen Prämie im Szenario THG95

In den Abbildungen ist zu sehen, dass im Stützjahr 2050 des Szenarios THG 95 eine zusätzliche Prämie von bereits zwei 2 €ct/kWh H₂ zu einer Erhöhung der Betriebsstunden auf über 8.500 h/a führen würde, was einer Auslastung von 97% entsprechen würde. In allen anderen Jahren bzw. Szenarien sind erhebliche zusätzliche Erlöse, z.B. in Form der genannten Prämie auf das erzeugte Gas nötig, um auf nennenswerte Betriebsstunden zu kommen.

²⁶ bei noch höheren Prämien steigen die Kurven für 2020 und 2030 ebenfalls weiter an. Prämien von mehr als 10 ct pro kWh werden jedoch als unrealistisch erachtet

Das Ergebnis des dritten Schrittes wird in den folgenden Abbildungen gezeigt: Die Darstellungen zeigen den Gewinn der mit den Anlagen erzielt werden kann in Abhängigkeit der gezahlten zusätzlichen Prämie. Ist dieser Wert negativ, so laufen die Anlagen zwar möglicherweise, weil sie einen Ertrag erwirtschaften würden, die Summe der jährlichen Erträge überschreitet aber nicht die jährlichen fixen Betriebskosten sowie die zu berücksichtigten Annuität der Anlagen-Investitionen.

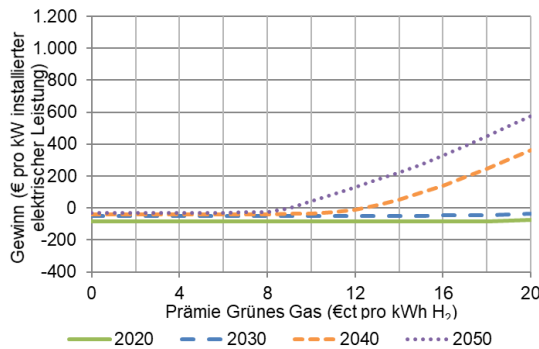


Abbildung 6-53: jährlicher Gewinn pro installierter Elektrolyseleistung in Abhängigkeit einer zusätzlichen Prämie im Szenario THG80

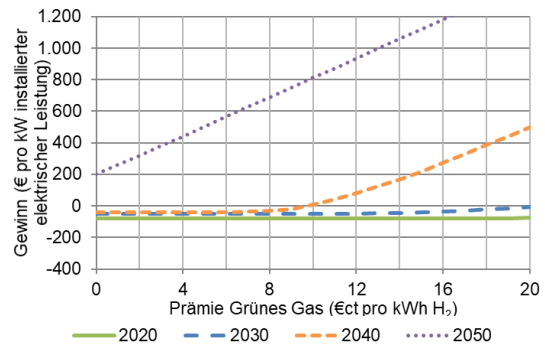


Abbildung 6-54: jährlicher Gewinn pro installierter Elektrolyseleistung in Abhängigkeit einer zusätzlichen Prämie im Szenario THG95

Auch hier stellt das Jahr 2050 im Szenario THG95 die Ausnahme dar, in der selbst ohne zusätzliche Prämie ein jährlicher Gewinn von rund 200 €/kW Anlagenleistung erwirtschaftet werden kann. Dieses Szenariojahr ist allerdings auch das einzige Jahr, in dem bei der gesamtwirtschaftlichen Optimierung eine vollständige Defossilisierung der Brennstoffe gefordert war, was wiederum zu aus betriebswirtschaftlicher Sicht hier vorteilhaften hohen Gaspreisen führt (siehe Tabelle 6-2).

Im Jahr 2040 des Szenarios THG95 und in den Jahren 2040 und 2050 des Szenarios THG80 sind Prämien zwischen rund 8 - 12 €/kWh H₂ notwendig, um einen Gewinn erzielen zu können. Da es gemäß der gesamtwirtschaftlichen Optimierung in diesen Jahren einen erheblichen Wasserstoffbedarf gibt (bis zu rund 9% energetischer Anteil am Gasmix, siehe Tabelle 6-1), lässt sich folgern, dass in diesem Zeitraum erhebliche Unterstützung zum Betrieb dieser Technologie notwendig sein wird.

In den Jahren 2020 und 2030 würden selbst Prämien von 20 €/kWh Wasserstoff nicht ausreichen, um einen wirtschaftlichen Betrieb der Elektrolyseure zu gewährleisten. Der Anlagenbetrieb ist allerdings auch in der gesamtwirtschaftlichen Optimierung in diesen Szenariojahren noch nicht gefordert (vergl. Tabelle 6-1).

6.5.2 Elektrolyse mit Methanisierung

Abbildung 6-55 und Abbildung 6-56 zeigen, wiederum als Schnittpunkte mit der Y-Achse, dass auch die Elektrolyse in Kombination mit einer nachgeschalteten Methanisierung nur im Jahr 2050 des Szenarios THG zu einem wirtschaftlichem Einsatz führt (auch hier vorerst ohne Berücksichtigung der fixen Kosten).

Die Betriebsstunden liegen hier mit rund 6.200 h/a sehr nah am gesamtwirtschaftlichen Optimum (siehe Abbildung 6-50). Dass sie unter denen der isoliert betrachteten Elektrolyseure liegen ist nicht verwunderlich, da das Produkt CH_4 mit höheren Wirkungsgradverlusten hergestellt werden muss, aber hier wie oben der Wasserstoff nur anhand seines Energiegehalts bewertet wird

Die erzielbare Steigerung der Betriebsstunden durch eine Prämie (gezahlt für das erzeugte CH_4) ist ebenfalls in Abbildung 6-55 und Abbildung 6-56 zu sehen:

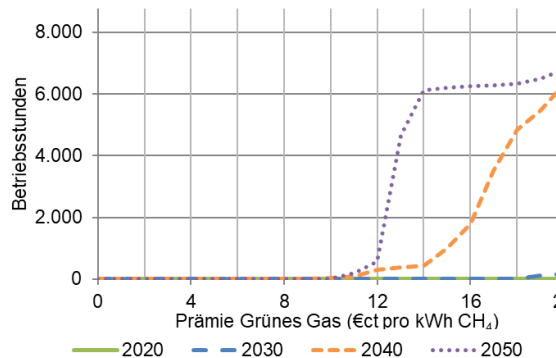


Abbildung 6-55: wirtschaftliche Betriebsstunden von Elektrolyseuren mit Methanisierung in Abhängigkeit von einer zusätzlichen Prämie im Szenario THG80

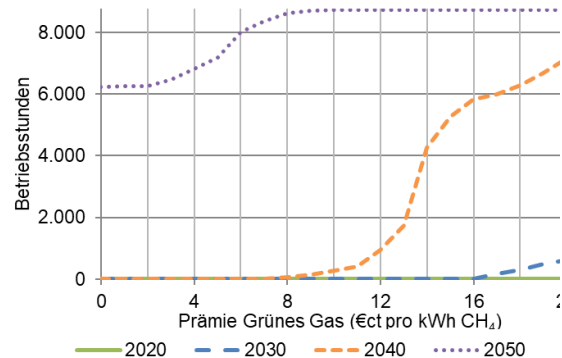


Abbildung 6-56: wirtschaftliche Betriebsstunden von Elektrolyseuren mit Methanisierung in Abhängigkeit von einer zusätzlichen Prämie im Szenario THG95

Der Verlauf ist ähnlich dem der Betriebsstunden der Wasserstoffherzeugung (Abbildung 6-51 und Abbildung 6-52), wobei die benötigten Prämien durchgehend höher sind.

Die folgenden Darstellungen der erzielbaren Gewinne zeigt, dass selbst im Jahr 2050 des Szenarios THG95 kein CH_4 ohne zusätzliche Prämie erzeugt würde.

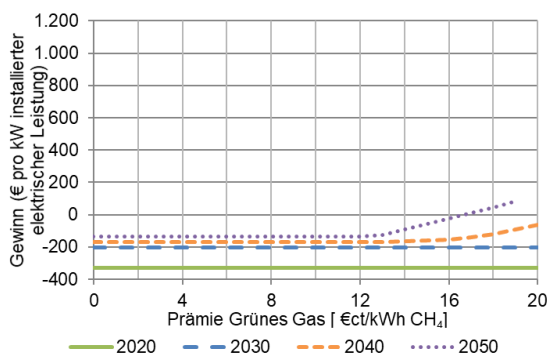


Abbildung 6-57: Jährlicher Gewinn pro installierter Elektrolyseur- und Methanisierungsleistung in Abhängigkeit einer zusätzlichen Prämie im Szenario THG80

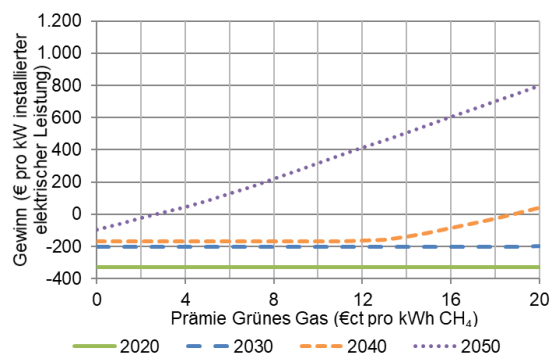


Abbildung 6-58: Jährlicher Gewinn pro installierter Elektrolyseur- und Methanisierungsleistung in Abhängigkeit einer zusätzlichen Prämie im Szenario THG95

Der Gewinn bei diesem Anlagenbetrieb mit maximalen Einnahmen, bei Berücksichtigung der fixen Betriebskosten und der Annuität ist negativ (siehe Schnittpunkt der gepunkteten Linie mit der Y-Achse in Abbildung 6-58). Eine wirtschaftliche Anlageninvestition lässt sich mit den getroffenen Annahmen erst mit einer zusätzlichen

Prämie für das erzeugte Gas in Höhe von rund 2,5 €/kWh CH₄ erreichen. Vor dem Hintergrund, dass synthetisches Methan in diesem Szenariojahr mit rund 90% der dominierende Brennstoff ist, ist eine Förderung in dieser Größenordnung für eine dann ausgereifte Technologie kaum denkbar. Denkbar ist jedoch, dass sich ein Großteil der Elektrolyseure im Jahr 2050 in räumlicher Nähe von z.B. großen Windparks befindet und, dass dann reduzierte Aufschläge auf den Strompreis, etwa bzgl. der Netzentgelte, zweckmäßig wären. Würden sich auf diese Weise beispielsweise im Jahr 2050 des Szenarios THG95 die auf den Strompreis zu zahlenden Abgaben beispielsweise um 2 €/kWh auf 6,1 €/kWh reduzieren, so würden sich der Verlust bei Elektrolyse mit Methanisierung von 94 Euro pro installiertem elektrischen Kilowatt Elektrolyseleistung und Jahr in einen Gewinn von rund 33 Euro umkehren.

Für alle anderen Szenariojahre zeigen die Ergebnisse, dass die Power-to-Gas-Anlagen, selbst ohne Berücksichtigung der fixen Betriebs- und Investitionskosten nur mit erheblichen Prämien von mindestens 8 €/kWh erzeugtem synthetischen Methan in Betrieb gehen würden (siehe Abbildung 6-57 und Abbildung 6-58). Eine Investition wäre aus betriebswirtschaftlicher Sicht erst mit zusätzlichen Prämien von 18 €/kWh (2040, Szenario THG95) oder weit darüber (alle anderen Szenariojahre) denkbar ist. Diese Ergebnisse sind auch hier mit den Ergebnissen der gesamtwirtschaftlichen Optimierung im Einklang, die ergeben haben, dass synthetisches Methan bis 2040 nur in sehr kleinen Mengen produziert bzw. eingesetzt wird (siehe Tabelle 6-1).

Bei der Interpretation dieser Ergebnisse müssen die Unsicherheiten und Vereinfachungen der Annahmen berücksichtigt werden. So ist Wasserstoff wegen seiner geringeren Energiedichte, den Einschränkungen der Einspeisemenge in das bestehende Erdgas- bzw. Methanetz und den notwendigen bzw. nicht immer möglichen Umstellungen der gasbetriebenen Anlagen beispielsweise in der Thermoproszess-technik nicht uneingeschränkt mit synthetischem Methan vergleichbar. Auch wurde weder in der gesamtwirtschaftlichen noch in der betriebswirtschaftlichen Optimierung das in der Methanisierung verwendete CO₂ mit einem Preis versehen, da der Preis sehr stark von den CO₂-Quellen abhängt, die ihrerseits erneuerbaren oder fossilen Ursprung haben und nicht verallgemeinert werden können. Durch die angenommene Verfügbarkeit von CO₂ für die Methanisierung könnte eine Überbetonung dieser Option im Szenariojahr 2050 (THG95) vorliegen.

6.6 Zusammenfassung der Ergebnisse der Einzelsystem Analyse

Mit der Einzelsystem Analyse sollte aufgezeigt werden, ob und unter welchen regulatorischen Rahmenbedingungen sich das aus der gesamtwirtschaftlichen Modellierung abgeleitete Optimum von den Sektoren koppelnden Anlagen und deren Betriebsweise in der betriebswirtschaftlichen Realität umsetzen lässt. Die Ergebnisse

der REMix-Optimierung fließen dabei vor allem anhand der Grenzkosten der Stromerzeugung sowie der Gestehungskosten des Gasmixes in den einzelnen Szenarien, als Strom- und Gaskosten in MuGriFlex ein. Anlagenauslegung und Betriebsweise der Anlagen werden darauf basierend abgeglichen und Anpassungsmöglichkeiten untersucht.

Die Region „Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland“ repräsentiert hinsichtlich Ihres Klimas und der Anlagendimensionierungen der Wärmeversorgungssysteme am ehesten die bundesdeutschen Mittelwerte und bildet deshalb den Kern der präsentierten Ergebnisse. Es zeigt sich, dass es in der letzten Dekade des Betrachtungszeitraums nicht mehr zu Neuinvestitionen in KWK-Anlagen kommt und die Versorgungsanteile bereits früher für bestehende Anlagen deutlich sinken, wenn nur betriebswirtschaftliche Gesichtspunkte berücksichtigt werden. Dies lässt sich vor allem auf die durch den EE-Ausbau in weiten Teilen des Jahres stark sinkenden Strompreise zurückführen, die einen Betrieb der KWK-Anlagen unwirtschaftlicher macht. Während anhand der gesamtwirtschaftlichen Optimierung die Besicherung von Wärmesystemen durch eine Kombination aus Elektro- und Gaskessel erfolgt, kommen aus betriebswirtschaftlicher Sicht ausschließlich Gaskessel zum Einsatz. Hier spielen vor allem die recht hohen Abgaben eine Rolle, die den Strompreis für die betriebswirtschaftliche Optimierung erhöhen. Analog sind auch die Wärmespeicher in der gesamtwirtschaftlichen Optimierung von größerer Bedeutung als betriebswirtschaftlich absehbar. Zubau und Versorgungsanteile von Wärmepumpen steigen hingegen aus gesamt- und betriebswirtschaftlicher Sicht recht einheitlich. Angesichts der besseren Effizienz im Vergleich zu Elektrokesseln überwiegt für sie der Effekt sinkender Strompreise die Dämpfung durch die Letztverbraucherabgaben. Für die Solarthermie weisen die Berechnungen lediglich ein maximales zusätzliches Potential aus. Demnach könnte die Technologie vereinzelt einen Beitrag zur Wärmeversorgung leisten, ist aber vor allem wegen der starken Variation von Flächenkosten sehr kontextabhängig. Die Entwicklung der optimierten Anlagengrößen verläuft in beiden Szenarien ähnlich, wobei die Verschiebung hin zu den elektrischen Wärmeerzeugern im Szenario THG95 im Jahr 2050 deutlicher ausfällt. Dies betrifft vor allem die Auslastung und die Anteile an der Wärmeerzeugung von Elektrokesseln im Stützjahr 2050.

Für die Bereiche, in denen gesamtwirtschaftlich optimale und betriebswirtschaftlich absehbare Entwicklung voneinander abweichen, werden Anpassungen der Rahmenbedingungen zur Korrektur der Anreize untersucht. Für Elektrokessel ist der erforderliche Ausgleich der Investitionskosten mit zwischen 5 und 40% über alle Jahre vergleichsweise gering. Für KWK-Anlagen hingegen werden unter den angenommenen Rahmenbedingungen insbesondere in den späteren Szenariojahren durchweg über 80% der Investitionskosten nicht gedeckt. Für Wärmepumpen zeigt sich lediglich im Szenario THG80 ein punktuell hoher Förderbedarf im Stützjahr 2030.

Anpassungen des KWK-Zuschlags bzw. der Letztverbraucherabgaben beeinflussen ebenfalls die Wirtschaftlichkeit, wirken sich aber nicht nur auf die Anlagenauslegung, sondern auch auf den Betrieb aus. Bei der Untersuchung der betrieblichen Anreize wurden deshalb bereits optimale Anlagenauslegungen unterstellt. Ein zusätzlicher Betriebsanreiz ist unter diesen Bedingungen für KWK-Anlagen vor allem in der letzten Dekade des Betrachtungszeitraums erforderlich. Der spezifische Wert ist mit über 30 ct/kWh im Stützjahr 2050 des Szenarios THG95 besonders hoch. Da dann jedoch die Anlagen nur sehr wenige Betriebsstunden aufweisen, spiegelt dies nicht den absoluten Ausgleichsbedarf wieder. Für die Wärmepumpen besteht lediglich im Stützjahr 2030 des Szenario THG95 ein leichter Ausgleichsbedarf. Insbesondere in den letzten beiden Dekaden des Betrachtungszeitraums, ist der Wärmepumpenbetrieb darüber hinaus in beiden Szenarien weitgehend robust gegenüber Anpassungen der Letztverbraucherabgaben. Betriebliche Anpassungen bei der KWK wirken sich hingegen unmittelbar auf den Betrieb der Wärmepumpen aus, was ggf. auszutrieren wäre. Der Wärmebedarf dieser Systeme ist in den Szenarien vorgegeben. Eine Förderung könnte mitunter auch gerechtfertigt sein um Wärmenetze als solche zu ermöglichen, damit die Wärmekosten der netzgebundenen Wärmeversorgung konkurrenzfähiger gegenüber Einzellösungen wären.

Um die Einflüsse, die für Wärmesysteme durch spezifische lokale Gegebenheiten auftreten zu können zu verdeutlichen, wurde als Variante die Region Hamburg als städtische Region analysiert. Hier zeigt sich besonders deutlich wie Stromnetzengpässe die Entwicklung von KWK-Anlagen als lokale Erzeugungsoption und von Wärmespeichern als Flexibilitätsoption vor Ort beeinflussen. Es wird deutlich, dass sich dieser Aspekt im energiewirtschaftlichen Rahmen mit bundesweit einheitlichen Strompreisen noch nicht ausreichend widerspiegelt.

Für die bivalenten Betriebsmittel im Gasnetz und an den Gasspeichern ist in den Szenarien (in THG95 noch deutlicher als in THG80) der elektrische Betrieb sowohl gesamt- als auch betriebswirtschaftlich optimal. Als Beispielregion wurde dabei jeweils die Region „Niedersachsen / Bremen“ ausgewählt, da dort große Kapazitäten von Gastransportleitungen und Gasspeichern vorhanden sind. Investitionen in elektrische Verdichter erscheinen dabei in allen Szenariojahren vorteilhaft; ihr Einsatz nimmt im Laufe des Betrachtungszeitraums zu. Lediglich das gesamtwirtschaftlich optimale Erfordernis, an den Transportleitungen zu Zeiten von lokal geringerer EE-Verfügbarkeit in den späteren Szenariojahren gasbasiert zu verdichten, spiegelt sich in der Einzelsystembetrachtung mit bundesweit einheitlichen Strompreisen nicht wieder. Bei der Gasspeicherung trifft insbesondere in den letzten Dekaden mit höheren EE-Anteilen die Gaserzeugung und -speicherung mit der Verfügbarkeit von günstigem EE-Strom zusammen, was die elektrische Verdichtung zusätzlich begünstigt.

Investitionen in PtG-Anlagen sind in den betrachteten Szenarien unter Anwendung der heutigen Marktbedingungen absehbar nicht wirtschaftlich. Selbst wenn kein Deckungsbeitrag für die Investition und fixe Betriebskosten erwirtschaftet werden

müsste, lohnt sich der Betrieb erst am Ende des Betrachtungszeitraums im Szenario THG95. Ein Zuschlag auf das erzeugte Gas kann die Anreize korrigieren, wäre aber sehr kleinteilig zu kalibrieren und angesichts der großen Rolle, die synthetische Gase aus Gesamtsystemsicht spielen, mit erheblichem finanziellen Aufwand verbunden. Die aus Gesamtsystemsicht erforderlichen Elektrolyseure könnten unter den angenommenen Rahmenbedingungen allenfalls in räumlicher Nähe von z.B. großen Windparks und mit folglich reduzierten Aufschlägen auf den Strompreis realisiert werden.

7 Schlussfolgerungen, Handlungsempfehlungen und Ausblick

Durch die ergänzende Berücksichtigung des Gassektors in der Gesamtsystemmodellierung konnten in MuSeKo die Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Optionen der flexiblen Sektorenkopplung deutlich umfassender als zuvor analysiert werden. Die Modellergebnisse zeigen, dass eine flexible Ausgestaltung der strombasierten Erzeugung von Wärme und Wasserstoff, kombiniert mit einem Ausbau von Stromnetz und Stromspeichern, sowie der Realisierung eines teilweise gesteuerten Ladens von Batterieelektrofahrzeugen, der Schlüssel zu einer überwiegend erneuerbaren Energieversorgung ist. Dies betrifft insbesondere das im Rahmen des Projekts neu entwickelte Szenario mit dem Ziel einer klimaneutralen heimischen Versorgung der Nachfragen nach Strom, Wärme und Wasserstoff im Jahr 2050, das durch die verschärften Emissionsreduktionsziele der EU von zunehmender Bedeutung ist. Die Ergebnisse deuten an, dass der Bau großskaliger Infrastrukturen für Erzeugung, Transport und Speicherung von Wasserstoff zu einer Senkung der Versorgungskosten beitragen kann. Mit Blick auf die vielfältigen damit einhergehenden technischen Herausforderungen muss dieser Aspekt, wie auch die mögliche Umwidmung bestehender Erdgasinfrastrukturen zukünftig noch genauer beleuchtet werden. Ergänzend dazu muss auch die Wechselwirkung einer heimischen Wasserstoffversorgung mit möglichen Importen detailliert untersucht werden, wie auch der Zusammenhang mit Import, Erzeugung und Nutzung flüssiger Kraft- und Brennstoffe. Damit im Zusammenhang steht auch die Frage nach der Verfügbarkeit und den Kosten von CO₂ für die Erzeugung von Methan und anderen Kohlenwasserstoffen, die in MuSeKo nur am Rande behandelt werden konnte.

Bezüglich der Wechselwirkung der verschiedenen Optionen der flexiblen Sektorenkopplung unterstreichen die Modellergebnisse, dass diese alle benötigt werden, unterschiedliche Funktionen wahrnehmen und sich teilweise gegenseitig begünstigen. Folglich sollte sich der Fokus der weiteren Forschung und Entwicklung nicht auf einzelne dieser Optionen – sei es die Weiterentwicklung von Elektrolyseuren oder Hochtemperaturwärmepumpen – beschränken, sondern vielmehr deren vollständige Bandbreite umfassen. Dies umfasst auch die Modellierung, die das Wechselspiel der Technologien in noch größerem räumlichem, zeitlichem und technologischem Detail sowie auf Grundlage einer größeren Bandbreite an Szenarien betrachten muss. Darüber hinaus verdienen Aspekte der Resilienz und Versorgungssicherheit stark gekoppelter Energiesysteme ergänzende Aufmerksamkeit. Dies gilt ebenso für die in MuSeKo nicht betrachteten Dimensionen der lebenszyklusbasierten Nachhaltigkeit und Akzeptanz von Technologien, die neben den hier im Bewertungsfokus stehenden Systemkosten wichtige Kriterien für die Ausgestaltung der Energiesystemtransformation sind.

Es zeigt sich, dass insbesondere für KWK-Anlagen, Elektrokessel, Elektrolyseure und Methanisierung, der heute absehbare zukünftige energiewirtschaftliche Rahmen

noch nicht die passenden Anreize für das ermittelte gesamtwirtschaftliche Optimum bietet. Anpassungen scheinen sowohl zur Erhöhung der Investitionsbereitschaft in die entsprechenden Anlagen, als auch zur Justierung ihrer Versorgungsanteile erforderlich. Besonders eklatant ist die Diskrepanz bei KWK und Elektrolyse, wo sowohl die entsprechende Anlagenkapazität als auch der Betrieb einer Förderung bedürfen würde. Für KWK handelt es sich dabei lediglich um den Erhalt des Anlagenparks aus der ersten Hälfte des Betrachtungszeitraums als flexible Kapazität für die späteren Szenarien mit hohen EE-Anteilen. Die erforderliche Förderung im Betrieb fiel beispielsweise nur für vergleichsweise wenige Betriebsstunden an. Hier wären aber deutliche Wechselwirkungen mit anderen Wärmeerzeugern im Versorgungskontext, insbesondere mit Wärmepumpen, zu berücksichtigen. Für Elektrolyseure hingegen stellen die absehbaren Letztverbraucherabgaben eine signifikante Hürde dar. Die Realisierung der erheblichen Erzeugungskapazität, die die gesamtwirtschaftliche Optimierung für die letzten beiden Dekaden des Betrachtungszeitraums ausweist, kann aus betriebswirtschaftlicher Sicht nur mit maßgeblicher Förderung oder außerhalb des allgemeinen Stromnetzes und der damit zusammenhängenden Abgaben erfolgen.

8 Literaturverzeichnis

- [Ade14] Adler, P., Billig, E., Brosowki, A., Daniel-Gromke, J., Falke, I., Fischer, E., Grope, J., Holzhammer, U., Postel, J., Schnutenhaus, J., Stecher, K., Szomzed, G., Trommler, M., Urban, W.: *Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung* (Nr. 5. Auflage). Leipzig : Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 2014
- [AEEK06] Alstom ; Ecofys ; E.ON Energie ; KBB ; IAEW ; REpower ; Vattenfall Europe Transmission: *Verbesserte Integration großer Windstrommengen durch Zwischenspeicherung mittels CAES - Wissenschaftliche Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit* (2006)
- [Agor19] Agora Energiewende: „*Netzentgelte 2019 – Zeit für Reformen*“, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/transparenz-energiewirtschaft/Agora_Netzentgelte_2019.pdf, 2019
- [Agsi19] AGSI+. URL <https://agsi.gie.eu/#/historical/DE>. - abgerufen am 2019-10-11. — gie AGSI+ more security + transparency
- [Albr13] Albrecht, Uwe: *Analyse der Kosten erneuerbarer Gase: eine Expertise [der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik] für den Bundesverband Erneuerbare Energien, den Bundesverband Windenergie und den Fachverband Biogas*. Bochum : Ponte Press, 2013 — ISBN 978-3-920328-65-2
- [Bagu16] Baguette, Anne: *Netzentwicklungsplanung Gas - Annahmen, Ablauf, Erfahrungen*, Bundesnetzagentur (2016)
- [Bdew13] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: *133. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland Berichtsjahr 2011*, Herausgeber: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin, Hauptausschuss Statistik, Verantwortliche in der BDEW-Hauptgeschäftsstelle: Florentine Kiesel; ISBN 978-3-89554-194-0 (2013)
- [Bdew19] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Hrsg.): *Gas kann Grün: Die Potentiale von Biogas/Biomethan*. Berlin, 2019
- [Bdew20] BDEW: *Bruttostromerzeugung in Deutschland 2019* (2020)
- [BKRS18] Bowe, Stephan ; Kühnel, Christian ; Reinholz, Toni ; Sutor, Catharina ; Deutsche Energie-Agentur GbmH (dena) (Hrsg.): *Biomethan in der Wärmewende*. Berlin, 2018
- [Bmwi20] *BMWi 2020, Aktionsplan Gebotszone*. . — <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.html>
- [BnBk20] BNetzA ; BKartA: *Monitoringbericht 2019*, 2020
- [Bnet20] BNetzA: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/KWK/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html, 2020
- [BOCG14] Bruninx, Kenneth ; Orlic, Dragana ; Couckuyt, Dries ; Grisey, Nathalie ; Betraoui, Brahim ; Franck, Niels Traeholt ; Keane, Gary ; Hickman, Benjamin ; u. a.: *E-highway2050: D2. 1 Data sets of scenarios for 2050* (2014)
- [BoMo17] Boulamanti, A. ; Moya, J.A.: *JRC Science for Policy Report: Energy efficiency and GHG emissions Prospective scenarios for the Chemical and Petrochemical Industry*, EUR 28471 EN : European Union, Joint Research Centre, 2017
- [Bren19] *Brennstoffemissionshandelsgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728)*.
- [Bros00] *broschuere_pth_a4_150915.indd - Schniewindt-Power_to_Heat.pdf*. URL http://www.schniewindt.de/wp-content/uploads/2015/09/Schniewindt-Power_to_Heat.pdf. - abgerufen am 2016-09-13

- [BuBu10] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) ; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Berlin, 2010
- [BuBu19] Bundesnetzagentur ; Bundeskartellamt: *Monitoringbericht 2018*. Bonn, 2019
- [Bund00] Bundesnetzagentur - Umstellung L- auf H-Gas. URL <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/NetzanschlussUndMessung/UmstellungGasbeschaffenheit/UmstellungGasqualitaet-node.html>. - abgerufen am 2019-07-16
- [BZGT18] Böhm, Hans ; Zauner, Andreas ; Goers, Sebastian ; Tichler, Robert ; Kroon, Pieter: *Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization Report on experience curves and economies of scale*, 2018
- [CeLe16] Cerbe, Günter ; Lendt, Benno: *Grundlagen der Gastechnik Gasbeschaffung - Gasverteilung - Gasverwendung*. 8. : Carl Hanser Verlag GmbH & Co KG, 2016
- [Cent19] Centraal Bureau voor de Statistiek: *Natural gas trade deficit for the first time in 2018*, 2019
- [DeGa17] Deutsche Vereinigung für Verbrennungsforschung e.V. ; Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.: Industrielle Gemeinschaftsforschung - Schlussbericht zu IGF-Vorhaben Nr. 18518 N/1 - Untersuchung der Auswirkung von Wasserstoff-Zumischung ins Erdgasnetz auf industrielle Feuerungsprozesse in thermoprozesstechnischen Anlagen (2017)
- [Dena19a] Dena: „Netzdienlicher Einsatz von Flexibilitäten“, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Themen_und_Projekte/Energiesysteme/Netzflex/dena-Positionspapier_Initiative_Netzflex_Flexibilitaeten_20190124.pdf, 2019
- [Dena19b] Dena 2019b, „Urbane Energiewende – Teil C“. — https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena_UrbEW_Abschlussbericht_Teil_C.pdf
- [Deut04] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW): Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 262 (A), Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung (2004)
- [Deut08] Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin: DIN 51624 Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - Erdgas - Anforderungen und Prüfverfahren (2008)
- [Deut11] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW): Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 262 (A), Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung; Sep 2011 (2011)
- [Deut13] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.: *Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G260 (A), „Gasbeschaffenheit“*. Bonn, 2013
- [Deut15] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.: Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 499 (A) Erdgasvorwärmung in Gasanlagen, DVGW, Bonn (2015). — ISSN 0176-3490
- [Deut19a] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.: Presseinformation - Mehr Wasserstoff technisch sicher verankern (2019)
- [Deut19b] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.): *biogaspartner - gemeinsam einspeisen*. Berlin, 2019
- [DRDT17] Daniel-Gromke, Jaqueline ; Rensberg, Nadja ; Denysenko, Velina ; Trommler, Marcus ; Reinholz, Toni ; Völler, Klaus ; Beil, Michael ; Beyrich, Wiedke ; DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum (Hrsg.): *Anlagenbestand Biogas und Biomethan - Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland* (Nr. 30). Leipzig, 2017

- [DTKL15] Däuper, Olaf ; Thole, Christian ; Kirschnick, Stephan ; Lenze, Anja ; Schulte, Nico ; Müller-Kirchenbauer, Joachim: *Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher (strategische Reserve, Speicherverpflichtungen), einschließlich der Kosten sowie der wirtschaftlichen Auswirkungen auf den Markt, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Schlussbericht)*. Berlin : Becker Büttner Held, Becker Büttner Held Consulting AG (BBHC), Technische Universität Berlin (TU Berlin), 2015
- [DvFr19] DVGW ; Fricke, Barbara: *Power-to-Gas-Projekte in Deutschland*. URL <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/bilder/karte-power-to-gas-anlagen.pdf>. - abgerufen am 2019-07-01. — Wo aus Wind und Sonne grünes Gas wird... Eine Übersicht der Power-to-Gas-Projekte in Deutschland
- [Dvgw13] DVGW (Hrsgb.): *Potenzialstudie zur nachhaltigen Erzeugung und Einspeisung gasförmiger, regenerativer Energieträger in Deutschland (Biogasatlas)* (Abschlussbericht Nr. GW 2/01/10), 2013. — DVGW Förderkennzeichen GW 2/01/10
- [EDGG20] ENGIE ; DGC ; GWI ; GAS.BE ; CEA ; DVGW EBI ; BDR Thermea Group ; Electrolux ; u. a.: THyGA - Testing Hydrogen Admixtures for Gas Appliances; EU Project; FCH JU; grant agreement No. 874983; thyga-project.eu (2020)
- [EdKR17] Edel, Matthias ; Kühnel, Christine ; Reinholz, Toni: *Rolle und Beitrag von Biomethan im Klimaschutz heute und in 2050*, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2017)
- [Eeg214] EEG 2017: Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1728) geändert worden ist, 2014
- [EGGK15] E.ON Technologies GmbH ; Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. ; Gaz System S.A. ; Kiwa Technology B.V.: *DomHydro Final Report*, 2015
- [Ehre20] Ehrenberger: *Land transport and energy system development in three integrated scenarios for Germany – technology options, energy demand and emissions*. In: *Transport Research Part D* Bd. submitted (2020)
- [Elek00] *Elektro-Strömungserhitzer*. URL http://www.ohmex.de/datenblatt/elektro-stroemungserhitzer-str_eng.pdf. - abgerufen am 2016-09-13
- [Ents00] ENTSO-E: ENTSO-E load and consumption data
- [Ents10] entsog: The European natural gas network 2010 (2010)
- [Ents14] entsog: The European natural gas network 2014 (2014)
- [Ents15a] ENTSO-E: TYNDP 2016 Scenario Development Report (2015)
- [Ents15b] ENTSO-E: Project list TYNDP2016 assessments: Reference capacities, Online (2015)
- [Ents17] entsog: The European natural gas network 2017 (2017)
- [Ents18] entsog: System development map 2017/2018 (2018)
- [Enwg05] EnWG 2005: Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818) geändert worden ist, 2005
- [Erst00] *Erstmalig bis zu 20 Prozent Wasserstoff in einem deutschen Gasverteilnetz geplant*. URL <https://www.avacon.de/de/ueber-uns/newsroom/pressemittelungen/erstmalig-bis-zu-20-prozent-wasserstoff-in-einem-deutschen-gasve.html>. - abgerufen am 2019-07-25
- [Fnbg19] FNB Gas Die Fernleitungsnetzbetreiber: *Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028*. Berlin, 2019

- [Fnbg20] FNB Gas Die Fernleitungsnetzbetreiber: Entwurf des Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 (2020)
- [Fors06] Forsberg, C W: *Assessment of Nuclear-Hydrogen Synergies with Renewable Energy Systems and Coal Liquefaction Processes*. Tennessee, USA : Oak Ridge National Laboratory, 2006
- [GaDD18] Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. ; DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie ; DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH: *Sicherheitskonzept TRGI, „Mögliche Beeinflussung von Bauteilen der Gasinstallation durch Wasserstoffanteile im Erdgas unter Berücksichtigung der TRGI“* (Nr. Förderkennzeichen G 201615), 2018
- [Gasn10] GasNZV 2010: Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV), 2010
- [Gils15] Gils, Hans Christian: *Balancing of intermittent renewable power generation by demand response and thermal energy storage*. Stuttgart, 2015
- [GiSi17] Gils, H. C. ; Simon, S.: Carbon neutral archipelago-100% renewable energy supply for the Canary Islands. In: *Applied Energy* Bd. 188 (2017), S. 342–355
- [GöLi18] Görner, Klaus ; Lindenberger, Dietmar: *Abschlussbericht Virtuelles Institut „Strom zu Gas und Wärme“ - Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System* : GWI, EWI, FZJ IEK-STE, FZJ IEK-3, Fraunhofer UMSICHT, RUB TC, Wuppertal Institut, ZBT, 2018
- [GPFJ19] Gils, H. C. ; Pregger, T. ; Flachsbarth, F. ; Jentsch, M. ; Dierstein, C.: Comparison of spatially and temporally resolved energy system models with a focus on Germany's future power supply. In: *Applied Energy* Bd. 255 (2019)
- [GRKS20] Gorre, Jachin ; Ruoss, Fabian ; Karjunen, Hannu ; Schaffert, Johannes ; Tynjälä, Tero: Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for Power-to-Gas plants in dynamic operation. In: *Applied Energy* Bd. 257 (2020), S. 113967
- [GSCC19] Gils, Hans Christian ; Scholz, Yvonne ; Cebulla, Felix ; Cao, Karl-Kien ; Luca de Tena, Diego ; Pregger, Thomas: Data input for the RegMex model experiment on the power system and flexible sector coupling, Department of Energy Systems Analysis, Institute of Engineering Thermodynamics, German Aerospace Center (DLR) (2019)
- [GSPT17] Gils, H. C. ; Scholz, Y. ; Pregger, T. ; de Tena, D. L. ; Heide, D.: Integrated modelling of variable renewable energy-based power supply in Europe. In: *Energy* Bd. 123 (2017), S. 173–188
- [HHKW17] Homann, K. ; Hüwener, T. ; Klocke, B. ; Wernekinck, U.: *Handbuch der Gasversorgungstechnik - Logistik - Infrastruktur - Lösungen*. 1. Auflage 2017. München : DIV Deutscher Industrieverlag, 2017 — ISBN 978-3-8356-7299-4
- [Hodu20] Hodurek, Claus: *Power-to-Heat „Nutzen statt Abregeln“ als regionale Lösung, Energie.Markt.Wettbewerb., 2/20, 2020*
- [Hori16] Horizon 2020: *Forschungs- und Demonstrationsprojekt STORE&GO, grant agreement No 691797*. URL <http://www.storeandgo.info/>. - abgerufen am 2016-04-15
- [ISKT16] Inkeri, Eero ; Sihvonen, Teemu ; Karjunen, Hannu ; Tynjälä, Tero ; Tähtinen, Matti ; Weiss, Robert: Integration of Power-to-Gas -Process to Wastewater Treatment Plant with Biogas Production. In: *Conference Paper*. (2016)
- [JePe15] Jens Mischner ; Peter Schley: System- und netzplanerische Aspekte der Wasserstoffeinspeisung in Erdgasnetze - Teil 1. In: *GWF Gas Erdgas* (2015), Nr. 1-2/2015

- [Kav192] KAV 1992: Konzessionsabgabenverordnung vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist, 1992
- [Krau16] Krause, H., Werschy, M., Franke S., Hüttenrauch, J., Schütz, S., Schuhmann, E., Raabe, T., Giese, A., Leicher, J., Dörr, H., Brückner, H.-J.: *Hauptstudie zur Analyse der volkswirtschaftlichen Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsschwankungen auf die Sektoren des Gasverbrauchs und deren Kompensation Phase 1 (Hauptstudie Gasbeschaffenheit)* (Abschlussbericht Nr. G1/01/15). Bonn : DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., 2016
- [KrCr13] Kruck, Olaf ; Crotogino, Fritz: HyUnder - Benchmarking of Selected Storage Options; Deliverable No. 3.3, KBB Underground Technologies GmbH (2013)
- [KSJN18] Kost, Christoph ; Shammugam, Shivenes ; Jülch, Verena ; Nguyen, Huyen-Tran ; Schlegl, Thomas: *Levelized Cost of Electricity- Renewable Energy Technologies* (2018), S. 42
- [Kwkg15] KWKG 2005: Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2005 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818) geändert worden ist, 2015
- [LBRW14] Landinger, H. ; Bünger, U. ; Raksha, T. ; Weindorf, W. ; Simón, J. ; Correas, L. ; Crotogino, F.: Update of Benchmarking of large scale hydrogen underground storage with competing options (Project HyUnder, Deliverable No. 2.2), Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Foundation for Hydrogen in Aragon, KBB Underground Technologies GmbH (2014)
- [Lech18] Lechtenböhmer, S. ; Palzer: RegMex - Modellexperimente und Vergleiche zur Simulation von Wegen zu einer vollständig regenerativen Energieversorgung (Projektbericht) (2018)
- [Leic17] Leicher, J., Giese, A., Görner, K., Werschy, M., Krause, H., Dörr, H: *Statistical Surveys on the Sensitivities of Industrial End-Users to Gas Quality Fluctuations in Germany*. In: . Rio de Janeiro, Brasilien, 2017
- [Lngm00] *LNG Map | GIE*. URL <https://www.gie.eu/index.php/gie-publications/maps-data/lng-map>. - abgerufen am 2019-07-22
- [LSCA20] Leicher, Jörg ; Schaffert, Johannes ; Carpentier, Stéphane ; Albus, Rolf ; Görner, Klaus: *Impact of hydrogen admixture on combustion processes – Part I: Theory, Testing Hydrogen admixture for Gas Applications (THyGA); EU project, grant agreement no. 874983* (Project Report - Deliverable D2.2). Essen, Germany; Stains, France : Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI), ENGIE, 2020
- [Luca14] Luca de Tena, Diego: *Large Scale Renewable Power Integration with Electric Vehicles*, Universität Stuttgart, 2014
- [Marc19] marcogaz: Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use (2019)
- [Mens18] Mensing, Lisa: *Das geplante Ende der Gasförderung in Groningen und die finanziellen Folgen* (2018)
- [MHSK13] Müller-Syring, Gert ; Hüttenrauch, Jens ; Schütz, Stefan ; Kröger, Kerstin: *Abschlussbericht Smart Gas Grids* (Nr. g3_01_10ab). Bonn : DBI, DVGW, 2013
- [MüHe14] Müller-Syring, Gerd ; Henel, Marco: *Abschlussbericht Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierter Anlagen*. Bonn : DBI, DVGW (Hrsgb.), 2014
- [Müll14] Müller-Kirchenbauer, Joachim: *Modelle zur Simulation von Strom- und Gasnetzen - Gastransportnetzmodell ITE-GS, KonSTGas-Szenarien-Workshop*, Berlin (2014)

- [Naen10] Naendorf, Bernhard: *Gasdruckregelung und Gasdruckregelanlagen*. 3. Auflage. Essen : Vulkan-Verlag, 2010 — ISBN 978-3-8027-5621-4
- [NBHL15] Noack, Christoph ; Burggraf, Fabian ; Hosseiny, Seyed Schwan ; Lettenmeier, Philipp ; Kolb, Svenja ; Belz, Stefan ; Kallo, Josef ; Friedrich, K. Andreas ; u. a.: *Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck (Plan-DelyKaD)* (Abschlussbericht) : DLR, LBST, Fraunhofer ISE, KBB, 2015
- [Netz20] *Netztransparenz.de*. — Netztransparenz.de
- [Nico10] Nicolosi, Marco: Wind power integration and power system flexibility-An empirical analysis of extreme events in Germany under the new negative price regime. In: *Energy Policy* Bd. 38, Elsevier (2010), Nr. 11, S. 7257–7268
- [Nowa17] Nowakowski, Tim: *Schlussbericht: Untersuchung der Auswirkung von Wasserstoff-Zumischung ins Erdgasnetz auf industrielle Feuerungsprozesse in thermoprozesstechnischen Anlagen*. Essen : Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI), 2017
- [NPNH12] Nitsch, Joachim ; Pregger, Thomas ; Naegler, Tobias ; Heide, Dominik ; Luca de Tena, Diego ; Trieb, Franz ; Scholz, Yvonne ; Nienhaus, Kristina ; u. a.: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (Leitstudie 2011)*. Stuttgart : Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, 2012
- [ÖkFr15] Öko-Institut e.V. ; Fraunhofer ISI: *Klimaschutzszenario 2050* (2. Endbericht, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit). Berlin, 2015
- [Para00] *PARAT IEH Hochspannung Elektrodenkessel für Dampf- und Heißwasser - Parat*. URL <http://www.parat.no/de/produkte/parat-ieh-hochspannung-elektrodenkessel/>. - abgerufen am 2016-09-05
- [PFTF17] Pfluger, Benjamin ; Tersteegen, Bernd ; Franke, Bernd: *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland* : Fraunhofer ISI, Consentec GmbH, ifeu, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2017
- [Posi00] *Positive progress to reduce UK CO2 emissions - HyDeploy*. URL <https://hydeploy.co.uk/>. - abgerufen am 2019-07-01
- [Powe00] *Power to Heat - fb_power-to-heat.pdf*, https://www.ffegmbh.de/download/informationen/528_ihk_hessen_waerme/fb_power-to-heat.pdf
- [Preg12] Pregger et al.: *Perspektiven von Elektro-/Hybridfahrzeugen in einem Versorgungssystem mit hohem Anteil dezentraler und erneuerbarer Energiequellen* : Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)- Institut für technische Thermodynamik (TT), Institut für Fahrzeugkonzepte (FK), Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), RWTH Aachen- Institut für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft, 2012
- [Proj00] *Projekt TENP-Reversierung*. URL <https://www.open-grid-europe.com/cps/rde/oge-internet/hs.xsl/Projekt-TENP-Reversierung-2568.htm?rdeLocaleAttr=de&rdeLocaleAttr=de&rdeCOQ=SID-A4195E0E-9EC03229>. - abgerufen am 2019-07-22
- [RPMK17] Rippel ; Preuss ; Meinecke ; König: *Netzentwicklungsplan 2030 Zahlen Daten Fakten* : German Transmission System Operators, 2017
- [Sagu15] Sagurna, K., Roemer, S., Naendorf, B., Albus, R.: Umstellung des Markt-raumes von L-Gas auf H-Gas. In: *bbr Leitungsbau, Brunnenbau, Geothermie* (2015), Nr. 04, S. 18–23

- [ScBL18] Schweitzer, Jean ; Bruun, Jesper ; Leicher, Jörg: World wide study of the impact of gas quality variations on appliances (and utilisation). In: . Washington DC, USA, 2018
- [ScGr00] Scholwin, Frank ; Grope, Johan: Biomethan - Ein Energieträger mit Perspektiven in Deutschland und Europa. In: *Energie Wasser-Praxis*, Nr. 02.2016, S. 28–31
- [Scha14] Schaffert, J., Senner, J., Tali, E., Burmeister, F., Görner, K.: The influence of power-to-gas on natural gas quality & applications. In: . Kopenhagen, Dänemark, 2014
- [Scha20] Schaffert et al.: *Impact of hydrogen admixture on combustion processes – Part II: Practice, Testing Hydrogen admixture for Gas Applications (THyGA); EU project, grant agreement no. 874983* (Project Report - Deliverable D2.3 (to be published)) : Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI), ENGIE, DVGW-EBI, GAS.BE, DGC, 2020
- [Scho12] Scholz: *Renewable energy based electricity supply at low costs: development of the REMix model and application for Europe*. <http://dx.doi.org/10.18419/opus-2015>, Universität Stuttgart, 2012
- [Schu20] Schuppner, Thorsten: Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030; Modellierungsergebnisse Grüngasvariante.
- [SGPH14] Scholz, Yvonne ; Gils, Hans Christian ; Pregger, Thomas ; Heide, Dominik ; Cebulla, Felix ; Cao, Karl-Kien ; Hess, Denis ; Borggreffe, Frieder: *Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte KWK bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung*. Stuttgart : DLR-Institut für Technische Thermodynamik, 2014
- [SGSK15] Schäfer, Michael ; Gretzschel, Oliver ; Schmitt, Theo G. ; Knerr, Henning: Wastewater Treatment Plants as System Service Provider for Renewable Energy Storage and Control Energy in Virtual Power Plants – A Potential Analysis. In: *Energy Procedia* Bd. 73 (2015), S. 87–93
- [SHWG14] Stolzenburg, Klaus ; Hamelmann, Roland ; Wietschel, Martin ; Genoese, Fabio ; Michaelis, Julia ; Lehmann, Jochen ; Mieke, Andreas ; Krause, Stephan ; u. a.: *Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem - Abschlussbericht* (Abschlussbericht) : PLANET, fh lübeck Projekt-GmbH, Fraunhofer ISI, IFEU, KBB; beauftragt vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, 2014
- [SLKK14] Schlesinger, Michael ; Lindenberger, Dietmar ; Kemmler, Andreas ; Kirchner, Almut ; Koziel, Sylvie: *Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose* : BMWi, 2014
- [Stro99] StromStG 1999: Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 207 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist, 1999
- [TaSB12] Tali, Eren ; Senner, Janina ; Burmeister, Frank: *Abschlussbericht „Erdgasvorwärmer“*. Essen : Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI), 2012
- [Tech00] *Technische Daten*. URL <http://www.vapec.ch/elektrodenkessel/elektrodenkessel/technische-daten/>. - abgerufen am 2016-09-05
- [Theg00] *The GRHYD demonstration project | ENGIE*. URL <https://www.engie.com/en/businesses/gas/hydrogen/power-to-gas/the-grhyd-demonstration-project/>. - abgerufen am 2019-07-01
- [Tran17] Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH & Co. KG: Trans Europa Naturgas Pipeline (TENP) 13. Ausbau Reversierung (2017)
- [Tros12] Trost, T., Jentsch, M., Holzhammer, U., Horn, S.: Die Biogasanlagen als zukünftige CO₂-Produzenten für die Herstellung von erneuerbarem Methan. In: *gwf-Gas|Erdgas* (2012), Nr. 03, S. 172–179

- [TVVW20] Thommessen, Christian ; Verheyen, Joana ; Verheyen, Othmar M. ; Witte-Humperdinck, Dr. Nicolas E.: *Untersuchung der Auswirkungen des nationalen Emissionshandelssystems auf KWK-Anlagen mit einer Feuerungsleistung kleiner 20 MW, Kurzstudie 25.05.2020*, Download: https://www.unidue.de/imperia/md/content/energie/20200525_artikel_behg-final.pdf (Kurzstudie), 2020
- [Umwe00] Umweltbundesamt: *Deutsche Emissionshandelsstelle DEHSt*. URL <https://www.dehst.de/DE/startseite/startseite-node.html>
- [Unde17] *Underground Sun.Conversion*. URL <http://www.underground-sun-conversion.at/>
- [Vere15a] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.: *FNB Gas - Die Fernleitungsnetzbetreiber*. URL <http://www.fnb-gas.de>. - abgerufen am 2015-07-15. — FNB Gas
- [Vere15b] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.: *Entwurf Netzentwicklungsplan Gas 2015, NEP Gas 2015*. Berlin : FNB Gas, 2015
- [VöRe19] Völler, Klaus ; Reinholz, Toni ; Deutsche Energie-Agentur GbmH (dena) (Hrsg.): *Branchenbarometer Biomethan 2019*. Berlin, 2019
- [WeSc18] Weiser, Eric ; Schäfer-Stradowsky, Simon: *Weiterentwicklungsbedürfnis und -potentiale der Regelung zu zuschaltbaren Lasten in § 13 Abs. 6a EnWG, Netzwirtschaften & Recht Jhg. 15*, 2018

9 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1:	Überblick REMix-Modell	13
Abbildung 3-2:	REMix-Modellumfang nach Erweiterung in MuSeKo.	15
Abbildung 3-3:	Kurzübersicht MuGriFlex-Ablaufplan	20
Abbildung 3-4:	Schematische Darstellung der Wärmerzeugungskosten (nur Strom- bzw. Gasbeschaffungskosten bzw. Stromvergütung, ohne andere Betriebs- oder Kapitalkosten)	21
Abbildung 3-5:	Exemplarische Einsatzplanung für einige Tage am Beispiel eines Wärmesystems.....	22
Abbildung 3-6:	Wirkungsgrad eines beispielhaften Solarkollektors in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur des Heizsystems und der solaren Strahlung	24
Abbildung 3-8:	Beispielhafte Abbildung einer Heizkurve für das Jahr 2020	26
Abbildung 3-9:	Beispielhafte Abbildung einer Heizkurve für das Jahr 2030	26
Abbildung 3-10:	Darstellung Temperaturhub durch verschiedenen Wärmeerzeuger [eigene Darstellung].....	27
Abbildung 3-11:	Schematische Darstellung des durch die Wärmepumpe zu erzeugenden Temperaturhubs	29
Abbildung 3-12:	Wärmeverluste des Wärmespeichers in MuGriFlex	30
Abbildung 3-13:	Modellkopplung zwischen den Energiesystemmodellen REMix und MuGriFlex	32
Abbildung 3-14:	Schematische Darstellung der Wirkungsgrade Elektrolyse und Methanisierung.....	34
Abbildung 3-15:	Beispielhaftes Ergebnis der Wasserstoffherzeugungskosten	35
Abbildung 4-1:	Darstellung der betrachteten Regionen in REMix.....	45
Abbildung 4-2:	Schematische Darstellung des Technologieumfangs in REMix.....	46
Abbildung 4-3:	Abbildung der Wärmeversorgung in REMix in den untersuchten Szenarien. Hervorgehoben sind die Hauptversorgungstechnologien. Diese können modellendogen um die weiteren Versorgungskomponenten ergänzt werden.	50
Abbildung 4-4:	Schematische Darstellung der Erdgas-Vorwärmung [Deut15, TaSB12].	58
Abbildung 4-5:	Auswahlkriterien Gasverdichter; nach [CeLe16].....	61
Abbildung 4-6:	Gas-Verdichterstandorte an Verdichterstationen und Gasspeichern in Deutschland, Stand Mai 2017	65
Abbildung 4-7:	Historische summierte Füllstände der deutschen Untertagegasspeicher für den Zeitraum der Gasjahre 2012 bis 2019. Datensätze vollständig ab 07.04.2016, vor diesem Datum konnten nicht alle Speicher berücksichtigt werden [Agsi19].	67
Abbildung 4-8:	Untertage-Gasspeicher in Deutschland, aktualisiert Mai 2017	68
Abbildung 4-9:	Darstellung des Gastransportnetzes mit technischen Im- und Exportkapazitäten zwischen den Nachbarländern Deutschlands und den 10 betrachteten Modellregionen des REMix-Modells.....	74
Abbildung 4-10:	Abbildung des deutschen Gassystems in REMix	78
Abbildung 5-1:	Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland im Szenariovergleich. Die sich aus der flexiblen Sektorenkopplung ergebenden Anteile sind separat ausgewiesen	91
Abbildung 5-2:	Entwicklung der Gasnachfrage in Deutschland im Szenariovergleich ..	92
Abbildung 5-3:	Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland im Szenariovergleich	94
Abbildung 5-4:	Entwicklung der Stromerzeugung in den betrachteten europäischen Ländern im Szenariovergleich.....	95
Abbildung 5-5:	Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in Deutschland im Szenariovergleich	96
Abbildung 5-6:	Kapazitäten von Photovoltaik- und Windenergieanlagen (an Land und auf See) im Vergleich für das THG95/2050-Szenario	97

Abbildung 5-7:	Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in den betrachteten europäischen Ländern im Szenariovergleich	98
Abbildung 5-8:	Beitrag der verschiedenen Lastausgleichsoptionen im Verlauf der Jahre im Szenario THG95	99
Abbildung 5-9:	Entwicklung des Beitrags der verschiedenen Lastausgleichsoptionen im zeitlichen Verlauf für das Szenario THG80. Achsen haben unterschiedliche Skalierung	100
Abbildung 5-10:	Entwicklung des Beitrags der verschiedenen Lastausgleichsoptionen im zeitlichen Verlauf für das Szenario THG95. Achsen haben unterschiedliche Skalierung	101
Abbildung 5-11:	Beitrag der verschiedenen Lastausgleichsoptionen im Szenariovergleich. Achsen haben unterschiedliche Skalierung	102
Abbildung 5-12:	Kapazitäten der verschiedenen Lastausgleichsoptionen im Szenariovergleich. Achsen haben unterschiedliche Skalierung	104
Abbildung 5-13:	Gesamtkapazität von Batteriespeichern im Jahr 2050 für Szenario THG80 (links) bzw. THG95 (rechts)	105
Abbildung 5-14:	Wärmeerzeugung (Balken, linke Achse), thermische Leistung (Punkte, rechte Achse) und Speicherkapazität (Punkte, linke Achse) der Gasvorwärmung	106
Abbildung 5-15:	Bereitstellung von Verdichtungsarbeit im Methantransportnetz durch gasbasierte und strombasierte Kompressoren im Jahr 2050 des Szenarios THG95 im Jahresverlauf (oben) und im Monat Februar (unten)	107
Abbildung 5-16:	Bereitstellung von Verdichtungsarbeit in Wasserstoff- und Methanspeichern durch strombasierte Kompressoren im Jahr 2050 des Szenarios THG95 im Monat Februar im Vergleich zur Erzeugung von EE-Strom und Wasserstoff	108
Abbildung 5-17:	Kostengliederung nach Komponenten für Deutschland im Szenariovergleich	110
Abbildung 5-18:	Kostengliederung nach Technologien für Deutschland im Szenariovergleich	111
Abbildung 5-19:	Kapazität des Wasserstoffnetzes im Jahr 2050 für Szenario THG80 (links) und THG95 (rechts)	112
Abbildung 5-20:	Kapazität der Elektrolyseure im Jahr 2050 für Szenario THG80 (links) und THG95 (rechts)	113
Abbildung 5-21:	Kapazität der Wasserstoffspeicher im Jahr 2050 für Szenario THG80 (links) und THG95 (rechts)	113
Abbildung 5-22:	Gesamtkapazität von Methanisierungsanlagen im Jahr 2050 für Szenario THG95	114
Abbildung 5-23:	Betrieb der Elektrolyseure im Szenario THG95 für 2050	115
Abbildung 5-24:	Betrieb der Methanisierungsanlagen im Szenario THG95 für 2050 ...	115
Abbildung 5-25:	Beladung der Flottenbatterie im jahreszeitlichen Verlauf im Szenario THG95 für 2050	115
Abbildung 5-26:	Betrieb der Batteriespeicher im Szenario THG95 für 2050	115
Abbildung 5-27:	Betrieb der Elektroheizer im Szenario THG95 für 2050	115
Abbildung 5-28:	Betrieb der Wärmepumpen im Szenario THG95 für 2050	115
Abbildung 5-29:	Jahresverlauf der normierten Wärme- und Gasspeicherfüllstände im Szenario THG80 für 2050	116
Abbildung 5-30:	Jahresverlauf der normierten Wärme- und Gasspeicherfüllstände im Szenario THG95 für 2050	116
Abbildung 5-31:	Stromerzeugung und Systemkosten in den Szenariovarianten. Basisszenario bezeichnet hier Szenario THG95	117
Abbildung 5-32:	Prozentual aufgetragene Abweichungen des Kapazitätsausbaus verschiedener Technologien in den untersuchten Szenariovarianten bezogen auf das THG95/2050-Szenario	119
Abbildung 6-1:	Geordnete Dauerlinie der Strom-Grenzkosten im THG80-Szenario ...	124
Abbildung 6-2:	Geordnete Dauerlinie der Strom-Grenzkosten im THG95-Szenario ...	124

Abbildung 6-3:	gesamtwirtschaftliche Optimierung: cap-to-peak Verhältnis der Wärmeerzeuger im Szenario THG80	128
Abbildung 6-4:	betriebswirtschaftliche Optimierung: cap-to-peak Verhältnis der Wärmeerzeuger im Szenario THG80	128
Abbildung 6-5:	gesamtwirtschaftliche Optimierung: Volllaststunden der Wärmeerzeuger im Szenario THG80	128
Abbildung 6-6:	betriebswirtschaftliche Optimierung: Volllaststunden der Wärmeerzeuger im Szenario THG80	128
Abbildung 6-7:	gesamtwirtschaftliche Optimierung: Anteile an der Wärmeversorgung im Szenario THG80	128
Abbildung 6-8:	betriebswirtschaftliche Optimierung: Anteile an der Wärmeversorgung im Szenario THG80	128
Abbildung 6-9:	Wärmeerzeugungskosten (LCoH) mit gesamt- bzw. betriebswirtschaftlich optimierten Anlagengrößen im Szenario THG80	131
Abbildung 6-10:	Wärmeerzeugungskosten (LCoH) mit gesamt- bzw. betriebswirtschaftlich optimierten Anlagengrößen im Szenario THG95	131
Abbildung 6-11:	Abweichung gesamtwirtschaftlich optimierter von betriebswirtschaftlich optimierter Anlagengröße und Investitions-Förderbedarf im Szenario THG80	132
Abbildung 6-12:	Abweichung gesamtwirtschaftlich optimierter von betriebswirtschaftlich optimierter Anlagengröße und Investitions-Förderbedarf im Szenario THG95	132
Abbildung 6-13:	Volllaststunden der Wärmeerzeuger in Abhängigkeit des KWK-Zuschlags (beispielhafte Darstellung für 2030 im Szenario THG95)...	134
Abbildung 6-14:	Volllaststunden der Wärmeerzeuger in Abhängigkeit des Zuschlags auf den Strompreis (beispielhafte Darstellung für 2030 im Szenario THG95)	134
Abbildung 6-15:	Volllaststunden von KWK und Wärmepumpe mit gesamt- und betriebswirtschaftlich optimiertem Einsatz im Szenario THG80	135
Abbildung 6-16:	Volllaststunden von KWK und Wärmepumpe mit gesamt- und betriebswirtschaftlich optimiertem Einsatz im Szenario THG95	135
Abbildung 6-17:	Abweichung der Volllaststunden, wenn der Einsatz statt gesamt- betriebswirtschaftlich optimierte wird. Szenario THG80	135
Abbildung 6-18:	Abweichung der Volllaststunden, wenn der Einsatz statt gesamt- betriebswirtschaftlich optimierte wird. Szenario THG95	135
Abbildung 6-19:	benötigte KWK-Zuschläge im Versorgungsbeispiel im THG80- Szenario	136
Abbildung 6-20:	benötigte KWK-Zuschläge im Versorgungsbeispiel im THG95- Szenario	136
Abbildung 6-21:	Summe der Zuschlagszahlungen	137
Abbildung 6-22:	Bandbreite möglicher Aufschläge auf Stromkosten, die den Anlagenbetrieb optimieren, im Szenario THG80	137
Abbildung 6-23:	Bandbreite möglicher Aufschläge auf Stromkosten, die den Anlagenbetrieb optimieren im Szenario THG95	137
Abbildung 6-24:	Volllaststunden der Wärmepumpe in Abhängigkeit von Aufschlag auf Strompreis und KWK-Zuschlag für ein beispielhaftes Szenariojahr ...	138
Abbildung 6-25:	gesamtwirtschaftliche Optimierung: cap-to-peak Verhältnis der Wärmeerzeuger im THG80-Szenario, Hamburg	139
Abbildung 6-26:	betriebswirtschaftliche Optimierung: cap-to-peak Verhältnis der Wärmeerzeuger im THG80-Szenario, Hamburg	139
Abbildung 6-27:	gesamtwirtschaftliche Optimierung: Volllaststunden der Wärmeerzeuger im THG80-Szenario, Hamburg	139
Abbildung 6-28:	betriebswirtschaftliche Optimierung: Volllaststunden der Wärmeerzeuger im THG80-Szenario, Hamburg	139
Abbildung 6-29:	gesamtwirtschaftliche Optimierung: Anteile an der Wärmeversorgung im THG80-Szenario, Hamburg	140

Abbildung 6-30:	betriebswirtschaftliche Optimierung: Anteile an der Wärmeversorgung im THG80-Szenario, Hamburg	140
Abbildung 6-31:	Gesamtwirtschaftlich optimierte Verdichterleistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG80	142
Abbildung 6-32:	Gesamtwirtschaftlich optimierte Verdichterleistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG95	142
Abbildung 6-33:	Anteil der Verdichterarbeit bei gesamtwirtschaftlich optimierter Verdichter Leistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG80.....	142
Abbildung 6-34:	Anteil der Verdichterarbeit bei gesamtwirtschaftlich optimierter Verdichter Leistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG95.....	142
Abbildung 6-35:	betriebswirtschaftlich optimierte Verdichterleistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG80	143
Abbildung 6-36:	betriebswirtschaftlich optimierte Verdichterleistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG95	143
Abbildung 6-37:	Anteil der Verdichterarbeit bei betriebswirtschaftlich optimierter Verdichter Leistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG80.....	143
Abbildung 6-38:	Anteil der Verdichterarbeit bei betriebswirtschaftlich optimierter Verdichter Leistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG95.....	143
Abbildung 6-39:	Gesamtwirtschaftlich optimierte Verdichterleistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG80	144
Abbildung 6-40:	Gesamtwirtschaftlich optimierte Verdichterleistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG95	144
Abbildung 6-41:	Anteil der Verdichterarbeit bei gesamtwirtschaftlich optimierter Verdichter Leistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG80.....	144
Abbildung 6-42:	Anteil der Verdichterarbeit bei gesamtwirtschaftlich optimierter Verdichter Leistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG95.....	144
Abbildung 6-43:	betriebswirtschaftlich optimierte Verdichterleistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG80	145
Abbildung 6-44:	betriebswirtschaftlich optimierte Verdichterleistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG95	145
Abbildung 6-45:	Anteil der Verdichterarbeit bei betriebswirtschaftlich optimierter Verdichter Leistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG80.....	145
Abbildung 6-46:	Anteil der Verdichterarbeit bei betriebswirtschaftlich optimierter Verdichter Leistung im Versorgungsbeispiel im Szenario THG95.....	145
Abbildung 6-47:	gesamtwirtschaftlich optimierte Volllaststunden der Elektrolyseure im Szenario THG80	146
Abbildung 6-48:	gesamtwirtschaftlich optimierte Volllaststunden der Elektrolyseure im Szenario THG95	146
Abbildung 6-49:	gesamtwirtschaftlich optimierte Volllaststunden der Methanisierung im Szenario THG80	147
Abbildung 6-50:	gesamtwirtschaftlich optimierte Volllaststunden der Methanisierung im Szenario THG95	147
Abbildung 6-51:	wirtschaftliche Betriebsstunden von Elektrolyseuren in Abhängigkeit einer zusätzlichen Prämie im Szenario THG80	148
Abbildung 6-52:	wirtschaftliche Betriebsstunden von Elektrolyseuren in Abhängigkeit einer zusätzlichen Prämie im Szenario THG95	148
Abbildung 6-53:	jährlicher Gewinn pro installierter Elektrolyseleistung in Abhängigkeit einer zusätzlichen Prämie im Szenario THG80	149
Abbildung 6-54:	jährlicher Gewinn pro installierter Elektrolyseleistung in Abhängigkeit einer zusätzlichen Prämie im Szenario THG95	149
Abbildung 6-55:	wirtschaftliche Betriebsstunden von Elektrolyseuren mit Methanisierung in Abhängigkeit von einer zusätzlichen Prämie im Szenario THG80 ..	150
Abbildung 6-56:	wirtschaftliche Betriebsstunden von Elektrolyseuren mit Methanisierung in Abhängigkeit von einer zusätzlichen Prämie im Szenario THG95 ..	150
Abbildung 6-57:	Jährlicher Gewinn pro installierter Elektrolyseur- und Methanisierungsleistung in Abhängigkeit einer zusätzlichen Prämie im Szenario THG80	150

Abbildung 6-58:	Jährlicher Gewinn pro installierter Elektrolyseur- und Methanisierungsleistung in Abhängigkeit einer zusätzlichen Prämie im Szenario THG95	150
Abbildung 12-1:	Schemazeichnung Rohrbündelwärmetauscher [Naen10]	174
Abbildung 12-2:	Erdgas-Heater [Naen10]	175
Abbildung 12-3:	Beispielhafte Zeichnung eines Elektro-Strömungserhitzers [Elek00] ..	176
Abbildung 12-4:	Elektrodenkessel und schematische Darstellung [Powe00].....	177
Abbildung 12-5:	Berechnete Stundenwerte des Gasvorwärmenergiebedarfes in den deutschen Bundesländern 2013 unter der Annahme einer Vorwärmung von 50% der ausgespeisten Gasmengen (siehe Kapitel 0). Im Rahmen des MuSeKo-Projektes wird das Summenprofil der bedarfsstärksten Modellregion Nordrhein-Westfalen zugeschlagen	178
Abbildung 12-6:	Berechnete Gasvorwärmenergiebedarfe der deutschen Bundesländer 2013 unter der Annahme einer 50%-igen Vorwärmung der ausgespeisten Gasmengen.....	178
Abbildung 12-7:	Annahmen zur Bestimmung der Transportkapazitäten von Gastransportleitungen	179
Abbildung 12-8:	Übersicht verfügbarer Testergebnisse und regulatorischer Grenzen der Wasserstoffbeimischung in bestehende Erdgasinfrastrukturen und Endanwendungstechnik [Marc19].....	182
Abbildung 12-9:	Kapazität an Photovoltaik- (links) und Windenergieanlagen (rechts) im Szenario THG95/2050	198
Abbildung 12-10:	Kapazität Stromnetz THG80/2050 (links) und THG95/2050 (rechts) .	198
Abbildung 12-11:	Zubau Stromnetz THG95/2050	199
Abbildung 12-12:	Kostengliederung nach Komponenten für Europa im Szenariovergleich	199
Abbildung 12-13:	Kostengliederung nach Technologien für Europa im Szenariovergleich	200
Abbildung 12-14:	gesamtwirtschaftliche Optimierung: cap-to-peak Verhältnis der Wärmeerzeuger im Szenario THG95	201
Abbildung 12-15:	betriebswirtschaftliche Optimierung: cap-to-peak Verhältnis der Wärmeerzeuger im Szenario THG95-	201
Abbildung 12-16:	gesamtwirtschaftliche Optimierung: Volllaststunden der Wärmeerzeuger im Szenario THG95-	201
Abbildung 12-17:	betriebswirtschaftliche Optimierung: Volllaststunden der Wärmeerzeuger im Szenario THG95-	201
Abbildung 12-18:	gesamtwirtschaftliche Optimierung: Anteile an der Wärmeversorgung im Szenario THG95-.....	201
Abbildung 12-19:	betriebswirtschaftliche Optimierung: Anteile an der Wärmeversorgung im Szenario THG95-.....	201
Abbildung 12-20:	gesamtwirtschaftliche Optimierung: cap-to-peak Verhältnis der Wärmeerzeuger im THG95-Szenario, Hamburg.....	202
Abbildung 12-21:	betriebswirtschaftliche Optimierung: cap-to-peak Verhältnis der Wärmeerzeuger im THG95-Szenario, Hamburg.....	202
Abbildung 12-22:	gesamtwirtschaftliche Optimierung: Volllaststunden der Wärmeerzeuger im THG95-Szenario, Hamburg.....	202
Abbildung 12-23:	betriebswirtschaftliche Optimierung: Volllaststunden der Wärmeerzeuger im THG95-Szenario, Hamburg.....	202
Abbildung 12-24:	gesamtwirtschaftliche Optimierung: Anteile an der Wärmeversorgung im THG95-Szenario, Hamburg	202
Abbildung 12-25:	betriebswirtschaftliche Optimierung: Anteile an der Wärmeversorgung im THG95-Szenario, Hamburg	202

10 Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Angenommene Heizkurven für untersuchte Heizsysteme	26
Tabelle 4-1:	Sozio-ökonomische Rahmendaten der Szenarien für Deutschland in Anlehnung an [PFTF17] und [SLKK14]	38
Tabelle 4-2:	Quantitative Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung 2010 [BuBu10].....	39
Tabelle 4-3:	Berücksichtigte Energienachfragen im Szenario THG80.....	40
Tabelle 4-4:	Berücksichtigte Energienachfragen im Szenario THG95.....	41
Tabelle 4-5:	Entwicklung der Stromnachfrage in Europa in TWh/a – Szenarien THG80 & THG95.....	42
Tabelle 4-6:	Angenommene Brennstoffkosten in den Szenarien.....	43
Tabelle 4-7:	Angenommene CO ₂ -Emissionszertifikatskosten in den Szenarien.....	44
Tabelle 4-8:	Übersicht der in REMix berücksichtigten Potenziale erneuerbarer Energiequellen aufgeteilt auf die betrachteten Modellregionen.....	49
Tabelle 4-9:	Maximale Wärmespeichergößen, relativ zur thermischen Nachfragespitze.....	51
Tabelle 4-10:	Definition der mit REMix untersuchten Varianten von Szenario THG95.....	52
Tabelle 4-11:	Berechnete Veränderung der Volumen- und Energieströme durch Erhöhung des Wasserstoffanteils in einer Gastransportleitung bei Betrieb mit konstant gehaltenem chemisch gebundenem Energiestrom [JePe15].....	54
Tabelle 4-12:	Review der Kavernenausbaukosten inkludierter Studien sowie eigene Ableitung für das Projekt MuSeKo	71
Tabelle 4-13:	Techno-ökonomische Parameter der Elektrolyse und Methanisierung. Durch „/“ getrennte Werte geben die Annahmen für die Szenariojahre 2020, 2030, 2040 bzw. 2050 wieder. Wirkungsgrade beziehen sich auf den Brennwert (HHV).....	79
Tabelle 4-14:	Techno-ökonomische Parameter zur Erdgas- und Wasserstoffverdichtung. Durch „/“ getrennte Werte geben die Annahmen für die Szenariojahre 2020, 2030, 2040 bzw. 2050 wieder	80
Tabelle 4-15:	Techno-ökonomische Parameter der Gas- und Wasserstoffspeicher. Durch „/“ getrennte Werte geben die Annahmen für die Szenariojahre 2020, 2030, 2040 bzw. 2050 wieder.....	81
Tabelle 4-16:	Techno-ökonomische Parameter der Gas- und Wasserstofftransportleitungen	82
Tabelle 4-17:	Steuern, Abgaben und Entgelte für PtH und PtG-Speicherpfade im Jahr 2019.....	85
Tabelle 4-18:	Aufschläge auf den Strompreis für den Strombezug für Elektrokessel und Wärmepumpen, Betriebsmittel im Gasnetz und Power-to-Gas-Anlagen.....	87
Tabelle 5-1:	Vergleich der realen Bruttostromerzeugung im Jahr 2019 mit der vom Modell optimierten im Jahr 2020 für Deutschland	93
Tabelle 6-1:	Brennstoffmix für KWK-Anlagen und Gaskessel.....	125
Tabelle 6-2:	Durchschnittliche Gaspreise für KWK-Anlagen und Gaskessel, mit und ohne Aufschläge.....	126
Tabelle 6-3:	Durchschnittliche Gaspreise für KWK-Anlagen und Gaskessel, mit und ohne Aufschläge.....	126
Tabelle 12-1:	Festlegung der Gastransport-Pipelinekapazitäten für drei Rohrleitungsklassen	180
Tabelle 12-2:	Angenommene maximale Gastransportkapazitäten zwischen den in MuSeKo untersuchten Modellregionen für 2020 in GWh/h.....	181
Tabelle 12-3:	Stromnachfragen im Szenario THG 80 in TWh/a	183
Tabelle 12-4:	Stromnachfragen im Szenario THG 95 in TWh/a	185

Tabelle 12-5:	Techno-ökonomische Parameter der KWK-Anlagen (Wärmenetzsysteme 1).....	187
Tabelle 12-6:	Techno-ökonomische Parameter der KWK-Anlagen (Wärmenetzsysteme 2).....	187
Tabelle 12-7:	Techno-ökonomische Parameter der KWK-Anlagen (Industrie).....	188
Tabelle 12-8:	Techno-ökonomische Parameter der KWK-Anlagen (Einzelobjekte)..	188
Tabelle 12-9:	Techno-ökonomische Parameter der Spitzenkessel (Wärmenetzsysteme 1).....	188
Tabelle 12-10:	Techno-ökonomische Parameter der Spitzenkessel (Wärmenetzsysteme 2).....	189
Tabelle 12-11:	Techno-ökonomische Parameter der Spitzenkessel (Industrie)	189
Tabelle 12-12:	Techno-ökonomische Parameter der Gaskessel (Einzelobjekte).....	189
Tabelle 12-13:	Techno-ökonomische Parameter der Elektrokessel (Wärmenetzsysteme).....	189
Tabelle 12-14:	Techno-ökonomische Parameter der elektrischen Wärmeerzeugung in der Industrie	190
Tabelle 12-15:	Techno-ökonomische Parameter der Elektrokessel (Einzelobjekte)	190
Tabelle 12-16:	Techno-ökonomische Parameter der Großwärmepumpen (Wärmenetzsysteme und Industrie)	190
Tabelle 12-17:	Techno-ökonomische Parameter der Gebäudewärmepumpen (Einzelobjekte)	190
Tabelle 12-18:	Techno-ökonomische Parameter der Solarthermie	190
Tabelle 12-19:	Techno-ökonomische Parameter der Wärmespeicher (Wärmenetzsysteme). Zur Zuordnung von KWK-Anlagen zu großen und kleinen Wärmenetzen siehe Abbildung 4-3.....	191
Tabelle 12-20:	Techno-ökonomische Parameter der Wärmespeicher (Industrie).....	191
Tabelle 12-21:	Techno-ökonomische Parameter der Wärmespeicher (Einzelobjekte)	191
Tabelle 12-22:	Techno-ökonomische Parameter der solaren Stromerzeugung	191
Tabelle 12-23:	Techno-ökonomische Parameter der Windanlagen und Wasserkraftwerke	192
Tabelle 12-24:	Techno-ökonomische Parameter der Biomassekraftwerke	192
Tabelle 12-25:	Techno-ökonomische Parameter konventioneller Kraftwerke	192
Tabelle 12-26:	Installierte EE-Leistungen in MW	193
Tabelle 12-27:	Installierte Pumpspeicherkraftwerke	193
Tabelle 12-28:	Installierte Geothermieanlagen in MW (el)	194
Tabelle 12-29:	Installierte konventionelle Kraftwerke in MW (el) (1)	194
Tabelle 12-30:	Installierte konventionelle Kraftwerke in MW (el) (2)	195
Tabelle 12-31:	Installierte KWK-Anlagen in 2020 in MW (el)	195
Tabelle 12-32:	Installierte Wechselstromleitungskapazitäten in GW	196
Tabelle 12-33:	Installierte Gleichstromleitungskapazitäten in GW	197

11 Abkürzungsverzeichnis

°C	Grad Celsius
a	Jahr
ANF	Annuitätsfaktor
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CCS	Carbon (Dioxide) Capture and Storage
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
COP	Coefficient of Performance / Arbeitszahl einer Wärmepumpe
CSP	Concentrated Solar Power / Konzentrierende Solarkraft
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energie-Gesetz
EK	Elektrokessel
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GAMS	General Algebraic Modeling System (Modelliersystem)
GDRA	Gas-Druckregelanlage
GDRMA	Gas-Druckregel- und Messanlage, auch GDRM-Anlage
GDX	GAMS Data eXchange / GAMS-Datenausgabeformat
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GHG	Greenhouse Gas / Treibhausgas
GK	Gaskessel
GT	Gasturbine
GuD	Gas und Dampf Kraftwerk
GW	Gigawatt
GWl	Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.
h	Stunde
H ₂	Wasserstoff
I	Solare Strahlung
IFAM	Fraunhofer Institut für Fertigungstechnik und angewandte Materialforschung
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
LCoH	Levelised Cost of Heat / Wärmeerzeugungskosten
MuGridFlex	Energiesystemmodell des Fraunhofer IFAM „Multi-Grid-Flexibilität“
MuSeKo	Forschungsprojekt Multi-Sektoren-Kopplung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MW _{th}	Megawatt thermisch
NPV	Net Present Value / Nettokapitalwert
PEM	proton exchange membrane / Protonen-Austausch-Membran

PJ	Peta-Joule
Pkw	Personenkraftwagen
PtG	Power to Gas
PtH	Power to Heat
PtL	Power to Liquid
PV	Photovoltaik
REMix	Energiesystemmodell des DLR „Renewable Energy Mix“
SOEC	Solid Oxide Electrolyser Cell
THG	Treibhausgas
T_{Luft}	Außenlufttemperatur
T_{RL}	Vorlauftemperatur
T_{VL}	Rücklauftemperatur
TWh	Terawattstunde
TYNDP	10-year network development plan
VtG	Vehicle to Grid
WE	Wärmeerzeuger
WP	Wärmepumpe
WS	Wärmespeicher

12 Anhänge

12.1 Anhang 1: Technologien der klassischen Gasvorwärmung

Die klassische Erdgasvorwärmung erzeugt die benötigte Wärme durch die Verbrennung eines Teilstromes des transportierten Gases. Diese Stand heute flächendeckend eingesetzte Methode ist verantwortlich für einen Eigenverbrauch der Erdgasinfrastruktur, der im Bereich von einigen Promille bis wenigen Prozent des transportierten Gases liegen kann und sowohl Emissionen als auch Kosten erzeugt, die von den Netzbetreibern über Netzentgelte an die Gasnutzer weitergegeben werden. Im Jahr 2000 befanden sich rund 5400 GDR(M)A über 16 bar Eingangsdruck in Betrieb [MHSK13]. Diese Zahl kann für die letzten Jahre als etwa konstant angenommen werden, bis auf leichte Zuwächse durch neu ausgebaute Verteilnetzgebiete.

Die zwei gängigsten Methoden der verbrennungsbasierten Gasvorwärmung werden im Folgenden kurz erläutert.

Rohrbündelwärmeübertrager

Rohrbündelwärmeübertrager sind die dominierende Technologie der Erdgasvorwärmung. Die Verbrennung in einem Erdgaskessel wird in einem baulich getrennten Raum außerhalb der Gasdruck-Regelanlage durchgeführt. Das wärmetragende Medium (Wasser) wird über Rohrleitungen den Wärmetauschern der GDRA zugeführt. Dort werden in einem Rohrbündelwärmeübertrager das erhitzte Wasser und das zu erwärmende Gas aneinander vorbei geleitet und über die Rohrwandungen Wärme an das Gas übertragen. Geeignete Wärmetauscher gibt es in unterschiedlichen Ausführungen.

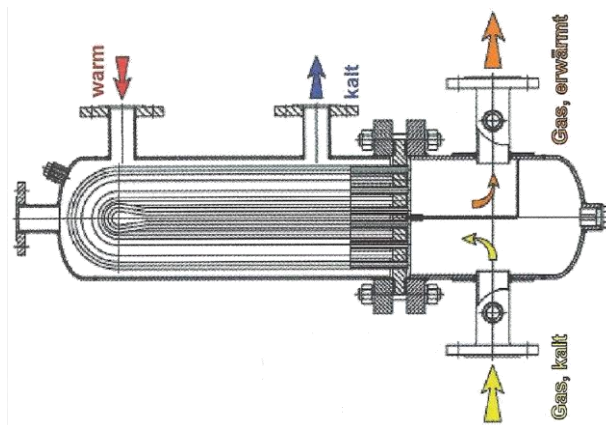


Abbildung 12-1: Schemazeichnung Rohrbündelwärmetauscher [Naen10]

Bei der Gasverbrennung werden meist klassische Erdgaskessel, teilweise aber auch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK bzw. BHKWs) verwendet, die neben der Wärme auch Strom erzeugen. Der eigenerzeugte Strom kann zur Deckung des Elekt-

rizitätsbedarfes der Anlage selbst verwendet werden und auch seinerseits ins Stromnetz einspeisen und dort Erlöse erzielen. KWK-Anlagen stellen Stand 2019 noch die Ausnahme und Erdgaskessel die Regel dar²⁷.

Erdgas-Heater

Der Erdgas-Heater ist eine direkte Vorwärmanlage, bei der sich ein Flammrohr mit Abgaszügen zusammen mit gasdurchströmten Rohrbündeln in einem Wasserbad befindet. Das Flammrohr wird von einem Brenner befeuert und die Wärme über das Wasser zum Gas transportiert (siehe Abbildung 12-2).

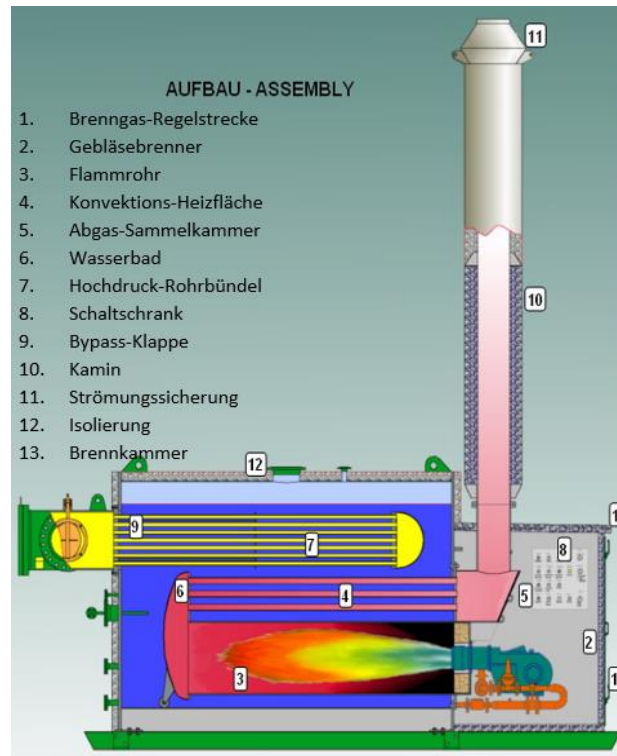


Abbildung 12-2: Erdgas-Heater [Naen10]

²⁷ KWK-Technologien werden im Rahmen dieses Projektes nicht als Wärmequellen für die Gasvorwärmung betrachtet.

12.2 Anhang 2: Optionen der elektrischen Gasvorwärmung

Im Gegensatz zu den in A.1 genannten Methoden der Gasvorwärmung werden in diesem Kapitel technische Alternativen beleuchtet werden, die ohne die Verbrennung des fossilen Energieträgers Erdgas auskommen. Elektrische Heizmöglichkeiten zeichnen sich durch ihren hohen Wirkungsgrad und schnelle Reaktionszeit aus. Es kommen insbesondere die zwei Technologien Strömungserhitzer und Elektrodenkessel infrage, die im Folgenden vorgestellt werden.

Strömungserhitzer

Hier wird das zu erheizende Fluid durch ein Rohr geleitet, in dem sich eine Vielzahl von elektrischen Heizelementen befindet, die nach dem Prinzip des Tauchsieders funktionieren. Hierdurch kann Wasser erhitzt und einem Wärmetauscher zugeführt werden. Alternativ kann auf einen Wasserkreislauf verzichtet und der Wärmetauscher durch einen Strömungserhitzer ersetzt werden, der das Gas direkt erwärmt. Strömungserhitzer werden von einigen kW bis zu 20 MW [Bros00] angeboten, decken also den üblichen Leistungsbereich der Vorwärmanlagen ab.

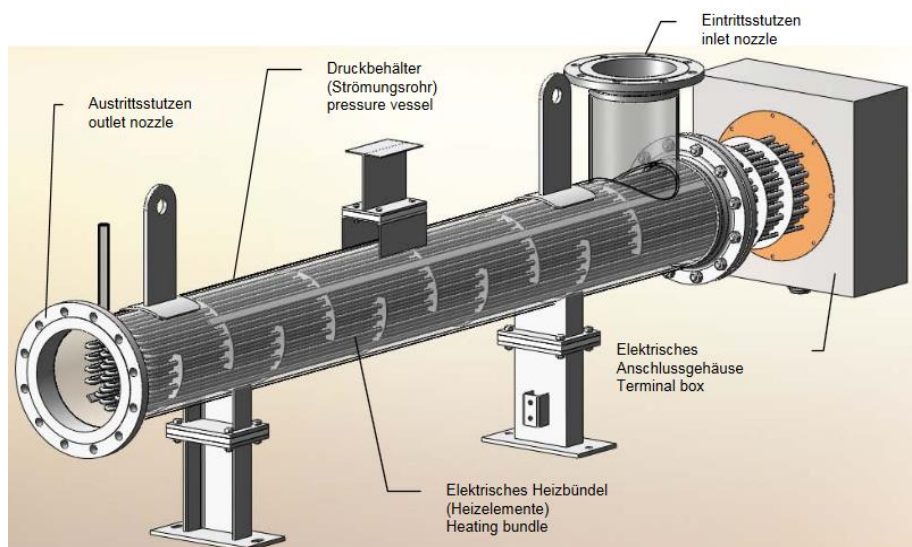


Abbildung 12-3: Beispielhafte Zeichnung eines Elektro-Strömungserhitzers [Elek00]

Elektrodenkessel

Elektrodenkessel können nur zur indirekten Gasvorwärmung verwendet werden, da die elektrische Leitfähigkeit des Wassers Teil seines Funktionsprinzips ist. Um Wärme zu produzieren, werden Elektroden in einen mit Wasser gefüllten Kessel positioniert und eine hohe Wechselspannung angelegt. Der durch das Wasser fließende Strom erhitzt das Medium. Es sind Heizleistungen von z.B. bis zu 90 MW [Tech00] erreichbar, wobei der Kessel auch flexibel mit jedem Bruchteil der Maximallast betrieben werden kann. Die Leistung kann z.B. über die Größe der Berührungsfläche von Wasser und Elektroden geregelt werden (Eintauchtiefe).

Elektrodenkessel bieten sich auf Grund der kurzen Reaktionszeiten für die Regelleistungsbereitstellung im Stromsystem an. So kann Vollast innerhalb von 5 Minuten beginnend von einem Kaltstart und von Minimallast innerhalb von 30 Sekunden erreicht werden [Para00].

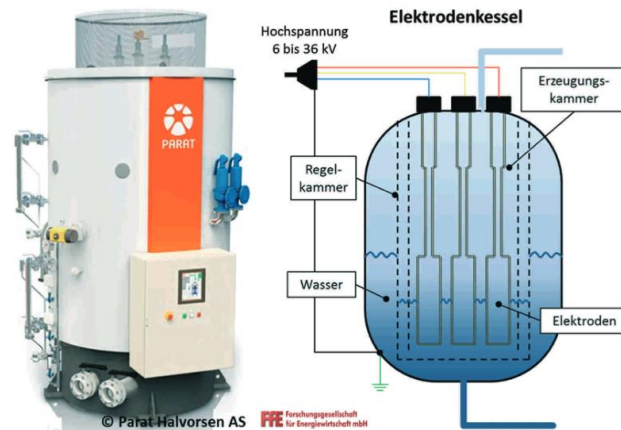


Abbildung 12-4: Elektrodenkessel und schematische Darstellung [Powe00]

12.3 Anhang 3: Zeitliche Auflösung des Energiebedarfes für die Gasvorwärmung in Deutschland

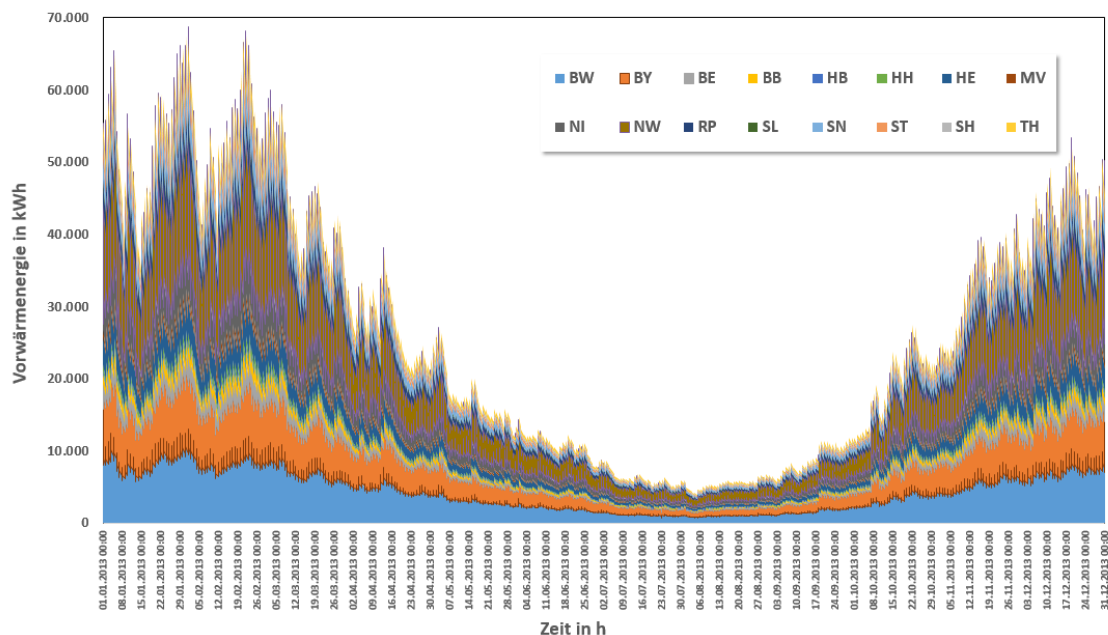


Abbildung 12-5: Berechnete Stundenwerte des Gasvorwärmeenergiebedarfes in den deutschen Bundesländern 2013 unter der Annahme einer Vorwärmung von 50% der ausgespeisten Gasmengen (siehe Kapitel 0). Im Rahmen des MuSeKo-Projektes wird das Summenprofil der bedarfsstärksten Modellregion Nordrhein-Westfalen zugeschlagen

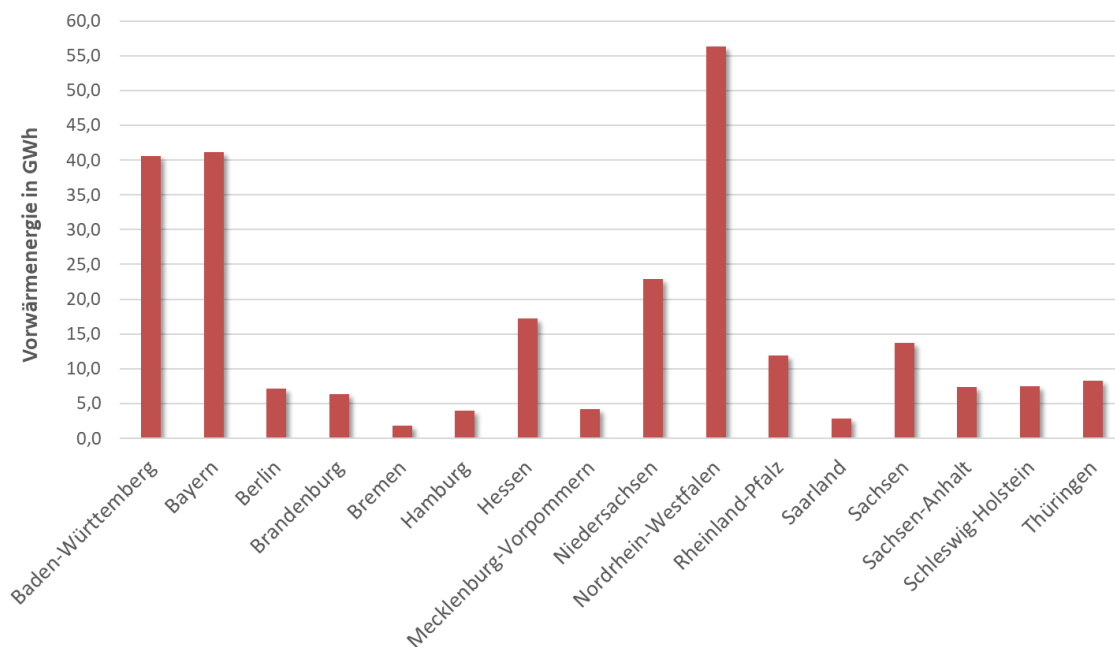


Abbildung 12-6: Berechnete Gasvorwärmeenergiebedarfe der deutschen Bundesländer 2013 unter der Annahme einer 50%-igen Vorwärmung der ausgespeisten Gasmengen

12.4 Anhang 4: Abschätzung Pipelinekapazitäten

Für die Ermittlung nicht in der Literatur verzeichneter Transportkapazitäten wurden die technischen Angaben aus der Karte „The European natural gas network 2017“ der ENTSOG ausgewertet [Ents17]. Hier werden Gasleitungen in drei Klassen unterteilt. Für jede Klasse wird zur Berechnung der Kapazitäten für die Gastransportmodellierung ein Rohrdurchmesser angenommen.

Unter 24 Zoll:	< DN 600	Annahme: DN 400
24 – 36 Zoll:	DN 600 – DN 900	Annahme: DN 800
Über 36 Zoll:	> DN 900	Annahme: DN 1200

Die Restriktionen für die Kapazitätsberechnung der Rohrleitungsklassen werden wie folgt aufgelistet:

- $V_{\max} = 20 \text{ m/s}$
- Maximal zulässiger Druck (60-100 bar, je nach Klasse) [Bagu16]
- Rohrdurchmesser ($\leq \text{DN } 1400$, je nach Klasse) [Bagu16]

Darüber hinaus wurden weitere Annahmen getroffen:

- Abstand Verdichterstationen: ca. 150 km
- Grenzübergang zwischen Modellregionen befindet sich in der Mitte zwischen 2 Verdichterstationen
- Druckverlust zwischen Verdichterstationen stets $\Delta P = 40 \text{ bar}$
- Gastemperaturen an den Messstellen identisch und konstant $T = 10^\circ\text{C}$
- Restriktionen im Rohr (z.B. Knickstellen), $V_{\text{Zul, max}}$ wird daher an der Verdichterstation 2 nicht erreicht, Annahme $V_{\max} = 15 \text{ m/s}$

Die getroffenen Annahmen für zwei beispielhafte Verdichterstationen sowie der Messstelle am Grenzübergang zweier Regionen werden wie folgt dargestellt:

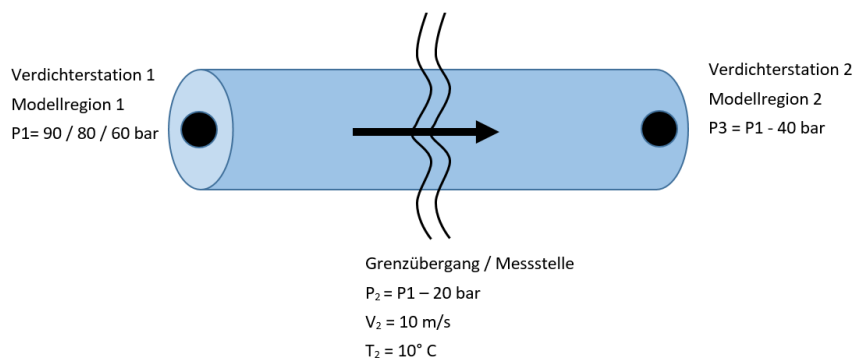


Abbildung 12-7: Annahmen zur Bestimmung der Transportkapazitäten von Gastransportleitungen

Anhand obiger Annahmen und Restriktionen lassen sich die technischen Kapazitäten der einzelnen Rohrleitungsklassen wie folgt ermitteln [Deut13, S.260]:

$$\text{Kapazität} \left[\frac{\text{GWh}}{\text{h}} \right] = \text{Querschnittsfläche} [\text{m}^2] * \text{Fließgeschwindigkeit} \left[\frac{\text{m}}{\text{s}} \right] * \text{Brennwert} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} \right] * \text{Zustandszahl}$$

Wobei für die Zustandszahl z gilt: $z = \frac{T_n}{T_B} * \frac{p_B}{p_n} * \frac{1}{K}$

mit den Temperaturen T und den Drücken p, indiziert für jeweils Normzustand (n)²⁸ und Betriebszustand (B), sowie der Kompressibilität K des betrachteten Gasgemisches.

Der Normvolumenstrom entspricht dem Volumenstrom im Betriebszustand multipliziert mit der Zustandszahl :

$$\dot{V}_n = \dot{V}_B * z$$

Daraus ergeben sich folgende Kapazitäten für drei typische Leitungsdurchmesser:

Tabelle 12-1: Festlegung der Gastransport-Pipelinekapazitäten für drei Rohrleitungsklassen

Attribut	Zuschläge für PtG		
	< 24 Zoll	24 – 36 Zoll	>36 Zoll
Rohrleitungsklasse nach ENTSOG	DN 400	DN 800	DN 1200
Rohrleitungsgröße (Annahme)	406mm	813mm	1219mm
Innendurchmesser	40 bar	60 bar	70 bar
Druck an der Messstelle (Annahme)		10 m/s	
Fließgeschwindigkeit an der Messstelle (Annahme)		bidirektional	
Flussrichtung (Annahme)		11,19 kWh/m ³ _n	
Gasbrennwert (Russlandgas)	0,916	0,875	0,856
Kompressibilitätszahl K (Russland Erdgas H, 10°C)	2,17 GWh/h	13,65 GWh/h	36,60 GWh/h
Resultierende Pipeline-Kapazität			

Die Anzahl der Pipelines sowie deren Rohrleitungsklasse wurde entlang jedes Nachbarregionenpaares des in MuSeKo angewendeten Regionen-Modells ausgewertet. Pipelinekapazitäten wie z.B. Nordstream I oder MEGAL wurden die veröffentlichten Werte übernommen und mit den unter Annahmen berechneten Kapazitäten der übrigen Pipelines aufsummiert. Resultierende Transportkapazitäten zwischen den Regionen wurden in das Remix Energiesystemmodell implementiert.

In Abbildung 4-9 sind die Haupttransportrouten des Erdgastransportnetzes inklusive der maximalen technischen Im- und Exportkapazitäten zwischen den Modellregionen und den Nachbarländern abgebildet. Die folgende Tabelle gibt zusätzlich die technischen Kapazitäten zwischen den Remix-Modellregionen an.

²⁸ Normzustand entspricht einer Temperatur von 0°C und einem Druck von 1013,25 mbar.

Tabelle 12-2: Angenommene maximale Gastransportkapazitäten zwischen den in MuSeKo untersuchten Modellregionen für 2020 in GWh/h

Angenommene maximale Gastransportkapazitäten zwischen den Modellregionen 2020 in GWh/h											
von: nach:	Import	Baden- Württemberg	Bayern	Brandenburg/ Sachsen- Anhalt/Berlin	Hamburg	Hessen/ Rheinland-Pfalz/ Saarland	Mecklenburg- Vorpommern	Nieder- sachsen/ Bremen	Nordrhein- Westfalen	Sachsen/ Thüringen	Schleswig- Holstein
Export		Schweiz: 37,9	Österreich: 41,9	Polen: 8,3		Frankreich: 38,1 Luxemburg: 2,6 -> 40,7		Niederlande: 87,4	Niederlande: 54,3 Belgien: 21,3 -> 75,6	Polen: 2,3 Tschechien: 131,9 -> 134,2	Dänemark: 4,0
Baden- Württemberg	Schweiz: 35,7		10,8			37,9					
Bayern	Tschechien: 60,5 Österreich: 43 -> 103,5	10,8				0,0				0,0	
Brandenburg/ SA/Berlin	Polen: 62,1						137,2	36,6		16,1	
Hamburg								16,1			0,0
Hessen/ Rheinland-Pfalz/ Saarland	0	37,9	74,5					0,0	96,6	41,8	
Mecklenburg- Vorpommern	Russland: 209,4 (Nordstream I + II)			8,7				0,0			0,0
Niedersachsen/ Bremen	Niederlande: 62,5 Norwegen: 114 -> 176,5			36,6	0,0	0,0			21,1	0,0	2,2
Nordrhein- Westfalen	Niederlande: 87,9 Belgien: 20,9 -> 108,8					96,6		91,1			
Sachsen/ Thüringen	Tschechien: 13,2		0,0	179,8		0,0		0,0			
Schleswig- Holstein	Dänemark: 2,2				2,2		38,1	4,4			

12.5 Anhang 5: Grenzen der Wasserstoffbeimischung

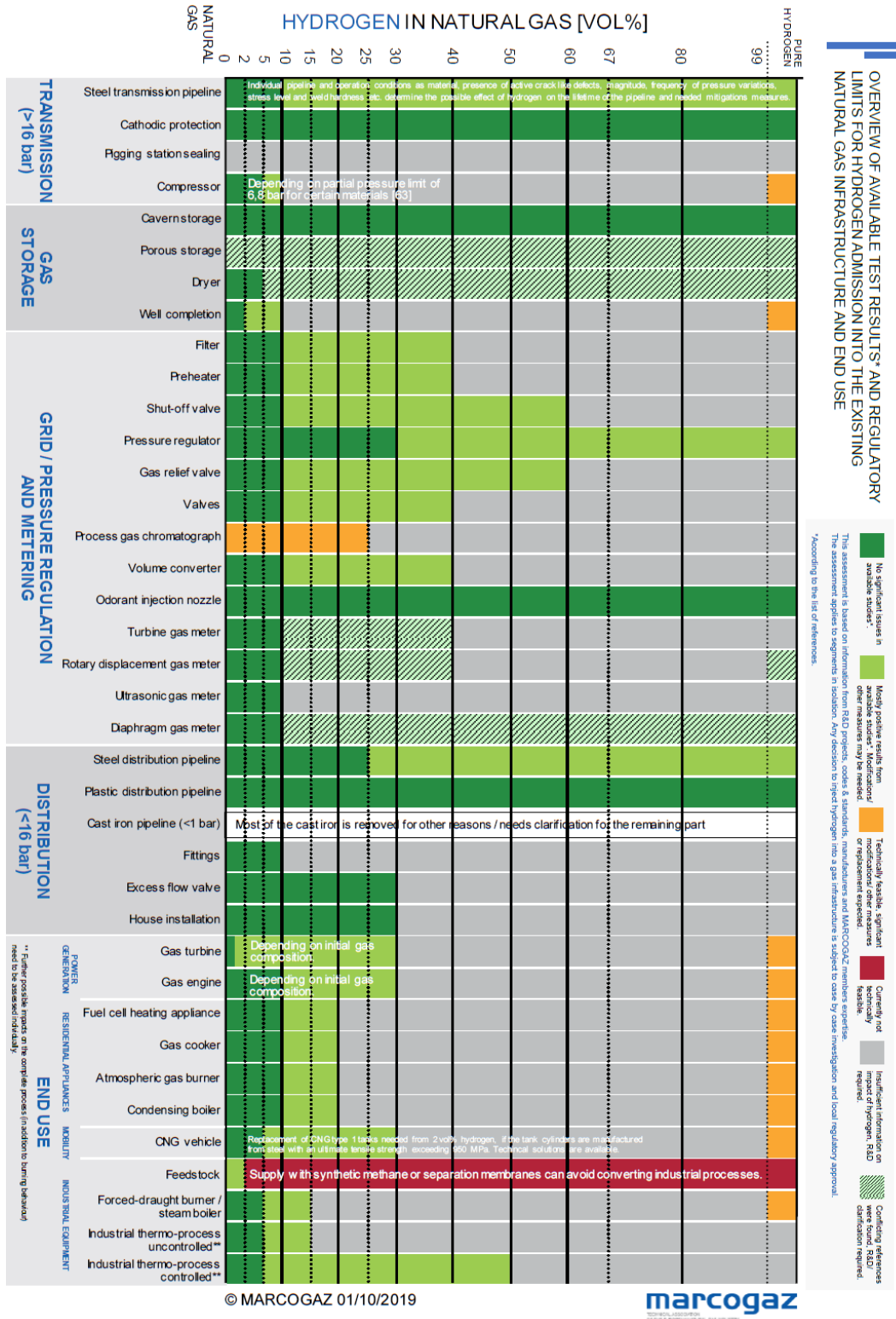


Abbildung 12-8: Übersicht verfügbarer Testergebnisse und regulatorischer Grenzen der Wasserstoffbeimischung in bestehende Erdgasinfrastrukturen und Endanwendungstechnik [Marc19]

12.6 Anhang 6: Entwicklung der Stromnachfrage - Szenarien THG80 & THG95

Tabelle 12-3: Stromnachfragen im Szenario THG 80 in TWh/a

Konventioneller Strombedarf	2020	2030	2040	2050
Deutschland	427,7	401,1	372,1	344,1
Österreich	71,8	70,1	57,0	46,8
Belgien	91,0	87,1	75,6	67,4
Tschechien	67,0	69,8	54,1	40,9
Dänemark (Ost)	13,5	14,4	10,3	7,5
Dänemark (West)	22,8	24,2	17,3	12,6
Frankreich	485,7	466,2	392,2	379,5
Italien	325,4	330,5	298,8	283,5
Luxemburg	7,1	7,4	5,6	4,1
Niederlande	114,6	114,9	101,0	92,5
Norwegen	131,3	143,4	103,5	83,6
Polen	161,3	164,0	118,8	79,1
Polen	145,7	141,7	113,0	90,8
Schweiz	64,4	66,2	56,2	49,1
Summe	2129,4	2101,0	1775,3	1581,4

Strom für Elektromobilität	2020	2030	2040	2050
Deutschland	0	32,0	86,1	106,3
Österreich	0	2,7	5,4	9,0
Belgien	0	3,6	7,2	12,0
Tschechien	0	2,1	4,2	7,0
Dänemark (Ost)	0	0,7	1,3	2,2
Dänemark (West)	0	1,1	2,3	3,8
Frankreich	0	21,9	43,8	73,0
Italien	0	18,6	37,2	62,0
Luxemburg	0	0,3	0,6	1,0
Niederlande	0	4,2	8,4	14,0
Norwegen	0	1,8	3,6	6,0
Polen	0	7,5	15,0	25,0
Polen	0	3,6	7,2	12,0
Schweiz	0	2,1	4,2	7,0
Summe	0	102,2	226,5	340,3

Strom für Wasserstofferzeugung	2020	2030	2040	2050
Deutschland	0	4,9	30,4	111,1
Österreich	0	1,3	3,5	8,7
Belgien	0	1,9	5,2	13,1
Tschechien	0	1,3	3,5	8,7
Dänemark (Ost)	0	0,4	1,0	2,4
Dänemark (West)	0	0,6	1,6	4,1
Frankreich	0	12,1	32,3	80,7
Italien	0	10,5	27,9	69,8
Luxemburg	0	0,1	0,2	0,4
Niederlande	0	2,3	6,1	15,3
Norwegen	0	1,0	2,6	6,5
Polen	0	3,9	10,5	26,2
Polen	0	2,0	5,2	13,1
Schweiz	0	1,3	3,5	8,7
Summe	0	43,6	133,5	368,8

Strom für Wärmepumpen	2020	2030	2040	2050
Deutschland	9,53	37,6	64,7	69,3
Österreich	0,23	0,7	1,4	2,3
Belgien	0,54	1,6	3,2	5,4
Tschechien	0,25	0,7	1,5	2,5
Dänemark (Ost)	0,06	0,2	0,4	0,6
Dänemark (West)	0,10	0,3	0,6	1,0
Frankreich	2,25	6,8	13,5	22,5
Italien	1,07	3,2	6,4	10,7
Luxemburg	0,02	0,1	0,1	0,2
Niederlande	0,70	2,1	4,2	7,0
Norwegen	0,15	0,5	0,9	1,5
Polen	0,57	1,7	3,4	5,7
Polen	0,37	1,1	2,2	3,7
Schweiz	0,26	0,8	1,6	2,6
Summe	16,10	57,3	104,1	135,0

Strom für Elektroheizer	2020	2030	2040	2050
Deutschland	76,1	93,3	129,8	128,2
Österreich	0,2	0,6	1,2	2,0
Belgien	0,3	0,9	1,8	3,0
Tschechien	0,2	0,8	1,5	2,5
Dänemark (Ost)	0,0	0,1	0,2	0,4
Dänemark (West)	0,1	0,2	0,4	0,6
Frankreich	0,4	1,2	2,4	4,0
Italien	0,8	2,4	4,8	8,0
Luxemburg	0,0	0,0	0,1	0,1
Niederlande	0,5	1,3	2,7	4,5
Norwegen	0,1	0,1	0,2	0,4
Polen	0,5	1,4	2,7	4,5
Polen	0,3	0,9	1,8	3,0
Schweiz	0,2	0,5	0,9	1,5
Summe	79,6	103,7	150,5	162,7

Tabelle 12-4: Stromnachfragen im Szenario THG 95 in TWh/a

Konventioneller Strombedarf	2020	2030	2040	2050
Deutschland	427,7	401,1	372,1	344,4
Österreich	71,8	70,1	57,0	46,8
Belgien	91,0	87,1	75,6	67,4
Tschechien	67,0	69,8	54,1	40,9
Dänemark (Ost)	13,5	14,4	10,3	7,5
Dänemark (West)	22,8	24,2	17,3	12,6
Frankreich	485,7	466,2	392,2	379,5
Italien	325,4	330,5	298,8	283,5
Luxemburg	7,1	7,4	5,6	4,1
Niederlande	114,6	114,9	101,0	92,5
Norwegen	131,3	143,4	103,5	83,6
Polen	161,3	164,0	118,8	79,1
Polen	145,7	141,7	113,0	90,8
Schweiz	64,4	66,2	56,2	49,1
Summe	2129,4	2101,0	1775,3	1581,7

Strom für Elektromobilität	2020	2030	2040	2050
Deutschland	0	32,0	86,3	144,8
Österreich	0	2,7	5,4	12,3
Belgien	0	3,6	7,2	16,3
Tschechien	0	2,1	4,2	9,5
Dänemark (Ost)	0	0,7	1,3	3,1
Dänemark (West)	0	1,1	2,3	5,1
Frankreich	0	21,9	43,9	99,4
Italien	0	18,6	37,3	84,4
Luxemburg	0	0,3	0,6	1,4
Niederlande	0	4,2	8,4	19,1
Norwegen	0	1,8	3,6	8,2
Polen	0	7,5	15,0	34,0
Polen	0	3,6	7,2	16,3
Schweiz	0	2,1	4,2	9,5
Summe	0	102,2	226,9	463,3

Strom für Wasserstofferzeugung	2020	2030	2040	2050
Deutschland	0	16,5	103,2	423,2
Österreich	0	1,5	4,0	9,7
Belgien	0	2,2	6,1	14,5
Tschechien	0	1,5	4,0	9,7
Dänemark (Ost)	0	0,4	1,1	2,7
Dänemark (West)	0	0,7	1,9	4,6
Frankreich	0	13,5	37,3	89,6
Italien	0	11,7	32,3	77,4
Luxemburg	0	0,1	0,2	0,5
Niederlande	0	2,6	7,1	16,9
Norwegen	0	1,1	3,0	7,3
Polen	0	4,4	12,1	29,0
Polen	0	2,2	6,1	14,5
Schweiz	0	1,5	4,0	9,7
Summe	0	59,7	222,5	709,3

Strom für Wärmepumpen	2020	2030	2040	2050
Deutschland	9,53	41,3	69,6	69,9
Österreich	0,23	0,8	1,9	3,7
Belgien	0,54	2,0	4,4	8,6
Tschechien	0,25	0,9	2,0	3,9
Dänemark (Ost)	0,06	0,2	0,5	1,0
Dänemark (West)	0,10	0,4	0,8	1,6
Frankreich	2,25	8,1	18,2	35,9
Italien	1,07	3,9	8,7	17,1
Luxemburg	0,02	0,1	0,1	0,3
Niederlande	0,70	2,5	5,7	11,2
Norwegen	0,15	0,5	1,2	2,4
Polen	0,57	2,0	4,6	9,0
Polen	0,37	1,3	2,9	5,8
Schweiz	0,26	1,0	2,1	4,2
Summe	16,1	65,0	122,8	174,4

Strom für Elektroheizer	2020	2030	2040	2050
Deutschland	76,9	117,7	158,5	158,9
Österreich	0,2	0,62	1,46	3,1
Belgien	0,3	0,93	2,19	4,6
Tschechien	0,3	0,78	1,83	3,8
Dänemark (Ost)	0,04	0,12	0,27	0,6
Dänemark (West)	0,1	0,20	0,46	1,0
Frankreich	0,4	1,24	2,93	6,1
Italien	0,8	2,48	5,85	12,3
Luxemburg	0,0	0,03	0,07	0,2
Niederlande	0,5	1,40	3,29	6,9
Norwegen	0,04	0,12	0,29	0,6
Polen	0,4	1,40	3,29	6,9
Polen	0,3	0,93	2,19	4,6
Schweiz	0,2	0,47	1,10	2,3
Summe	80,4	128,4	183,7	211,9

12.7 Anhang 7: Techno-ökonomische Parameter

Die in den Tabellen dieses Abschnittes durch „/“ getrennte Werte geben die Annahmen für die Szenariojahre 2020, 2030, 2040 bzw. 2050 wieder. Wenn nur ein Wert angegeben ist, so ist dieser für alle Szenariojahre gleichbleibend.

Techno-ökonomische Parameter der KWK-Anlagen

Tabelle 12-5: Techno-ökonomische Parameter der KWK-Anlagen (Wärmenetzsysteme 1)

Parameter	Einheit	Gas-GuD-KWK	Steinkohle-KWK	Braunkohle-KWK	Festbio-masse-KWK
Investitionskosten	€/kW (el)	850	-	-	2000
Fixe Betriebskosten	% InvKosten	0%	-	-	0%
Variable Betriebskosten	€/MWh (el)	2,7	2,7	2,7	2
Laständerungskosten	€/MW (el)	0,5	2	2	1,5
Lebensdauer	a	25	40	40	25
Zinssatz	%	5%	-	-	%%
KWK-Wirkungsgrad (Nennlast)	%	84% / 86% / 87% / 88%	81% / 83% / 84% / 85%	81% / 83% / 84% / 85%	81% / 83% / 84% / 85%
Stromkennzahl	-	1,17 / 1,2 / 1,22 / 1,25	0,57 / 0,6 / 0,62 / 0,65	0,57 / 0,6 / 0,62 / 0,65	0,44 / 0,47 / 0,49 / 0,52
Stromverlustkennzahl	-	0,16 / 0,17 / 0,19 / 0,20	0,16 / 0,17 / 0,19 / 0,20	0,16 / 0,17 / 0,19 / 0,20	0,2
Anlagenverfügbarkeit	%	97,7%	94%	93,5%	95%

Tabelle 12-6: Techno-ökonomische Parameter der KWK-Anlagen (Wärmenetzsysteme 2)

Parameter	Einheit	Müllverbrennungs-KWK	Gasmotor-BHKW	Brennstoffzellen-KWK	Ölmotor-KWK
Investitionskosten	€/kW (el)	7000	656,2	850	644
Fixe Betriebskosten	% InvKosten	0%	0%	0%	0%
Variable Betriebskosten	€/MWh (el)	2,2	5	10	12,1
Laständerungskosten	€/MW (el)	2	1	1	1
Lebensdauer	a	20	20	20	20
Zinssatz	%	5%	5%	5%	5%
KWK-Wirkungsgrad (Nennlast)	%	61% / 63% / 64% / 65%	90%	85%	90%
Stromkennzahl	-	0,275 / 0,3 / 0,325 / 0,35	1	1,833	1,17
Stromverlustkennzahl	-	0,2	0	0	0
Anlagenverfügbarkeit	%	94%	98%	98%	98%

Tabelle 12-7: Techno-ökonomische Parameter der KWK-Anlagen (Industrie)

Parameter	Einheit	Ölmo- tor- BHKW	Gasturbi- nen-KWK	Stein- kohle- KWK	Braun- kohle- KWK	Festbio- masse- KWK
Investitionskosten	€/kW (el)	656	800	-	-	1900
Fixe Betriebskosten	% InvKosten	0%	0%	-	-	0%
Variable Betriebskosten	€/MWh (el)	5	2,7	2,7	2,7	2
Laständerungskosten	€/MW (el)	1	0,5	2	2	1,5
Lebensdauer	a	20	20	30	30	20
Zinssatz	%	5%	5%	-	-	5%
KWK-Wirkungsgrad (Nennlast)	%	90%	76%/78%/79%/80%	78%/80%/81%/82%	78%/80%/81%/82%	79%/81%/82%/83%
Stromkennzahl	-	1,08	0,62/0,60/ 0,67/0,70	0,42/0,45/ 0,47/0,50	0,42/0,45/ 0,47/0,50	0,37/0,40/ 0,425/0,45
Stromverlustkennzahl	-	0	0	0,2	0,2	0,2
Anlagenverfügbarkeit	%	98%	98%	94%	94%	95%

Tabelle 12-8: Techno-ökonomische Parameter der KWK-Anlagen (Einzelobjekte)

Parameter	Einheit	Mikro-Gas-BHKW
Investitionskosten	€/kW (el)	3000
Fixe Betriebskosten	% InvKosten	0%
Variable Betriebskosten	€/MWh (el)	2,5
Laständerungskosten	€/MW (el)	0,5
Lebensdauer	a	20
Zinssatz	%	3%
KWK-Wirkungsgrad (Nennlast)	%	90%
Stromkennzahl	-	0,475 / 0,5 / 0,525 / 0,55
Anlagenverfügbarkeit	%	9%

Techno-ökonomische Parameter der Spitzenkessel

Tabelle 12-9: Techno-ökonomische Parameter der Spitzenkessel (Wärmenetzsysteme 1)

Parameter	Einheit	Gas- GuD- KWK	Stein- kohle- KWK	Braun- kohle- KWK	Festbio- masse- KWK
Investitionskosten	€/kW (th)	60	60	60	65
Fixe Betriebskosten	% InvKosten	1%	1%	1%	2%
Variable Betriebskosten	€/MWh (th)	0	0	0	0
Lebensdauer	a	20	20	20	20
Zinssatz	%	5%	5%	5%	5%
Wirkungsgrad	%	90%	80%	80%	85%

Tabelle 12-10: Techno-ökonomische Parameter der Spitzenkessel (Wärmenetzsysteme 2)

Parameter	Einheit	Gasmotor-BHKW	Brennstoffzellen-KWK	Ölmotor-BHKW
Investitionskosten	€/kW (th)	75	75	60
Fixe Betriebskosten	% InvKosten	2%	2%	1%
Variable Betriebskosten	€/MWh (th)	0	0	0
Lebensdauer	a	20	20	20
Zinssatz	%	5%	5%	5%
Wirkungsgrad	%	90%	90%	80%

Tabelle 12-11: Techno-ökonomische Parameter der Spitzenkessel (Industrie)

Parameter	Einheit	Ölmotor-BHKW	Gasturbinen-KWK	Steinkohle-KWK	Braunkohle-KWK	Festbiomasse-KWK
Investitionskosten	€/kW (th)	60	65	60	60	75
Fixe Betriebskosten	% InvKosten	1%	1,3%	1%	1%	2%
Variable Betriebskosten	€/MWh (th)	0	0	0	0	0
Lebensdauer	a	20	20	20	20	20
Zinssatz	%	5%	5%	5%	5%	5%
Wirkungsgrad	%	80%	90%	80%	80%	85%

Tabelle 12-12: Techno-ökonomische Parameter der Gaskessel (Einzelobjekte)

Parameter	Einheit	Mikro-Gas-BHKW
Investitionskosten	€/kW (th)	100
Fixe Betriebskosten	% InvKosten	2%
Variable Betriebskosten	€/MWh (th)	0
Lebensdauer	a	20
Zinssatz	%	3%
Wirkungsgrad	%	90%

Techno-ökonomische Parameter der Elektrokessel

Tabelle 12-13: Techno-ökonomische Parameter der Elektrokessel (Wärmenetzsysteme)

Parameter	Einheit	Gas-GuD-KWK	Festbiomasse-KWK	Gasmotor-BHKW
Investitionskosten	€/kW (th)	60	60	75
Fixe Betriebskosten	% InvKosten	1,5%	1,5%	1,0%
Variable Betriebskosten	€/MWh (th)	0	0	0
Zinssatz	%	5%	5%	5%
Lebensdauer	a	20	20	20
Wirkungsgrad	%	99%	99%	99%

Tabelle 12-14: Techno-ökonomische Parameter der elektrischen Wärmeerzeugung in der Industrie

Parameter	Einheit	Elektrokessel	Großwärmepumpen
Investitionskosten	€/kW (th)	60	120
Fixe Betriebskosten	% InvKosten	1,5%	0,8%
Variable Betriebskosten	€/MWh (th)	0	0
Zinssatz	%	5%	5%
Lebensdauer	a	20	20
Wirkungsgrad	%	99%	99%

Tabelle 12-15: Techno-ökonomische Parameter der Elektrokessel (Einzelobjekte)

Parameter	Einheit	Luft-Wasser-WP	Sole-Wasser-WP
Investitionskosten	€/kW (th)	150	150
Fixe Betriebskosten	% InvKosten	0,5%	0,8%
Variable Betriebskosten	€/MWh (th)	0	0
Zinssatz	%	3%	3%
Lebensdauer	a	20	20
Wirkungsgrad	%	99%	99%

Techno-ökonomische Parameter der Wärmepumpen

Tabelle 12-16: Techno-ökonomische Parameter der Großwärmepumpen (Wärmenetzsysteme und Industrie)

Parameter	Einheit	Großwärmepumpen
Investitionskosten	€/kW (th)	660 / 590 / 560 / 530
Fixe Betriebskosten	% InvKosten	0,4%
Variable Betriebskosten	€/MWh (th)	1,8 / 1,7 / 1,7 / 1,6
Lebensdauer	a	25
Zinssatz	%	5%
Arbeitszahl, max (COP)	%	3,6 / 3,8 / 3,95 / 4,1

Tabelle 12-17: Techno-ökonomische Parameter der Gebäudewärmepumpen (Einzelobjekte)

Parameter	Einheit	Luft-Wasser-WP	Sole-Wasser-WP
Investitionskosten	€/kW (th)	1004 / 908 / 811 / 715	1414 / 1279 / 1143 / 1008
Fixe Betriebskosten	% InvKosten	3%	3%
Variable Betriebskosten	€/MWh (th)	0	0
Lebensdauer	a	20	20
Zinssatz	%	3%	3%
Arbeitszahl, max (COP)	%	4,4 / 4,6 / 4,7 / 4,9	3,6 / 3,8 / 4,9 / 4,2

Techno-ökonomische Parameter der Solarthermie

Tabelle 12-18: Techno-ökonomische Parameter der Solarthermie

Parameter	Einheit	Solarthermie Großanlage
Investitionskosten	€/kW (th)	344 / 310 / 283 / 260
Fixe Betriebskosten	% InvKosten	2%
Lebensdauer	a	30
Zinssatz	%	6%

Techno-ökonomische Parameter der Wärmespeicher

Tabelle 12-19: Techno-ökonomische Parameter der Wärmespeicher (Wärmenetzsysteme). Zur Zuordnung von KWK-Anlagen zu großen und kleinen Wärmenetzen siehe Abbildung 4-3.

Parameter	Einheit	Kleine Wärmenetze	Große Wärmenetze
Investitionskosten Speicher	€/kW (th)	11 / 10 / 10 / 9	10 / 9 / 8 / 8
Fixe Betriebskosten	% InvKosten	0,7%	0,7%
Lebensdauer Speicher	a	40	40
Zinssatz	%	5%	5%

Tabelle 12-20: Techno-ökonomische Parameter der Wärmespeicher (Industrie)

Parameter	Einheit	Festbiomasse-KWK	Elektrokessel	Großwärmepumpen
Investitionskosten Speicher	€/kW (th)	43 / 40 / 37 / 34	43 / 40 / 37 / 34	33 / 31 / 29 / 27
Fixe Betriebskosten	% InvKosten	0,7%	0,7%	0,7%
Lebensdauer Speicher	a	40	40	40
Zinssatz	%	5%	5%	5%

Tabelle 12-21: Techno-ökonomische Parameter der Wärmespeicher (Einzelobjekte)

Parameter	Einheit	Mikro-Gas-BHKW	Wärmepumpen	Gasdruckregelanlagen
Investitionskosten Speicher	€/kW (th)	24/22/ 21/19	40/37/ 35/32	11/10/ 10/9
Fixe Betriebskosten	% InvKosten	0,7%	0,7%	0,7%
Lebensdauer Speicher	a	40	40	40
Zinssatz	%	3%	3%	5%

Techno-ökonomische Parameter der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen

Tabelle 12-22: Techno-ökonomische Parameter der solaren Stromerzeugung

Parameter	Einheit	CSP Kraftwerksblock	CSP Wärmespeicher	CSP Solarfeld	Photovoltaik
Investitionskosten	€/kW (el)	980	38 / 38 / 29 / 19	399/399/ 320/192	903/717/ 593/518
Fixe Betriebskosten	% InvKosten		2,5%		1,7% / 1,7% / 1,9% / 2%
Variable Betriebskosten	€/MWh (el)		2,22		0
Lebensdauer	a	40	25	25	25
Zinssatz	%		5%		2%
Wirkungsgrad	%	37%	95%	-	-
Anlagenverfügbarkeit	%		95%		-
Anlaufzeit	%/5min	25%	-	-	98%
Gesicherte Leistung	%	90%	-	-	0%
Speichergröße	h	-	18	-	-

Tabelle 12-23: Techno-ökonomische Parameter der Windanlagen und Wasserkraftwerke

Parameter	Einheit	Speicher- wasserkraft	Laufwas- serkraft	Wind auf See	Wind an Land
Investitionskosten	€/kW (el)	-	4000	2550 / 2250 / 1900 / 1800	1368 / 1300 / 1236 / 1173
Fixe Betriebskosten	% InvKosten	-	2,5%	1,7% / 1,7% / 1,9% / 2,0%	3,0% / 2,5% / 2,3% / 2,2%
Variable Betriebskosten	€/MWh (el)	3	0	0,02	0,01
Lebensdauer	a	60	60	25	25
Zinssatz	%	-	5%	2%	2,5%
Wirkungsgrad	%	90%	-	-	-
Anlagenverfügbarkeit	%	95%	100%	94%	98%

Tabelle 12-24: Techno-ökonomische Parameter der Biomassekraftwerke

Parameter	Einheit	Biomasse (fest)
Investitionskosten	€/kW (el)	2241 / 2203 / 2176 / 2149
Fixe Betriebskosten	% InvKosten	5%
Variable Betriebskosten	€/MWh (el)	2
Laständerungskosten	€/MW (el)	1
Lebensdauer	a	20
Wirkungsgrad (Nennlast)	%	29% / 30% / 30% / 31%
Anlagenverfügbarkeit	%	99%

Techno-ökonomische Parameter konventionelle Kraftwerke

Tabelle 12-25: Techno-ökonomische Parameter konventioneller Kraftwerke

Parameter	Einheit	GuD	Gasturbinen	Stein- kohle	Braun- kohle	Kern- kraft	Öltur- bine
Investitionskosten	€/kW (el)	850	437	-	-	-	-
Fixe Betriebskosten	% InvKosten	4%	4%	-	-	-	-
Variable Betriebskosten	€/MWh (el)	2	1,1	1,8	2,4	4,4	1,1
Laständerungskosten	€/MW (el)	1,71	0,19	2,42	4,24	2,35	0,19
Lebensdauer	a	30	30	40	40	60	30
Zinssatz	%	5,2%	5,2%	-	-	-	-
Wirkungsgrad	%	60% / 62% / 62% / 62%	44% / 46% / 47% / 47%	47%	50,1%	63%	46,5%
Anlagenverfügbarkeit	%	96%	95%	90%	91%	94%	95%

12.8 Anhang 8: Annahmen zu Bestandsanlagen Strom, Wärme, Gas

Tabelle 12-26: Installierte EE-Leistungen in MW

Modellregionen	Laufwasser	PV	Wind auf See	Wind an Land	Speicherwasser	Biomasse
Baden-Württemberg	852	6174	0	5492	17	0
Bayern	1857	7515	0	8964	444	0
Berlin_Brandenb_SachsenAnh	37	7493	0	6296	2	0
Bremen_Niedersachsen	79	6383	3912	6470	3	0
Hamburg	0	755	0	56	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	4	1823	1395	3352	0	0
Nordrhein-Westfalen	192	9708	0	3151	22	0
Saarland_RheinIPfalz_Hessen	332	6623	0	4907	26	0
Schleswig-Holstein	6	2088	1693	4084	0	0
Thüringen_Sachsen	286	5650	0	4783	14	0
Österreich	3726	2000	0	3880	3050	630
Belgien_Luxemburg	83	4170	877	4171	13	1710
Tschechien	96	2560	0	580	264	900
Dänemark-Ost	0	638	630	1057	0	1841
Dänemark-West	0	202	946	3407	0	1841
Frankreich	6097	8440	0	13900	11647	1400
Italien	2662	24190	0	13400	1966	7240
Niederlande	0	5100	1118	5820	0	5030
Norwegen	4668	0	0	2080	28212	0
Polen	24	500	0	6450	326	7184
Schweden	2047	0	224	7616	13183	4790
Schweiz	5161	1750	0	120	11730	380

Tabelle 12-27: Installierte Pumpspeicherkraftwerke

Modellregionen	Lade-/Entladekapazität in MW				Speicherkapazität in GWh			
	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Baden-Württemberg	1876	1898	2074	2188	10,967	11,102	12,131	12,795
Bayern	394	398	435	459	2,304	2,332	2,548	2,687
Berlin_Brandenb_SachsenAnh	80	80	88	93	0,468	0,473	0,517	0,545
Bremen-Niedersachsen	220	222	243	256	1,286	1,302	1,422	1,5
Nordrhein-Westfalen	315	318	348	367	1,842	1,865	2,037	2,149
Saarland_RheinIPfalz_Hessen	787	796	870	918	4,602	4,658	5,09	5,368
Schleswig-Holstein	120	121	132	140	0,702	0,71	0,776	0,818
Thüringen_Sachsen	2694	2726	2979	3142	15,75	15,944	17,422	18,375
Österreich	4236	5086	5937	6788	62,716	75,312	87,908	100,504
Belgien_Luxemburg	2604	2604	2604	2604	11,062	11,062	11,062	11,062
Tschechien	1168	1167	1167	1167	5,968	5,967	5,967	5,967
Frankreich	6147	6583	7020	8488	38,486	41,221	43,956	53,142
Italien	7940	9380	10820	12261	80,551	95,162	109,774	124,385
Norwegen	1093	4374	7655	10936	387,341	1550,072	2712,804	3875,535
Polen	1800	1923	2047	2397	7,681	8,209	8,737	10,229
Schweden	417	417	417	417	835,39	835,39	835,39	835,39
Schweiz	2883	2883	2883	2883	108,333	108,333	108,333	108,333

Tabelle 12-28: Installierte Geothermieranlagen in MW (el)

Modellregionen	2030	2040	2050
Baden-Württemberg	143	255	343
Bayern	186	332	447
Berlin_Brandenb_SachsenAnh	100	178	240
Bremen-Niedersachsen	146	261	351
Hamburg	4	8	11
Mecklenburg-Vorpommern	100	179	240
Nordrhein-Westfalen	117	209	281
Saarland_RheinIPfalz_Hessen	88	159	214
Schleswig-Holstein	38	67	90
Thüringen_Sachsen	77	138	184

Tabelle 12-29: Installierte konventionelle Kraftwerke in MW (el) (1)

Modellregionen	GuD		Gasturbinen		Ölturbinen		Steinkohle		
	2020	2030	2020	2030	2020	2030	2020	2030	2040
Baden-Württemberg	142	71	111	56	110	55	906	467	0
Bayern	47	24	1604	802	240	120	55	29	0
Berlin_Brandenb_SachsenAnh	98	50	667	333	65	33	54	28	0
Bremen-Niedersachsen	127	64	951	476	26	13	4155	2142	0
Hamburg	16	0	15	0	22	11	1947	1003	0
Mecklenburg-Vorpommern	62	31	0	0	0	0	11	0	0
Nordrhein-Westfalen	196	98	968	484	93	46	11895	6132	0
Saarland_RheinIPfalz_Hessen	56	28	175	87	0	0	1507	777	0
Schleswig-Holstein	0	0	504	252	56	28	138	71	0
Thüringen_Sachsen	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Österreich	5119	2560	0	0	196	196	598	0	0
Belgien_Luxemburg	4944	2473	831	415	0	0	0	0	0
Tschechien	1288	644	322	161	0	0	1500	310	0
Dänemark-Ost	661	330	0	0	274	274	440	153	0
Dänemark-West	1111	556	0	0	461	461	739	257	0
Frankreich	5627	2814	1324	662	2905	819	2900	1740	1600
Italien	28999	14499	6214	3107	1386	1386	7056	5667	4000
Niederlande	10090	5045	1682	841	0	0	0	0	0
Norwegen	283	142	142	71	0	0	0	0	0
Polen	1529	764	382	191	0	0	6159	5389	3200
Schweden	0	0	0	0	660	660	0	0	0
Schweiz	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle 12-30: Installierte konventionelle Kraftwerke in MW (el) (2)

Modellregionen	Kernkraft				Braunkohle			Biomasse (fest)	
	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2020	2030
Baden-Württemberg	2011	0	0	0	0	0	0	0	0
Bayern	3885	0	0	0	0	0	0	0	0
Berlin_Brandenb_SachsenAnh	0	0	0	0	761	182	0	0	0
Bremen-Niedersachsen	1992	0	0	0	413	99	0	0	0
Hamburg	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nordrhein-Westfalen	0	0	0	0	13648	3267	0	0	0
Saarland_RheinIPfalz_Hessen	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Schleswig-Holstein	1042	0	0	0	137	33	0	0	0
Thüringen_Sachsen	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Österreich	0	0	0	0	990	990	0	630	315
Belgien_Luxemburg	5060	0	0	0	3290	3290	0	1710	855
Tschechien	4000	1880	1880	1880	6908	4424	2400	900	450
Dänemark-Ost	0	0	0	0	0	0	0	1841	920
Dänemark-West	0	0	0	0	0	0	0	1841	920
Frankreich	63020	37646	36800	14400	5500	5400	0	1400	700
Italien	0	0	0	0	11350	10160	0	7240	3620
Niederlande	482	482	0	0	5230	5080	0	5030	2515
Norwegen	0	0	0	0	0	0	0	7184	3592
Polen	0	0	1600	1600	18326	16431	4000	4790	2395
Schweden	7031	7142	4800	0	1020	0	0	380	190
Schweiz	2845	1145	0	0	520	520	0	630	315

Tabelle 12-31: Installierte KWK-Anlagen in 2020 in MW (el)

Modellregionen	Gas- mo- tor- BHK W (WN)	Festbi- o- masse- KWK (WN)	Stein- kohle -KWK (WN)	Brau- nkohl e- KWK (WN)	Mikro- Gas- BHK W	Festbi- o- masse- KWK (Ind.)	Gastur- binen- KWK (Ind.)	Stein- kohle -KWK (Ind.)	Brau- nkohl e- KWK (Ind.)	Ölmo- tor- BHKW (Ind.)
Baden-Württemberg	519	269	602	0	1947	152	875	16	0	81
Bayern	533	379	109	0	1592	214	875	0	0	81
Berlin_Brandenb_Sach- senAnh	562	170	103	402	960	96	265	0	148	24
Bremen-Niedersachsen	431	256	46	0	1055	145	427	241	0	39
Hamburg	106	26	55	0	186	14	73	0	0	7
Mecklenburg-Vorpommern	188	36	65	0	231	20	48	0	0	4
Nordrhein-Westfalen	913	377	518	0	1015	213	962	93	58	89
Saar- land_RheinIPfalz_Hessen	533	256	417	0	1495	145	591	108	0	54
Schleswig-Holstein	209	83	45	0	517	47	101	0	0	9
Thüringen_Sachsen	855	275	0	338	481	155	334	0	0	31

Tabelle 12-32: Installierte Wechselstromleitungskapazitäten in GW

Modellregionen	2020	2030
Frankreich__Italien	4,35	4,35
Italien__Schweiz	6,24	6,24
Baden-Württemberg__Bayern	4,8	8,8
Baden-Württemberg__Saarland_RheinlPfalz_Hessen	4,1	7,1
Baden-Württemberg__Österreich	1,7	2,7
Baden-Württemberg__Frankreich	1,9	3,7
Baden-Württemberg__Schweiz	4,7	4,7
Bayern__Saarland_RheinlPfalz_Hessen	2,2	4,2
Bayern__Thüringen_Sachsen	4,752	5,752
Bayern__Österreich	3,3	4,8
Bayern__Tschechien	1,25	1,3
Berlin_Brandenb_SachsenAnh__Mecklenburg-Vorpommern	5,2	5,2
Berlin_Brandenb_SachsenAnh__Thüringen_Sachsen	8,24	9,24
Berlin_Brandenb_SachsenAnh__Polen	1,5	1,5
Bremen-Niedersachsen__Berlin_Brandenb_SachsenAnh	2,389	3,389
Bremen-Niedersachsen__Nordrhein-Westfalen	3,2	5,2
Bremen-Niedersachsen__Schleswig-Holstein	4,6	5,6
Bremen-Niedersachsen__Niederlande	2,5	2,5
Hamburg__Bremen-Niedersachsen	3,966	3,966
Hamburg__Schleswig-Holstein	1,792	1,792
Mecklenburg-Vorpommern__Schleswig-Holstein	0,15	0,15
Nordrhein-Westfalen__Belgien_Luxemburg	1	1
Nordrhein-Westfalen__Niederlande	1,95	2,5
Saarland_RheinlPfalz_Hessen__Bremen-Niedersachsen	5,4	5,4
Saarland_RheinlPfalz_Hessen__Nordrhein-Westfalen	9,2	10,2
Saarland_RheinlPfalz_Hessen__Thüringen_Sachsen	1,272	2,272
Saarland_RheinlPfalz_Hessen__Belgien_Luxemburg	2,3	2,3
Saarland_RheinlPfalz_Hessen__Frankreich	1,1	1,1
Schleswig-Holstein__Dänemark-West	3	3
Thüringen_Sachsen__Tschechien	1,25	1,3
Thüringen_Sachsen__Polen	1,5	1,5
Österreich__Tschechien	1,2	1,2
Österreich__Italien	0,555	1,655
Österreich__Schweiz	1,7	1,7
Belgien_Luxemburg__Frankreich	4,68	4,68
Belgien_Luxemburg__Niederlande	2,4	2,4
Tschechien__Polen	0,6	0,6
Dänemark-Ost__Schweden	1,7	1,7
Frankreich__Belgien_Luxemburg	4,68	4,68
Frankreich__Schweiz	3,7	3,7
Norwegen__Schweden	3,995	3,995

Tabelle 12-33: Installierte Gleichstromleitungskapazitäten in GW

Modellregionen	2020	2030
Dänemark-West__Niederlande	0,7	0,7
Dänemark-West__Norwegen	1,64	1,64
Dänemark-Ost__Polen	0	0
Dänemark-West__Schweden	1,7	1,7
Frankreich__Italien	0,6	0,6
Italien__Schweiz	1	1
Niederlande__Norwegen	0,7	0,7
Polen__Schweden	0,6	0,6
Nordrhein-Westfalen__Bremen_Niedersachsen	0	2
Nordrhein-Westfalen__Belgien_Luxemburg	1	1
Schleswig-Holstein__Bayern	0	2
Schleswig-Holstein__Norwegen	1,4	1,4
Schleswig-Holstein__Schweden	0,6	0,6
Mecklenburg-Vorpommern__Dänemark-Ost	1	1
Mecklenburg-Vorpommern__Schweden	0	0,7
Berlin_Brandenb_SachsenAnh __Bayern	0	4

12.9 Anhang 9: Ergänzende Ergebnisse REMix

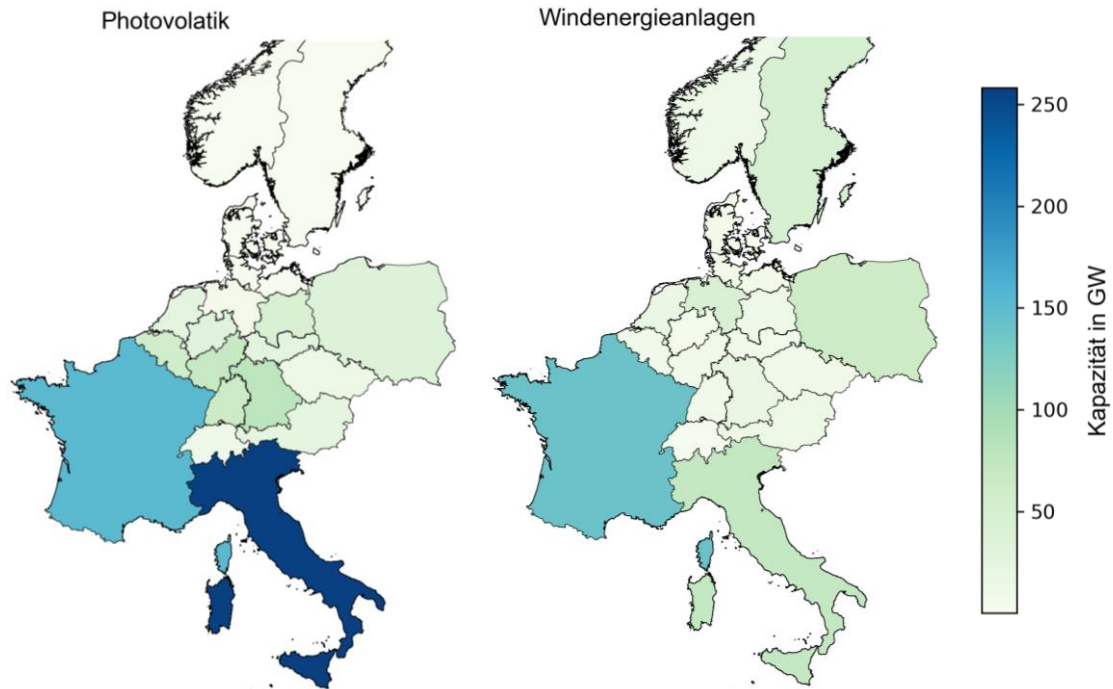


Abbildung 12-9: Kapazität an Photovoltaik- (links) und Windenergieanlagen (rechts) im Szenario THG95/2050.

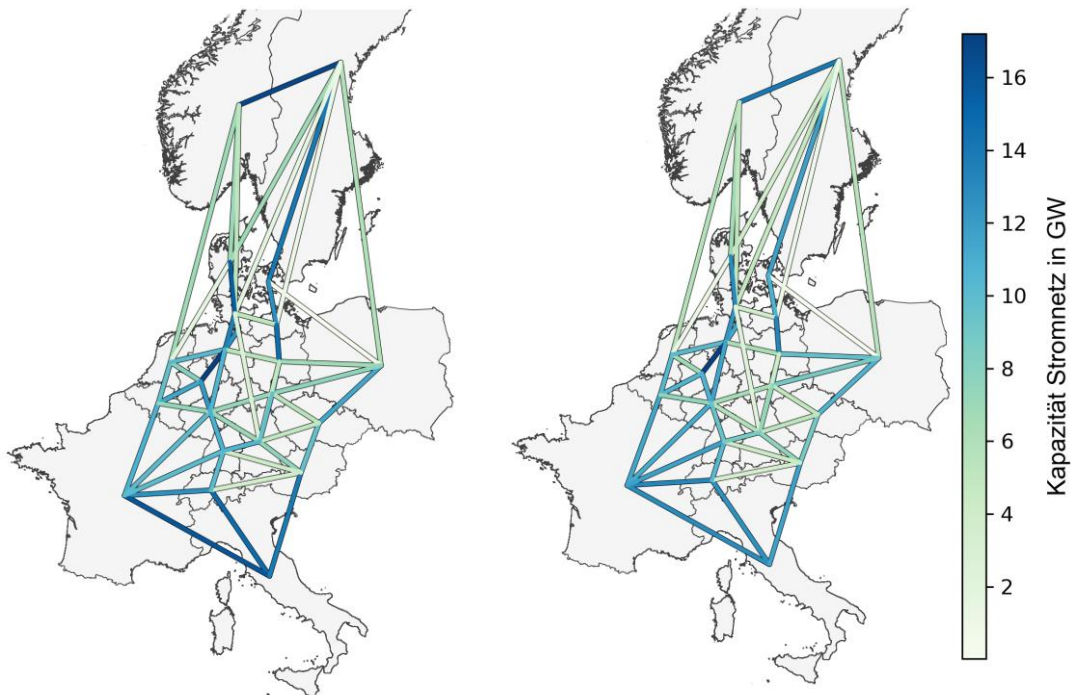


Abbildung 12-10: Kapazität Stromnetz THG80/2050 (links) und THG95/2050 (rechts)

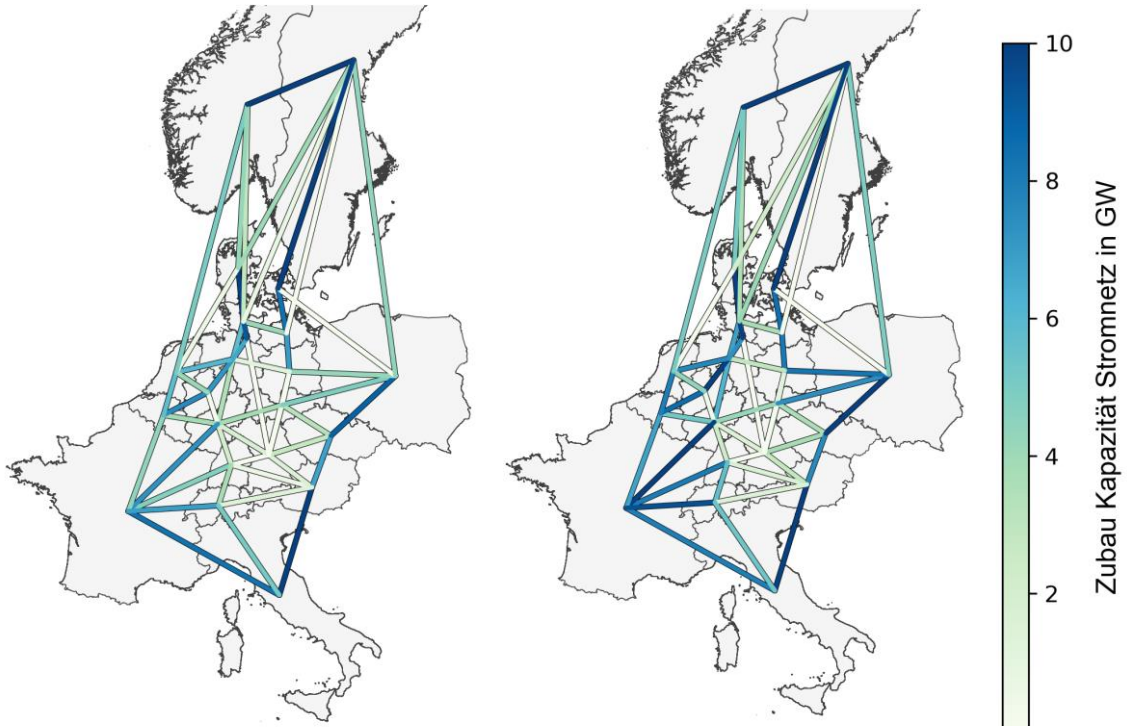


Abbildung 12-11: Zubau Stromnetz THG95/2050

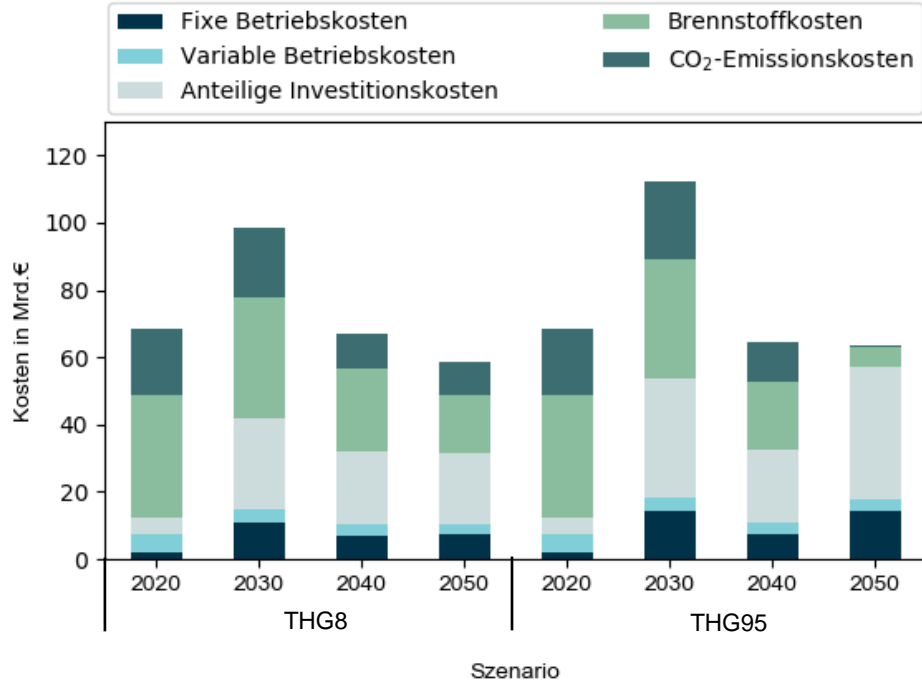


Abbildung 12-12: Kostengliederung nach Komponenten für Europa im Szenariovergleich

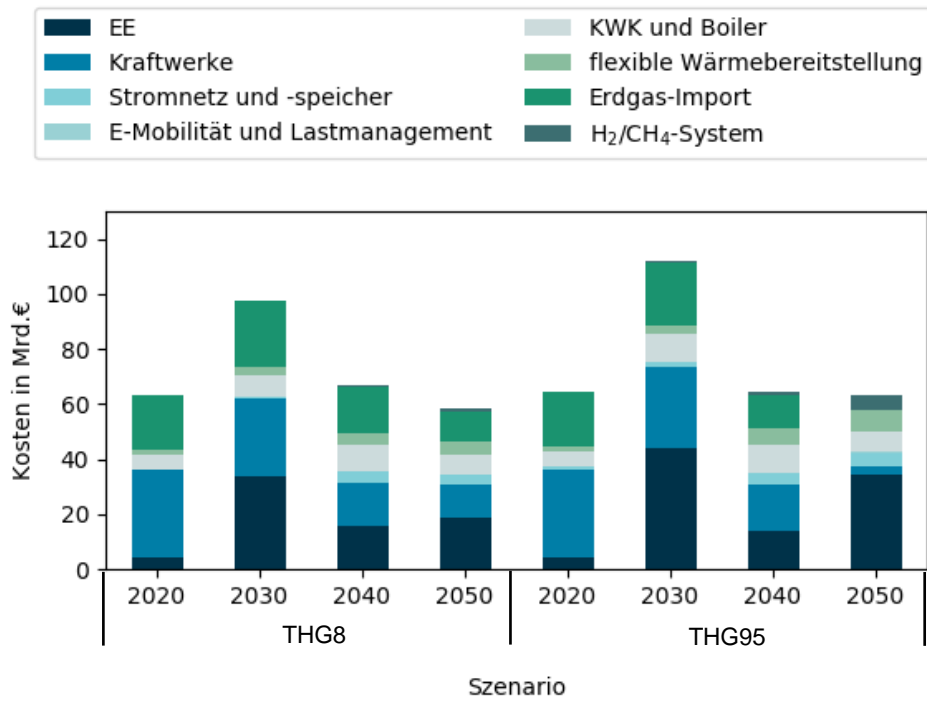


Abbildung 12-13: Kostengliederung nach Technologien für Europa im Szenariovergleich

12.10 Anhang 10: Ergebnisse der Einzelsystemanalyse (THG95 Szenario, Wärmebereich)

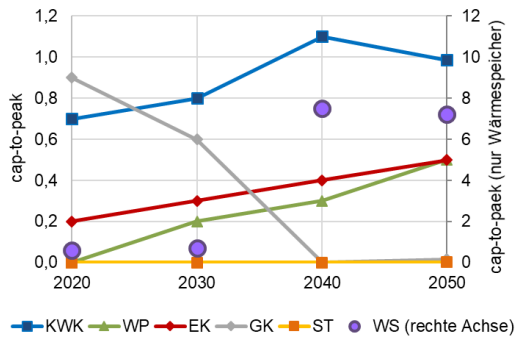


Abbildung 12-14: gesamtwirtschaftliche Optimierung: cap-to-peak Verhältnis der Wärmeerzeuger im Szenario THG95

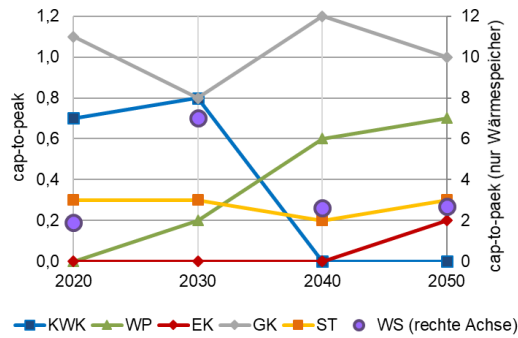


Abbildung 12-15: betriebswirtschaftliche Optimierung: cap-to-peak Verhältnis der Wärmeerzeuger im Szenario THG95-

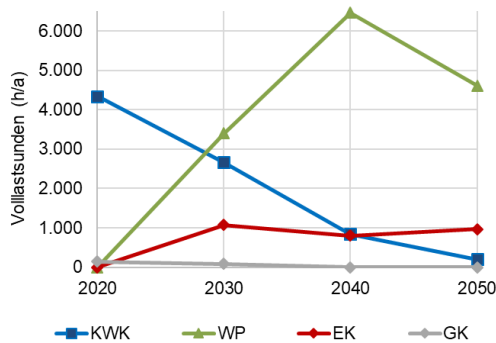


Abbildung 12-16: gesamtwirtschaftliche Optimierung: Volllaststunden der Wärmeerzeuger im Szenario THG95-

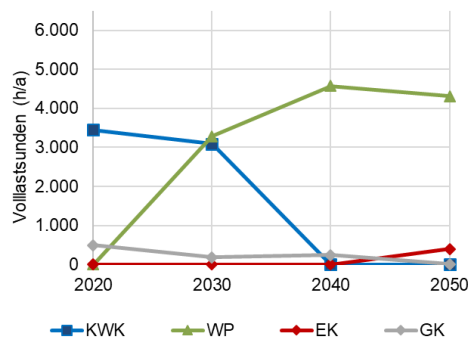


Abbildung 12-17: betriebswirtschaftliche Optimierung: Volllaststunden der Wärmeerzeuger im Szenario THG95-

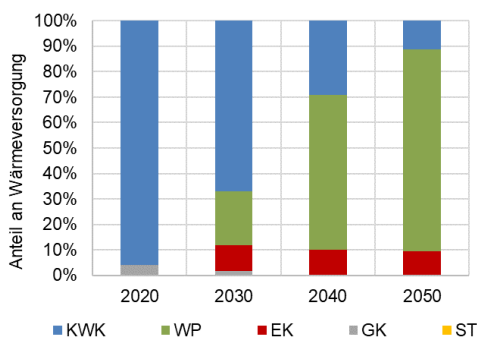


Abbildung 12-18: gesamtwirtschaftliche Optimierung: Anteile an der Wärmeversorgung im Szenario THG95-

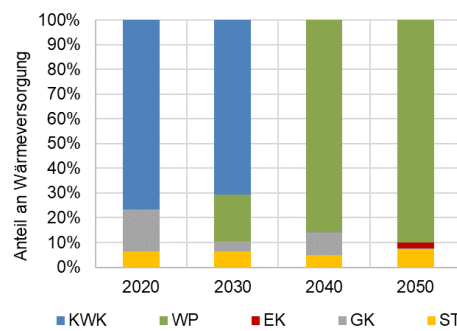


Abbildung 12-19: betriebswirtschaftliche Optimierung: Anteile an der Wärmeversorgung im Szenario THG95-

12.11 Anhang 11: Ergebnisse der Wärmesystemanalyse für eine alternative Region

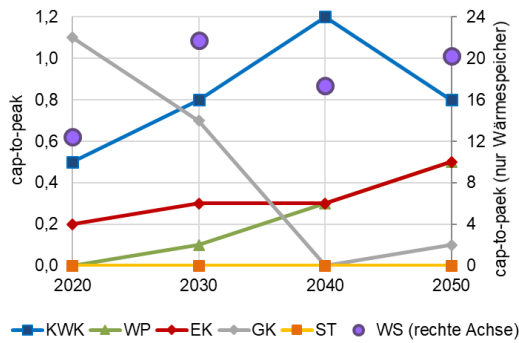


Abbildung 12-20: gesamtwirtschaftliche Optimierung: cap-to-peak Verhältnis der Wärmeerzeuger im THG95-Szenario, Hamburg

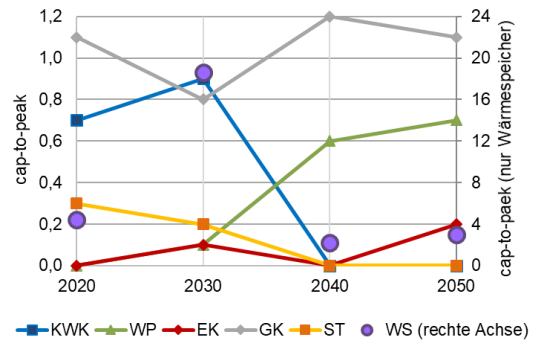


Abbildung 12-21: betriebswirtschaftliche Optimierung: cap-to-peak Verhältnis der Wärmeerzeuger im THG95-Szenario, Hamburg

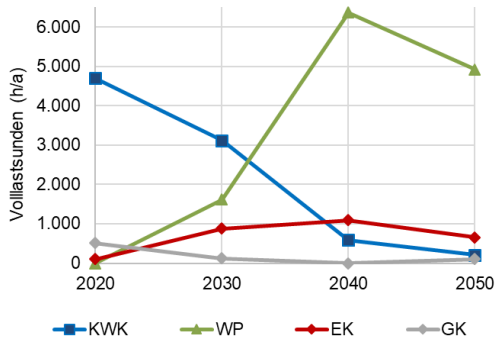


Abbildung 12-22: gesamtwirtschaftliche Optimierung: Volllaststunden der Wärmeerzeuger im THG95-Szenario, Hamburg

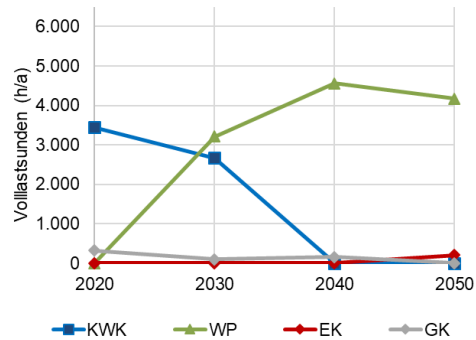


Abbildung 12-23: betriebswirtschaftliche Optimierung: Volllaststunden der Wärmeerzeuger im THG95-Szenario, Hamburg

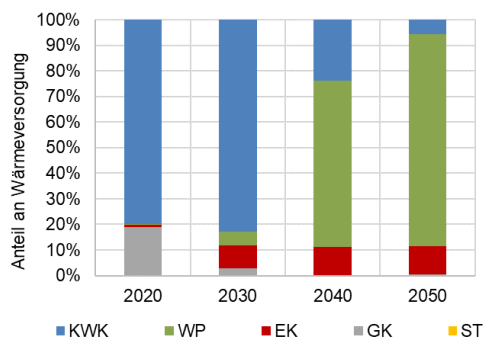


Abbildung 12-24: gesamtwirtschaftliche Optimierung: Anteile an der Wärmeversorgung im THG95-Szenario, Hamburg

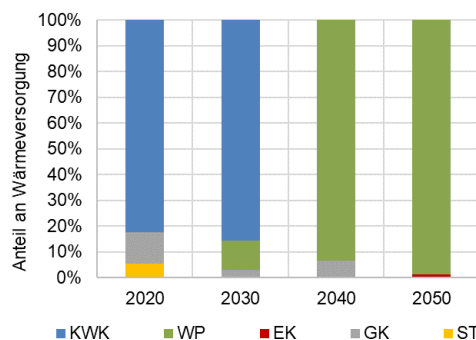


Abbildung 12-25: betriebswirtschaftliche Optimierung: Anteile an der Wärmeversorgung im THG95-Szenario, Hamburg