



Fraunhofer
IWES

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR WINDENERGIE UND ENERGIESYSTEMTECHNIK IWES

Mareike Jentsch

Potenziale von Power-to-Gas Energiespeichern

Modellbasierte Analyse des markt- und netzseitigen
Einsatzes im zukünftigen Stromversorgungssystem

Fraunhofer-Institut für
Windenergie und Energiesystemtechnik IWES

Mareike Jentsch

Potenziale von Power-to-Gas Energiespeichern

Modellbasierte Analyse des markt- und netzseitigen
Einsatzes im zukünftigen Stromversorgungssystem

FRAUNHOFER VERLAG

Kontaktadresse:

Fraunhofer-Institut für
Windenergie und Energiesystemtechnik IWES
Königstor 59
34119 Kassel
Telefon +49 (0)561 7294-0
Telefax +49 (0)561 7294-100
E-Mail info@iwes.fraunhofer.de
URL www.iwes.fraunhofer.de

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.
ISBN (Print): 978-3-8396-0865-4

D 34

Zugl.: Kassel, Univ., Diss., 2014

Druck: Mediendienstleistungen des
Fraunhofer-Informationszentrum Raum und Bau IRB, Stuttgart

Für den Druck des Buches wurde chlor- und säurefreies Papier verwendet.

© by **FRAUNHOFER VERLAG**, 2015

Fraunhofer-Informationszentrum Raum und Bau IRB
Postfach 80 04 69, 70504 Stuttgart
Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart
Telefon 07 11 9 70-25 00
Telefax 07 11 9 70-25 08
E-Mail verlag@fraunhofer.de
URL <http://verlag.fraunhofer.de>

Alle Rechte vorbehalten

Dieses Werk ist einschließlich aller seiner Teile urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die über die engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes hinausgeht, ist ohne schriftliche Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen sowie die Speicherung in elektronischen Systemen.

Die Wiedergabe von Warenbezeichnungen und Handelsnamen in diesem Buch berechtigt nicht zu der Annahme, dass solche Bezeichnungen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und deshalb von jedermann benutzt werden dürften. Soweit in diesem Werk direkt oder indirekt auf Gesetze, Vorschriften oder Richtlinien (z.B. DIN, VDI) Bezug genommen oder aus ihnen zitiert worden ist, kann der Verlag keine Gewähr für Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität übernehmen.

Potenziale von Power-to-Gas Energiespeichern

Modellbasierte Analyse des markt- und netzseitigen Einsatzes

im zukünftigen Stromversorgungssystem

Dissertation

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktorin der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)

Vorgelegt im Fachbereich Elektrotechnik/Informatik

der Universität Kassel

Von

Mareike Jentsch

Erster Gutachter: Prof. Dr. rer. nat. Clemens Hoffmann, Universität Kassel

Zweiter Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner, OTH Regensburg

Tag der mündlichen Prüfung: 28. Oktober 2014

Vorwort

Diese Dissertation entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftliche Mitarbeiterin am Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) in Kassel. Insbesondere meine Arbeiten für das Verbundprojekt „Power-to-Gas - Errichtung und Betrieb einer Forschungsanlage zur Speicherung von erneuerbarem Strom als erneuerbares Methan im 250 kW_{el}-Maßstab“ (FKZ 032527), welches durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert wurde, gaben mir die Chance, umfassende Simulationsrechnungen und Analysen zur Bewertung der Power-to-Gas-Technologie durchzuführen.

Danken möchte ich Prof. Dr. rer. nat. Clemens Hoffmann, der mir die Möglichkeit und die Freiheit gegeben hat, diese Arbeit entsprechend meiner Vorstellungen anzufertigen und ihre Entstehung mit zahlreichen konstruktiven Diskussionen unterstützt hat. Hierfür sowie für das mir stets entgegengebrachte Vertrauen und die Möglichkeit zur fachlichen wie auch persönlichen Weiterentwicklung bedanke ich mich sehr herzlich.

Mein Dank gilt ebenso Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner in dessen Zusammenarbeit, damals als mein Gruppenleiter am Fraunhofer IWES, die Idee für diese Dissertation entstand und der die Arbeit durch wertvolle Anregungen bereichert und schließlich mit Freude das zweite Gutachten übernommen hat.

Ein weiterer Dank gilt meinen heutigen und ehemaligen Kollegen/Kolleginnen und Vorgesetzten am Fraunhofer IWES für die freundschaftliche Zusammenarbeit, den fachlichen Austausch sowie die Modelle und Vorarbeiten auf die ich aufbauen konnte. Ihr habt in vielfältiger Form zum Fortgang und Gelingen der Arbeit beigetragen. Weiterhin danke ich den Kollegen am ZSW und bei ETOGAS, die sich im Rahmen des Power-to-Gas-Projektes kritisch mit meinen Analysen auseinandergesetzt und mir so regelmäßig hilfreiche Denkanstöße für meine Arbeit gegeben haben.

Ein ganz besonderer Dank gilt Tobias Trost, der mir nicht nur als mein Kollege stets mit fachlichen Hinweisen und unzählbaren Korrekturlesestunden zur Seite stand, sondern mich in den vergangenen beiden Jahren auch privat durch alle Höhen und Tiefen des Doktorarbeitschreibens begleitet hat sowie meinen Eltern, die mich immer tatkräftig unterstützt haben.

Kurzfassung

Vor dem Hintergrund des fortschreitenden Klimawandels hat sich Deutschland das Ziel gesetzt, seine Treibhausgasemissionen bis 2050 um mindestens 80% gegenüber 1990 zu reduzieren. Die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien (EE) an der Stromversorgung auf ebenfalls mindestens 80% stellt eine wesentliche Maßnahme zur Erreichung dieses Zieles dar. Die Stromerzeugung aus den in Deutschland potenzialreichsten erneuerbaren Energiequellen, Solar- und Windenergie, weist jedoch starke zeitliche Fluktuationen auf, sodass Energiespeicher, die eine zeitliche Entkopplung von Stromnachfrage und -erzeugung ermöglichen, zunehmend relevant werden. Darüber hinaus befinden sich große erneuerbare Stromerzeugungspotenziale räumlich entfernt von den heutigen Lastzentren, weshalb die Transformation des Energiesystems erhöhte räumliche Ausgleichsmöglichkeiten erfordert. In diesem Kontext wird im Rahmen dieser Dissertation die potenzielle Rolle von Power-to-Gas (PtG)-Energiespeichern im erneuerbaren Stromversorgungssystem analysiert. Die PtG-Technologie ermöglicht die Nutzung von lang anhaltenden Stromüberschüssen zur Herstellung von Speichergasen (Wasserstoff oder Methan), welche in die vorhandene Erdgasinfrastruktur eingespeist werden können. Hierdurch werden große Speichervolumina, die eine Langzeitspeicherung ermöglichen, sowie zusätzliche Transportkapazitäten erschlossen.

Für die Ermittlung eines systemoptimalen Anwendungsbereichs der PtG-Technologie im Stromsektor wird eine Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung zur Abbildung des räumlich und zeitlich optimierten Einsatzes von zukünftigen PtG-Energiespeichern weiterentwickelt und angewendet. Hierauf aufbauend werden Kosten und Nutzen für den Aufbau und Betrieb von PtG-Anlagen bilanziert und für verschiedene Konstellationen Nutzen-Kosten-Kurven hergeleitet. Für das analysierte 85%-EE-Stromversorgungsszenario ergibt sich eine Nutzen-Kosten-optimierte PtG-Leistung zwischen 6 und 16 GW. In der Bandbreite des Ergebnisses spiegeln sich verschiedene Einflussfaktoren, insbesondere die Durchdringung des Energiesystems mit der zusätzlichen Ausgleichsoption Power-to-Heat, wider. Bei weiter zunehmendem EE-Ausbau und der Betrachtung von PtG als Klimaschutzoption in allen Sektoren (Strom, Verkehr, Wärme, Industrie) steigt die Nachfrage nach erneuerbaren chemischen Energieträgern gegenüber dem analysierten 85%-EE-Stromversorgungsszenario deutlich an.

Um weiterhin Aussagen zur Bedeutung eines netzseitigen Betriebs von PtG-Anlagen treffen zu können, wird das deutsch Höchstspannungsnetz in Form eines Regionen-Netzmodells bei der Optimierung des Anlageneinsatz berücksichtigt. Die Modellrechnungen legen nahe, die flexiblen Einspeichereinheiten netzseitig optimiert zu verteilen, da nur dann eine vollständige Nutzung der markt- und netzseitigen Stromüberschüsse möglich ist.

Neben den Analysen aus Sicht des Gesamtsystems wird ebenfalls die Perspektive für einen kostendeckenden Anlagenbetrieb unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten untersucht. Anhand der Berechnung von Methangestehungskosten auf Basis der PtG-Einsatzcharakteristik in den Systemsimulationen wird aufgezeigt, dass unter günstigen Rahmenbedingungen ein kostendeckender Betrieb für eine kumulierte Einspeicherleistung in der systemoptimalen Größenordnung möglich ist.

Insgesamt zeigen die Analysen, dass sowohl aus Systemsicht als auch aus Sicht eines PtG-Anlagenbetreibers die Perspektive für einen gewinnbringenden Einsatz von PtG-Anlagen besteht. Allerdings wird ebenso deutlich, dass die Technologie hierfür noch eine deutliche Kostenreduktion erzielen muss und insbesondere in der Erprobungs- und Einführungsphase auf zusätzliche unterstützende Maßnahmen angewiesen ist. Weiterhin wird ersichtlich, dass die rechtlichen Rahmenbedingungen entsprechend weiterentwickelt werden müssen, damit sich die PtG-Technologie in dem dargestellten Umfang etablieren kann.

Abstract

Given the progress of climate change, Germany has the aim to reduce its greenhouse gas emissions by 80% until 2050 compared to 1990 levels. Raising the share of renewable energies (RE) in the electricity sector by at least 80% during the same period is an important measure in achieving that objective. Since electricity production by wind and solar power, which are renewable options with the most potential in Germany, is fluctuating and weather dependent, energy storage becomes increasingly important in reaching such high shares of RE. Additionally, increasing requirements for electricity transmission arise because a substantial share of electricity from renewable resources needs to be transported to distant load centers across Germany. In this context, the potential role of the Power-to-Gas (PtG) storage technology in a mainly renewable electricity system is analyzed in this dissertation. The PtG technology enables the utilization of long-term electricity surpluses by producing storage gases (hydrogen or methane). In this way, surplus renewable electricity can be stored in the natural gas infrastructure, accessing large underground gas storage sites which are suited for long-term storage purpose and the well-developed gas transport network.

For quantifying an optimal usage of PtG energy storage in a mainly renewable electricity system, an existing unit commitment model is further developed. Based on the optimization results the balance of costs and benefits from installation and operation of the storage plants is calculated. The resulting benefit-cost-lines as a function of the installed PtG capacity provide information on the system optimal storage power. In the analyzed 85%-RE scenario of the German electricity system the optimal capacity is determined to be in a range from 6 to 16 GW. The resulting spread depicts the effect of different sets of assumptions regarding the value of storage gas and the influence of the competitive Power-to-Heat balancing option. When widening the scope of PtG as option for climate protection in all fields of energy consumption (electricity, heat, transport, industry) and at the same time assuming a further growth of renewable power generation the demand for renewable chemical energy carriers increases significantly.

To derive additional conclusions about the importance of a grid-compliant operation of PtG plants a regional representation of the electric transmission grid is taken into account when calculating the unit dispatch. The optimization results suggest choosing the spatial distribution of PtG plants in dependency of high renewable feed in power and available transmission capacities to ensure an unlimited utilization of the market- and grid-based electricity surpluses.

In addition to the analysis from an overall system view, the perspective for a cost covering operation from the point of view of a single PtG plant operator is investigated. The calculation of storage gas production costs shows that a cost covering operation is possible within the analyzed 85%-RE scenario when assuming favorable general conditions.

All in all the analysis shows that a profitable operation of PtG storage plants is possible in a future energy scenario, both from an overall system perspective and from a business point of view. Nevertheless, significant reductions of the PtG investment costs are to be achieved in order to establish the PtG technology as an important part of a renewable energy system. In addition, the requirement for support measures, especially during the testing and introduction state, as well as needs for the development of a legal framework, are obvious.

Inhaltsverzeichnis

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Abkürzungsverzeichnis | xv |
| Abbildungsverzeichnis | xv |
| Tabellenverzeichnis | xvii |
| 1 Motivation und Zielsetzung | 1 |
| 1.1 Motivation | 1 |
| 1.2 Zielsetzung | 2 |
| 1.3 Aufbau der Arbeit | 2 |
| 2 Grundlagen, Modelle und Annahmen | 5 |
| 2.1 Ausgleichsoptionen | 5 |
| 2.1.1 Räumliche Flexibilitätsoptionen | 6 |
| 2.1.2 Zeitliche Flexibilitätsoptionen | 7 |
| 2.1.3 PtG-Technologie als kombinierte zeitliche und räumliche Ausgleichsoption | 9 |
| 2.1.3.1 PtG-Prozess | 10 |
| 2.1.3.2 CO ₂ -Quellen | 11 |
| 2.1.3.3 Einspeisemöglichkeiten und Speicherkapazitäten im Erdgasnetz | 12 |
| 2.1.3.4 PtG als Verknüpfung zwischen den Energiesektoren | 13 |
| 2.1.3.5 Stand der Technologieentwicklung | 14 |
| 2.2 Modellierung der Stromversorgung | 14 |
| 2.2.1 Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung | 15 |
| 2.2.2 Modellierung des Übertragungsnetzes | 19 |
| 2.2.2.1 Leistungsflussgleichungen | 19 |
| 2.2.2.2 Entkoppelte DC-Lastflussrechnung | 22 |
| 2.2.2.3 Regionen-Netzmodell | 24 |
| 2.2.2.4 Parameter des Regionen-Netzmodells | 25 |
| 2.2.2.5 Berechnung des Netzausbaus | 26 |
| 2.2.3 Zusammenspiel von Netz und Anlageneinsatz | 27 |
| 2.2.3.1 Integration des DC-Leistungsflusses in die Einsatzoptimierung | 27 |
| 2.2.3.2 Abbildung von Kosten für den Stromtransport | 28 |
| 2.2.4 Modellierung von PtG-Energiespeichern | 29 |
| 2.2.4.1 Abbildung als flexible Einspeichereinheit | 30 |
| 2.2.4.2 Abbildung als Strom-zu-Strom-Speicher | 31 |
| 2.2.4.3 Modellierung von PtG für einen modellendogenen Zubau | 32 |
| 2.3 Szenariorahmen | 33 |
| 2.3.1 Szenariobezeichnungen | 34 |
| 2.3.2 Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien | 35 |
| 2.3.3 Stromverbrauch | 37 |
| 2.3.4 Residuallast | 37 |
| 2.3.5 Disponibler Kraftwerkspark und Brennstoffpreise | 38 |

| | | |
|----------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 3 | Ausgleichsbedarf in zeitlicher und räumlicher Dimension | 41 |
| 3.1 | Stromüberschüsse als Maß für den Ausgleichsbedarf | 41 |
| 3.1.1 | Charakterisierung der Stromüberschüsse | 42 |
| 3.2 | Zeitlicher Ausgleichsbedarf | 44 |
| 3.2.1 | Stromüberschüsse in den Basisrechnungen | 44 |
| 3.2.2 | Stromüberschüsse unter dem Einfluss von Sensitivitäten | 46 |
| 3.2.2.1 | Erhöhte Must-Run-Erzeugungsleistung | 46 |
| 3.2.2.2 | Keine Nutzung der Lastmanagementpotenziale | 47 |
| 3.2.2.3 | Zusätzliche Stundenspeicher | 48 |
| 3.2.2.4 | Integration der Ausgleichsoption PtH | 50 |
| 3.3 | Räumlicher Ausgleichsbedarf | 51 |
| 3.3.1 | Räumliche Verteilung der Stromüberschüsse | 51 |
| 3.3.2 | Ausgleichsbedarf zwischen den Netzregionen | 52 |
| 3.4 | Zusammenspiel zwischen zeitlichem und räumlichem Ausgleichsbedarf | 53 |
| 3.4.1 | Ermittlung von kostenoptimalen Übertragungskapazitäten | 55 |
| 3.4.2 | Zeitliche Charakteristik netzseitiger Stromüberschüsse | 58 |
| 3.5 | Auswahl von relevanten Sensitivitäten zur Bestimmung eines Anwendungsbereichs für die PtG-Technologie | 59 |
| 4 | Einsatz der Power-to-Gas-Technologie im Gesamtsystem | 63 |
| 4.1 | Marktseitiger Einsatz | 63 |
| 4.1.1 | PtG-Einsatz im 85%-EE-Szenario | 64 |
| 4.1.1.1 | Abbildung der PtG-Technologie | 64 |
| 4.1.1.2 | Charakteristik des PtG-Einsatzes | 64 |
| 4.1.1.3 | Zusammenspiel von PtH und PtG | 65 |
| 4.1.2 | Bestimmung einer Nutzen-Kosten-optimierten PtG-Leistung | 67 |
| 4.1.2.1 | Nutzen des PtG-Einsatzes | 68 |
| 4.1.2.2 | Investitionskosten der PtG-Anlagen | 69 |
| 4.1.2.3 | Nutzen-Kosten-Kurven | 71 |
| 4.1.2.4 | Einfluss des Speichergaswertes auf das Ergebnis | 72 |
| 4.1.3 | Schlussfolgerungen zum marktseitigen PtG-Potenzial | 73 |
| 4.2 | Netzseitiger Einsatz | 74 |
| 4.2.1 | Räumliche Verteilung der PtG-Anlagen | 74 |
| 4.2.1.1 | Methodik zur Ermittlung einer netzoptimierten Anlagenverteilung | 74 |
| 4.2.1.2 | Regionale Verteilung der PtG-Anlagen | 75 |
| 4.2.2 | Mehrwert eines netzdienlichen PtG-Einsatzes | 77 |
| 4.2.2.1 | Verhältnis zwischen netz- und marktseitigem PtG-Betrieb | 77 |
| 4.2.2.2 | PtG-Einsatz je Region | 79 |
| 4.2.2.3 | Kosten für den netzkonformen Anlageneinsatz | 82 |
| 4.2.3 | Schlussfolgerungen zur Bedeutung des netzseitigen PtG-Einsatzes | 85 |
| 4.3 | Freiheitsgrade durch die Gasnetzinfrastruktur | 86 |
| 4.3.1 | Einsatzcharakteristik des Speichergases im Stromsektor | 86 |
| 4.3.2 | Mehrwert des flexibel einsetzbaren Speichergases | 88 |
| 4.3.3 | Schlussfolgerungen zu den Freiheitsgraden einer Speicherung in der Erdgasinfrastruktur | 90 |
| 4.4 | Zusammenfassung und Einordnung der Ergebnisse | 90 |
| 5 | Betriebswirtschaftliche Analyse des Power-to-Gas-Einsatzes | 95 |
| 5.1 | Darstellung der Wirtschaftlichkeit anhand von Methangestehungskosten | 95 |
| 5.1.1 | Berechnung der Strombezugskosten | 96 |

| | | |
|----------|-----------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| 5.1.1.1 | Steuern und Abgaben | 97 |
| 5.1.1.2 | Auswirkung der Letztverbraucherabgaben auf die Strombezugskosten | 98 |
| 5.1.2 | Ableiten von Methangestehungskosten | 99 |
| 5.1.2.1 | Einfluss der Investitionskosten | 100 |
| 5.1.2.2 | Einfluss eines höheren Speichergaswertes | 101 |
| 5.1.3 | Einfluss des netzseitigen PtG-Einsatzes auf die Wirtschaftlichkeit | 102 |
| 5.1.3.1 | Redispatch als Möglichkeit für einen netzseitigen Einsatz | 102 |
| 5.1.3.2 | Wirtschaftlichkeit von PtG an verschiedenen Standorten | 103 |
| 5.1.4 | Wirtschaftlichkeit bei geringerem EE-Anteil | 104 |
| 5.2 | Realisierung eines volkswirtschaftlich optimierten PtG-Einsatzes | 105 |
| 5.2.1 | Langfristige Perspektive | 105 |
| 5.2.1.1 | Räumliche Anreize | 106 |
| 5.2.1.2 | „Gerechtes“ Umlagensystem | 106 |
| 5.2.2 | Handlungsoptionen zur Einführung der PtG-Technologie | 107 |
| 6 | Schlussfolgerungen und Ausblick | 109 |
| 6.1 | Zusammenfassung der Ergebnisse | 109 |
| 6.2 | Ausblick: Rolle von chemischen Energieträgern in einem 100%-EE-Szenario | 115 |
| | Literaturverzeichnis | xix |
| | Anhang | xxix |

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|---------------|------------------------------------------------------------------------|
| AtG | Atomgesetz |
| BHKW | Blockheizkraftwerk |
| BMU | Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit |
| BNetzA | Bundesnetzagentur |
| DC | Direct Current |
| DSM | Demand-Side-Management |
| EE | Erneuerbare Energien |
| EEG | Erneuerbare Energien Gesetz |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz |
| GuD-Kraftwerk | Gas- und Dampfkraftwerk |
| HKW | Heizkraftwerk |
| IWES | Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| NEP | Netzentwicklungsplan |
| PSW | Pumpspeicherwerk |
| PTDF | Power Transfer Distribution Factor |
| PtG | Power-to-Gas |
| PtH | Power-to-Heat |
| RE | Renewable Energy |
| SNG | Substitute Natural Gas / Syntetic Natural Gas |
| StromNEV | Stromnetzentgeltverordnung |
| StromStG | Stromsteuergesetz |
| StromStV | Stromsteuer-Durchführungsverordnung |
| VLS | Volllaststunden |
| ZSW | Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg |
| ÜNB | Übertragungsnetzbetreiber |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 2.1 | Kapazitäten verschiedener Energiespeicher | 8 |
| 2.2 | Energiespeicherkonzept Power-to-Gas | 10 |
| 2.3 | Schematische Darstellung der rollierenden Planung | 18 |
| 2.4 | Ersatzschaltbild eines Zweiges des Netzes | 20 |
| 2.5 | Abbildung des deutschen Übertragungsnetzes | 24 |
| 2.6 | Ablauf der Berechnung des Netzausbaus | 26 |
| 2.7 | Bestandteile der Simulationsumgebung „Virtuelle Energieversorgung“ | 34 |
| 2.8 | EE-Stromeinspeisung je Region | 36 |
| 2.9 | Residuallastzeitreihen als geordnete Jahresdauerlinien | 38 |
| 2.10 | Zusammensetzung des Kraftwerksparks | 38 |
| 3.1 | Definition der virtuellen Speichergröße | 43 |
| 3.2 | Jahresdauerlinie der disponiblen Stromerzeuger und Speicher | 45 |
| 3.3 | Übersicht der Sensitivitätsvarianten zur Quantifizierung von Einflussfaktoren auf den Ausgleichsbedarf | 46 |
| 3.4 | Einsatz von Stundenspeichern im 85%-EE-Szenario | 49 |
| 3.5 | Räumliche Verteilung der Stromüberschüsse | 52 |
| 3.6 | Energiemengen der disponiblen Erzeuger und Verbraucher je Netzregion | 53 |
| 3.7 | Stromüberschüsse und variable Kosten des modellierten Systems in Abhängigkeit des Netzausbaus | 55 |
| 3.8 | Bestimmung eines Nutzen-Kosten-optimalen Netzausbaus | 57 |
| 3.9 | Darstellung des Netzausbauszenarios „optimal“ | 58 |
| 4.1 | Einsatz disponibler Erzeuger und Ausgleichsoptionen | 64 |
| 4.2 | Speicherstrom und Volllaststunden der PtG-Anlagen | 65 |
| 4.3 | Genutzte Stromüberschüsse durch PtH und PtG | 66 |
| 4.4 | Jahresdauerlinie der Szenariovariante Basis+PtH+PtG (10 GW) | 66 |
| 4.5 | Variable Kosten und CO ₂ -Emissionen des modellierten Systems in Abhängigkeit der installierten PtG-Leistung | 68 |
| 4.6 | Investitionskosten der PtG-Technologie | 70 |
| 4.7 | Nutzen-Kosten-Kurven der PtG-Technologie | 71 |
| 4.8 | Einfluss des Speichergaswertes auf die Nutzen-Kosten-Kurven | 72 |
| 4.9 | Netzoptimierte räumliche Verteilung der PtG-Leistung | 76 |
| 4.10 | Strombezug durch PtG bei marktseitigem und netzseitigem Anlageneinsatz sowie bei netzoptimierter und gleichmäßiger Anlagenverteilung | 78 |
| 4.11 | Strommengen für den Einsatz von 2 GW PtG-Leistung im 63%-EE-Szenario zur Verwertung von Stromüberschüssen | 79 |
| 4.12 | PtG-Einsatz je Region bei optimaler PtG-Anlagenverteilung | 80 |
| 4.13 | PtG-Einsatz je Region bei gleichmäßiger PtG-Anlagenverteilung | 81 |
| 4.14 | Kosten des netzkonformen Anlageneinsatzes | 84 |
| 4.15 | PtG als Stromspeicher. | 88 |
| 4.16 | Interaktion zwischen PtG und einem reinen Strom-zu-Strom-Speicher | 89 |

| | | |
|-----|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 5.1 | Preisbildung am grenzkostenbasierten Markt | 97 |
| 5.2 | Mittlere Strombezugskosten der PtG-Technologie im 85%-EE-Szenario | 97 |
| 5.3 | Mittlere Methangestehungskosten der PtG-Technologie im 85%-EE-Szenario bei angestrebten Investitionskosten von 750 €/kW und Gaspreis „Mäßig“ | 100 |
| 5.4 | Mittlere Methangestehungskosten in Abhängigkeit der Investitionskosten | 100 |
| 5.5 | Mittlere Methangestehungskosten in Abhängigkeit des Gaspreises | 101 |
| 5.6 | Methangestehungskosten je Region im 85%-EE-Szenario bei einem kombinierten markt- und netzseitigen Anlageneinsatz | 103 |
| 6.1 | Nutzen-Kosten-Kurven in Abhängigkeit der installierten PtG-Leistung für das „Masterplanszenario“ des Fraunhofer IWES | 117 |

Tabellenverzeichnis

| | | |
|-----|-------------------------------------------------------------------------------|-------|
| 2.1 | Elektrische Daten von Freileitungen | 25 |
| 2.2 | Parameter zur Modellierung der PtG-Technologie | 30 |
| 2.3 | EE-Anteile der Szenariorechnungen | 34 |
| 2.4 | Installierte Leistung und Stromerzeugung der nicht disponiblen EE | 35 |
| 2.5 | Stromverbrauch | 37 |
| 2.6 | Brennstoff- und CO ₂ -Preise | 39 |
| 3.1 | Charakteristik der deutschlandweiten Stromüberschüsse | 48 |
| 3.2 | Kostenannahmen für einen Netzausbau mit 380 kV-Freileitungen | 57 |
| 3.3 | Charakteristik der Stromüberschüsse in Abhängigkeit des Netzausbaus | 59 |
| 3.4 | Vergleich von Stundenspeichern und Power-to-Heat | 61 |
| 4.1 | Zukünftige Kosten der PtG-Technologie im 85%-EE-Szenario | 70 |
| 4.2 | Übersicht der Vergleichsrechnungen | 77 |
| B.1 | Netzausbaukosten | xxxi |
| C.1 | Abgabensituation bei PtG und Pumpspeichern | xxxii |

1 Motivation und Zielsetzung

1.1 Motivation

„Die Wissenschaft ist sich heute weitgehend einig, dass eine Erderwärmung um mehr als 2°C gefährliche, irreversible und kaum beherrschbare Folgen für Natur und Gesellschaft hätte“ [1]. Die damit notwendige Begrenzung der Erderwärmung, die nur durch eine starke Reduzierung der globalen Treibhausgasemissionen einzuhalten ist¹, wird heute von vielen Staaten² anerkannt. Auch die Bundesregierung hat dieses Ziel aufgegriffen und ein Energiekonzept vorgelegt, in welchem eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 80% bis 2050 gegenüber 1990 festgelegt ist [3].

Einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Treibhausgasminderungsziele wird die Energiewirtschaft leisten müssen, die heute 46%³ der energiebedingten Treibhausgasemissionen verursacht [4]. Der Umbau der Stromerzeugung auf erneuerbare, emissionsarme Erzeugungstechnologien stellt dabei einen wichtigen Lösungsbaustein dar. Ziel ist es, den Anteil erneuerbarer Stromerzeugung, bezogen auf den Bruttostromverbrauch, bis 2050 auf mindesten 80% zu erhöhen [3].

Die Gestaltung eines solchen erneuerbaren Stromversorgungssystems birgt verschiedene Herausforderungen. So weist die Stromerzeugung aus den in Deutschland potenzialreichsten erneuerbaren Energiequellen, Solar- und Windenergie, starke Fluktuationen in Abhängigkeit von Wetter, Tages- und Jahreszeit auf. In Zeiten mit hohem Solar- oder Winddargebot wird die Stromeinspeisung in Zukunft den Strombedarf übersteigen, sodass Stromüberschüsse entstehen, die für dargebotsarme Zeiträume gespeichert werden können. Neben der zeitlichen Dimension spielen außerdem räumliche Unterschiede in der Energieerzeugung eine wesentliche Rolle. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen findet ressourcenabhängig und, insbesondere im Falle der Offshore-Windenergie, fern von Lastzentren statt. Diese räumliche Diskrepanz zwischen Stromerzeugung und -verbrauch führt zu erhöhten Transportanforderungen an die Energienetze der Zukunft. Während für den räumlichen Ausgleich ein Ausbau des Stromnetzes in der Regel die effizienteste Möglichkeit darstellt, werden für die zeitliche Energieverlagerung Energiespeicher sowie flexibel einsetzbare Stromerzeuger und -verbraucher benötigt. In diesem Zusammenhang wird unter dem Schlagwort Power-to-Gas (PtG) die Nutzung der zu speichernden Strommengen für die Erzeugung der gasförmigen Energieträger Wasserstoff oder Methan als möglicher Lösungsbaustein diskutiert. Durch die Einspeisung der Speichergase in das vorhandene Erdgasnetz kann die Energiespeicherung über PtG sowohl den zeitlichen als auch den räumlichen Ausgleichsbedarf adressieren. Die Erdgasinfrastruktur weist einerseits enorme Speicherkapazitäten für die zeitliche Verlagerung auf und umfasst andererseits ein umfangreiches Transportnetz, welches einen zusätzlichen räumlichen Freiheitsgrad für das System darstellt. Damit kann eine Nutzung der über PtG gespeicherten Energie

¹Weltweit um mindestens 50% bis 2050, was für die Industrieländer eine Reduktion um 80-95% gegenüber 1990 bedeutet [1].

²Mehr als 120 Staaten, die mehr als vier Fünftel der globalen Treibhausgasemissionen verursachen [2].

³2011 umfassten die energiebedingten Treibhausgasemissionen in Deutschland insgesamt 751 Mio. Tonnen CO_{2eq}. Diese teilen sich wie folgt auf die Quellgruppen auf: 46% Energiewirtschaft, 15% Industrie, 20% Verkehr, 15% Haushalte und 6% Gewerbe/Handel/Dienstleistung [4].

sowohl zeitlich als auch räumlich von der fluktuierenden Stromerzeugung entkoppelt werden. Die Nutzung der Speichergase ist dabei nicht auf die Rückverstromung beschränkt, sondern eröffnet ebenso eine Verbindung zu den Energiesektoren Verkehr und Wärme sowie die Möglichkeit einer stofflichen Nutzung des Wasserstoffs bzw. Methans.

1.2 Zielsetzung

Vor diesem Hintergrund wird im Rahmen der vorliegenden Dissertation eine Analyse des zeitlichen und räumlichen Ausgleichsbedarfs für zukünftige Szenarien der Stromversorgung durchgeführt, um in diesem Kontext den potenziellen Einsatzbereich der PtG-Technologie als Langzeitspeicher aufzuzeigen. Ziel der Arbeit ist eine Quantifizierung sowie eine qualitative Bewertung der langfristigen Perspektiven von PtG-Energiespeichern in Deutschland. Eine zeitlich und räumlich aufgelöste Modellierung des Stromversorgungssystems bildet die Grundlage für die Analysen. Die Ergebnisse sollen die aktuellen Bestrebungen zur Weiterentwicklung und Markteinführung der PtG-Technologie wissenschaftlich unterstützen und mitgestalten.

Im Einzelnen sollen zur Erreichung der Zielsetzung dieser Arbeit folgende Leitfragen beantwortet werden:

- Wie entwickelt sich der zeitliche und räumliche Ausgleichsbedarf bei zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien (EE) im Stromsektor?
- In welcher Größenordnung wird der ermittelte Ausgleichsbedarf für ein 85%-EE-Stromversorgungsszenario⁴ optimalerweise durch PtG gedeckt, wenn ein Nutzen-Kosten-optimierter Speicherausbau angestrebt wird?
- Wo sollten PtG-Anlagen platziert werden, um in Kombination mit der zeitlichen Energiespeicherung einen Beitrag zur Reduzierung des räumlichen Ausgleichsbedarfs im Stromnetz erzielen zu können?
- Können die PtG-Anlagen in dem betrachteten Szenario aus betriebswirtschaftlicher Sicht einen kostendeckenden Betrieb erzielen und bedarf es spezieller Maßnahmen, die einen systemoptimalen PtG-Betrieb unterstützen?

1.3 Aufbau der Arbeit

Der Aufbau der Arbeit orientiert sich an den genannten Leitfragen, die im Rahmen dieser Dissertation erörtert werden. In Kapitel 2 wird zunächst ein Überblick über verschiedene zeitliche und räumliche Ausgleichsoptionen zur Anwendung im erneuerbaren Stromversorgungssystem gegeben und insbesondere das PtG-Konzept eingehend vorgestellt. Darüber hinaus wird die angewendete Methodik zur Modellierung des Stromversorgungssystems dargestellt. Hierbei liegt der Schwerpunkt auf einer Beschreibung der Modellierungsansätze zur Abbildung der PtG-Technologie und des Übertragungsnetzes, da diese Modellerweiterungen speziell für die vorliegende Dissertation entwickelt wurden. Vervollständigt wird Kapitel 2 durch eine Darstellung der wichtigsten Annahmen für die Szenariorechnungen (40%, 63% und 85% EE am Bruttostromverbrauch), die den Analysen zugrunde gelegt werden.

⁴Zielszenario der BMU-Leitstudie [5] für das Szenariojahr 2050, welches auf einen Anteil von ca. 85% erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch ausgelegt ist.

In Kapitel 3 werden erste grundsätzliche Simulationsergebnisse zur Höhe des Ausgleichsbedarfs in den Szenarien vorgestellt. Zur Quantifizierung des Ausgleichsbedarfs werden Stromüberschüsse als geeignete Kenngröße identifiziert und eine „virtuelle Speicherdauer“ zur Klassifizierung der Stromüberschüsse in Kurzzeit- und Langzeit-Ausgleichsbedarf eingeführt. Anhand der Variation einzelner Parameter werden ausschlaggebende Einflussgrößen auf den Ausgleichsbedarf ermittelt und so eine Vorauswahl relevanter Sensitivitätsvarianten zur späteren Bewertung der PtG-Technologie getroffen. Aus dem Zusammenhang zwischen räumlichen Ausgleichsmöglichkeiten und zeitlichem Ausgleichsbedarf wird ein kostenoptimierter Netzausbau abgeleitet sowie die räumliche Verteilung der Stromüberschüsse ermittelt.

Hierauf aufbauend werden in Kapitel 4 die Szenariovarianten, die sich bezüglich eines Langzeit-Ausgleichsbedarfs als besonders relevant herausgestellt haben, unter dem Einfluss einer steigenden installierten PtG-Leistung genauer betrachtet. Da ein nennenswerter Langzeit-Ausgleichsbedarf erst bei hohen EE-Anteilen ermittelt werden kann, liegt der Fokus der detaillierten Betrachtungen von PtG im Stromsektor auf den Sensitivitäten innerhalb des 85%-EE-Szenarios. Die Untersuchungen in diesem Kapitel teilen sich in rein marktseitige Analysen und eine kombinierte markt- und netzseitige Betrachtung auf. Auf Basis der marktseitigen Analysen, bei welchen unbeschränkte Übertragungskapazitäten innerhalb Deutschlands angenommen werden, wird eine Nutzen-Kosten-optimierte PtG-Leistung ermittelt. Deren netzoptimierte räumliche Verteilung sowie der Mehrwert eines netzseitigen PtG-Einsatzes werden auf Basis der integrierten Modellierung des Leistungsflusses abgeleitet. Weiterhin wird der Freiheitsgrad, der sich durch die Erschließung der Gasinfrastruktur für die Nutzung des Speichergases gegenüber ortsfesten Strom-zu-Strom-Speichern ergibt, beleuchtet. Anhand dieser verschiedenen Aspekte werden Rückschlüsse über den Mehrwert der PtG-Technologie aus Sicht des Gesamtsystems abgeleitet.

Abschließend findet in Kapitel 5 eine ausführliche betriebswirtschaftliche Einordnung des volkswirtschaftlich optimierten PtG-Einsatzes im Wechselspiel mit den betrachteten Alternativen für einen Langfristausgleich statt. Ziel ist es zu analysieren, ob sich für die als systemoptimal identifizierte PtG-Leistung unter den gegebenen Rahmenbedingungen auch aus betriebswirtschaftlicher Perspektive ein Geschäftsmodell im Stromsektor ergeben kann. Durch den Vergleich der hierüber ermittelten wirtschaftlich realisierbaren PtG-Leistung gegenüber der systemoptimalen Leistung werden abschließend die langfristigen Perspektiven der PtG-Technologie bewertet sowie erste Ansätze für Handlungsoptionen aufgezeigt, mit welchen die Umsetzung eines systemoptimalen PtG-Betriebs unterstützt werden könnte.

Die Arbeit schließt mit Kapitel 6, in welchem die zentralen Ergebnisse der Arbeit zusammengefasst und die wesentlichen Schlussfolgerungen herausgearbeitet werden. Darüber hinaus wird ein Ausblick auf ein Zielszenario gegeben, welches zu 100% auf erneuerbaren Energiequellen beruht, um so die Fragestellung nach dem langfristigen Potenzial der PtG-Technologie abzurunden.

2 Grundlagen, Modelle und Annahmen

Zur Bewertung der PtG-Technologie als zeitliche und räumliche Ausgleichsoption im deutschen Stromsektor wird eine differenzierte Modellierung des Stromversorgungssystems mit besonderem Augenmerk auf der Implementierung der PtG-Technologie sowie weiterer Ausgleichsoptionen durchgeführt.

In diesem Kapitel wird daher zunächst eine Übersicht über verschiedene Ausgleichsoptionen gegeben und insbesondere das PtG-Konzept detailliert vorgestellt (Abschnitt 2.1). Anschließend wird die Methodik zur Modellierung der Stromversorgung dargestellt (Abschnitt 2.2). Schwerpunkt bilden die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Module für die angewendeten Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung des Fraunhofer IWES. Diese umfassen verschiedene Möglichkeiten der Einbindung der PtG-Technologie sowie die Implementierung zur integrierten Berücksichtigung des Leistungsflusses im Übertragungsnetz. Abschließend werden die wesentlichen Rahmendaten und Annahmen für die Modellierung des deutschen Stromversorgungssystems beschrieben (Abschnitt 2.3).

2.1 Ausgleichsoptionen

Für einen stabilen Betrieb elektrischer Energieversorgungssysteme müssen Stromeinspeisungen und Stromentnahmen im gesamten Verbundnetz zu jeder Zeit übereinstimmen. Bereits eine geringe Über- oder Unterspeisung des Netzes führt zu Abweichungen in der Systemfrequenz, sodass entstehende Ungleichgewichte durch ein innerhalb von wenigen Sekunden greifendes dreistufiges System der Regelleistungsbereitstellung ausgeglichen werden, um so für einen sicheren Netzbetrieb zu sorgen (siehe z. B. [6–8]). Da Regelleistung nur zur Anpassung der resultierenden, nicht vorhersehbaren Abweichungen zwischen Stromerzeugung und -verbrauch eingesetzt wird, findet im Vorhinein eine genaue Planung des Einsatzes der regelbaren Stromerzeuger und -speicher statt. Diese wird auf Basis von Prognosen für den Stromverbrauch und die nicht beliebig abrufbare Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien über zeitlich gestaffelte Auktionen (Terminmarkt, Spotmarkt mit Day-Ahead und Intraday-Auktionen und über den außerbörslichen Over-the-Counter-Handel) umgesetzt (siehe z. B. [9]).

Im heutigen noch überwiegend auf fossilen Energieträgern basierenden Stromversorgungssystem¹ wird der Großteil der benötigten Flexibilität durch die Vorhaltung von fossilen Brennstoffen und deren bedarfsgerechten Einsatz zur Stromerzeugung bereitgestellt. Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung, der in Deutschland durch die nicht beliebig abrufbare Einspeisung² aus Wind- und Photovoltaikanlagen dominiert wird, müssen neue Flexibilitätspotenziale für das Stromversorgungssystem erschlossen werden.

¹Ende 2012: 23,5% Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bezogen auf den Bruttostromverbrauch [10, S. 10].

²Die nicht beliebig abrufbare Einspeisung, insbesondere aus wetterabhängigen erneuerbaren Energieanlagen, wird im Folgenden auch als nicht disponible Stromeinspeisung bezeichnet; im Gegensatz zur disponiblen Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken oder flexiblen Biogasanlagen mit Gasspeichern.

Allgemein lässt sich der Flexibilitätsbedarf³ entsprechend seiner zeitlichen Charakteristik (von einigen Sekunden oder Minuten über mehrere Stunden bis hin zu einigen Wochen) einteilen. Darüber hinaus kann zwischen einem zeitlichen und einem räumlichen Flexibilitätsbedarf unterschieden werden. Dabei hängt der zeitliche Ausgleichsbedarf von den räumlichen Ausgleichsmöglichkeiten, d. h. von den Transportkapazitäten des Stromnetzes zwischen Regionen mit hohen Einspeisepitzen und solchen mit zeitgleichem Strombedarf, ab und umgekehrt. In diesem Kontext wird insbesondere die Ausgleichstechnologie PtG als Option für einen kombinierten zeitlichen und räumlichen Ausgleich genauer analysiert.

2.1.1 Räumliche Flexibilitätsoptionen

Da die erneuerbare Stromeinspeisung z. T. entfernt von bestehenden Lastzentren stattfindet und eine Ausnutzung von räumlichen Ausgleichseffekten zwischen unterschiedlichen Einspeisecharakteristika von z. B. Windenergieanlagen an unterschiedlichen Standorten zu einem weniger volatilen Stromangebot führt, stellt die Erhöhung der räumlichen Ausgleichsmöglichkeiten über das Stromnetz eine zentrale Aufgabe der heutigen Energieversorgung dar. Vor diesem Hintergrund ist der Prozess zur Bestimmung des notwendigen Netzausbaus durch die Auflage zur jährlichen Erstellung eines Netzentwicklungsplans⁴ (NEP), der einen Planungshorizont von 10 Jahren sowie einen Ausblick von weiteren 10 Jahren in die Zukunft umfasst, durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) festgelegt worden. Der NEP wird gemeinsam von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern (50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW) erstellt. Die wichtigsten und zeitkritischsten Projekte des NEPs werden jeweils im Nachgang durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) in einen sogenannten Bundesbedarfsplan überführt [12]. Auf dieser Grundlage sollen die Genehmigungsverfahren bzw. die Umsetzung des Netzausbaus beschleunigt werden, sodass der benötigte Netzausbau mit der dynamischen Entwicklung des Ausbaus der erneuerbaren Energien Schritt halten kann.

Neben den heute im Übertragungsnetz überwiegend verwendeten 380 kV-Wechselstrom-Freileitungen werden im Rahmen des NEPs auch die Verlegung von Hochspannungskabeln und die Technologie der Gleichstromübertragung in die Planung mit einbezogen. Unterirdisch verlegte Hochspannungskabel können insbesondere auf Trassen, bei denen eine mangelnde Akzeptanz der Bevölkerung den Netzausbau verzögert, eine gute Alternative darstellen, während die Gleichstromübertragung insbesondere einen verlustarmen sowie steuerbaren Stromtransport auf langen Strecken ermöglicht. Vorgelagert zu den Neubauten im Übertragungsnetz werden, entsprechend des NOVA-Prinzips⁵, Monitoringmaßnahmen bzw. netzsteuernde Elemente (z. B. Phasenschieber), die eine gezieltere Auslastung der bestehenden Netzkapazitäten erlauben und eine mögliche Aufrüstung bestehender Leitungen in die Netzplanung mit einbezogen [11].

Prinzipiell kann ein räumlicher Ausgleichsbedarf auch durch eine entgegengesetzte Anpassung der Erzeugungs- oder Speicherleistung in zwei Regionen, zwischen welchen ein Stromaustausch stattfinden soll, gelöst werden. Durch Einspeicherung oder Abregelung von erneuerbarer Stromeinspeisung in einer überspeisten Netzregion und Ausspeicherung oder Erhöhung der disponiblen Erzeugungsleistung in einer unterspeisten Region kann ebenfalls ein ausgeglichener Netzbetriebszustand erreicht werden. Allerdings stellt die Stromübertragung im Allgemeinen die effizientere und kostengünstigere Lösung dar. Lediglich an weit abgelegenen Standorten, oder bei Verfügbarkeit besonders günstiger Speichertechnologien kann eine Energiespeicherung aus ökonomischen Gesichtspunkten einer Erweiterung des Stromnetzes vorzuziehen sein.

³Die Begriffe Flexibilitätsbedarf und Ausgleichsbedarf werden in dieser Arbeit synonym verwendet.

⁴Erstmals wurde 2012 ein Netzentwicklungsplan erstellt [11].

⁵NOVA - Prinzip: **N**etz **O**ptimieren vor **V**erstärken vor **A**usbauen [11].

2.1.2 Zeitliche Flexibilitätsoptionen

Ein zeitlicher Ausgleichsbedarf zwischen Stromerzeugung und -verbrauch, der nach Ausnutzung der verfügbaren räumlichen Ausgleichsmöglichkeiten bestehen bleibt, lässt sich durch flexibel einsetzbare Stromerzeugungsanlagen, eine gezielte Steuerung von Verbrauchern und durch Energiespeicher lösen. Im Falle von Stromüberschüssen gilt es weiterhin die Möglichkeit der Abregelung von erneuerbaren Einspeisespitzen mit einzubeziehen.

Flexible Stromerzeugung

Eine flexible Stromerzeugung kann insbesondere mit solchen Technologien erfolgen, die auf speicherbare und damit bedarfsgerecht abrufbare Ressourcen zurückgreifen. Im heutigen Energiesystem sind dies überwiegend fossile thermische Kraftwerke, die nahezu das gesamte zeitliche Regelband abdecken können. Aus dem Betrieb heraus können diese in einem geringen Leistungsband sehr flexibel reagieren und damit für eine Leistungsanpassung im Sekunden- und Minutenbereich sorgen. Aufgrund der langfristigen Speicherbarkeit der eingesetzten Energieträger können sie darüber hinaus auch für eine bedarfsgerechte Stromerzeugung innerhalb von Stunden über Tage bis hin zu einem saisonalen Ausgleich sorgen.

In einem überwiegend erneuerbaren Energiesystem besteht für disponible Erzeugungsanlagen die Anforderung Erzeugungslücken der erneuerbaren Einspeisung aufzufüllen bzw. durch einen flexiblen, an die Residuallast angepassten Betrieb, das Entstehen von Stromüberschüssen bei erhöhter EE-Einspeisung zu reduzieren. Zur Ergänzung der fluktuierenden Stromeinspeisung kommen insbesondere effiziente Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Kraftwerke und gasbetriebene Kraftwerke infrage, da deren zunächst fossiler Brennstoff langfristig auch auf erneuerbare Gase umgestellt werden kann.

Lastmanagement

Zur Erhöhung der Flexibilität aufseiten der Stromverbraucher gibt es verschiedene Bestrebungen sowohl dezentralen Lasten in Haushalten als auch großen Verbrauchern der Industrie einen Anreiz für einen systemorientierten Einsatz im Rahmen des sogenannten Lastmanagements (bzw. Demand-Side-Management, kurz DSM) zu geben. Bei der Analyse zukünftiger Energiesysteme weisen zusätzliche Verbraucher wie Elektrofahrzeuge, elektrische Wärmepumpen oder Kühlsysteme, die idealerweise für einen systemdienlichen Betrieb in ein virtuelles Kraftwerk⁶ eingebunden sind, ein besonderes Potenzial auf (siehe z. B. [13]). Um die strombetriebenen Anwendungen in ihrer eigentlichen Funktion nicht zu stark einzuschränken, kann der Strombezug von steuerbaren Lasten typischerweise nur um wenige Stunden verschoben werden, sodass hierdurch eine leichte Anpassung des Strombezugs an das regenerative Stromangebot innerhalb eines Tages möglich ist [14].

Ein besonders hohes Lastmanagementpotenzial wird bivalenten oder multivalenten Systemen zugesprochen. Während bei typischen Lastmanagementanwendungen der Strombezug an einen

⁶Als virtuelles Kraftwerk (oder auch Kombikraftwerk) wird eine Zusammenschaltung von dezentralen Stromerzeugungsanlagen (bzw. kombinierten Strom- und Wärme-/Kälteerzeugungsanlagen), regelbaren Lasten und Speichereinheiten bezeichnet, die im Verbund durch ein übergeordnetes Energiemanagement gesteuert werden. Hierdurch kann besonders effektiv ein übergeordnetes Lastprofil gedeckt werden und es können Systemdienstleistungen erbracht werden, wozu eine einzelne Anlage des Verbundes oft nicht in der Lage ist (für weitere Details siehe z. B. [13]).

späteren Zeitpunkt verschoben wird, findet bei solchen Systemen ein Wechsel des Energieträgers statt. Eine viel diskutierte Option dieser Kategorie sind KWK-Anlagen, die zur alternativen Wärmebereitstellung mit einem elektrischen Heizstab ausgestattet werden (im Folgenden auch Power-to-Heat bzw. kurz PtH genannt). Im Fall von Stromüberschüssen können die Heizstäbe zur Erzeugung von Wärme flexibel zugeschaltet werden. Gleichzeitig wird hierdurch auch die Flexibilität auf der Stromerzeugungsseite der KWK-Anlagen erhöht, da ein vorgegebenes Wärmeprofil in solchen Zeiten, in welchen keine zusätzliche Stromerzeugung benötigt wird, entkoppelt von dem eigentlichen Betrieb der KWK-Anlage durch die PtH-Option gedeckt werden kann (siehe z. B. [15]). Durch den Energieträgerwechsel, der die KWK-Anlage in keiner Weise in ihrer geplanten Aufgabe (eine bestimmte Strom- und/oder Wärmemenge bereitzustellen) einschränkt, wird solchen bivalenten Systemen ein hohes Flexibilitätspotenzial zugesprochen. Wie spätere Untersuchungen zeigen (siehe Abschnitt 3.2.2.4), ist mit solchen Systemen eine effiziente Nutzung von Stromüberschüssen nicht nur über einige Minuten bis Stunden, sondern auch über mehrere Tage bis hin zu Wochen möglich.

Energiespeicher

Energiespeicher, die eigens dafür gebaut werden das System mit zusätzlicher Flexibilität zu versorgen, bieten ein breites Spektrum von Einsatzmöglichkeiten. Wichtige Kriterien für die Wahl eines geeigneten Energiespeichers für einen speziellen Anwendungsfall sind dessen technische Parameter (z. B. Wirkungsgrad, Leistungsbereich, Speicherkapazität) und Kosten (siehe z. B. [17] und [14]). Abbildung 2.1 gibt eine Übersicht über die technischen Speichercharakteristika Speicherkapazität und Entladedauer verschiedener Energiespeicher. Unter der Annahme mittlerer Wirkungsgrade

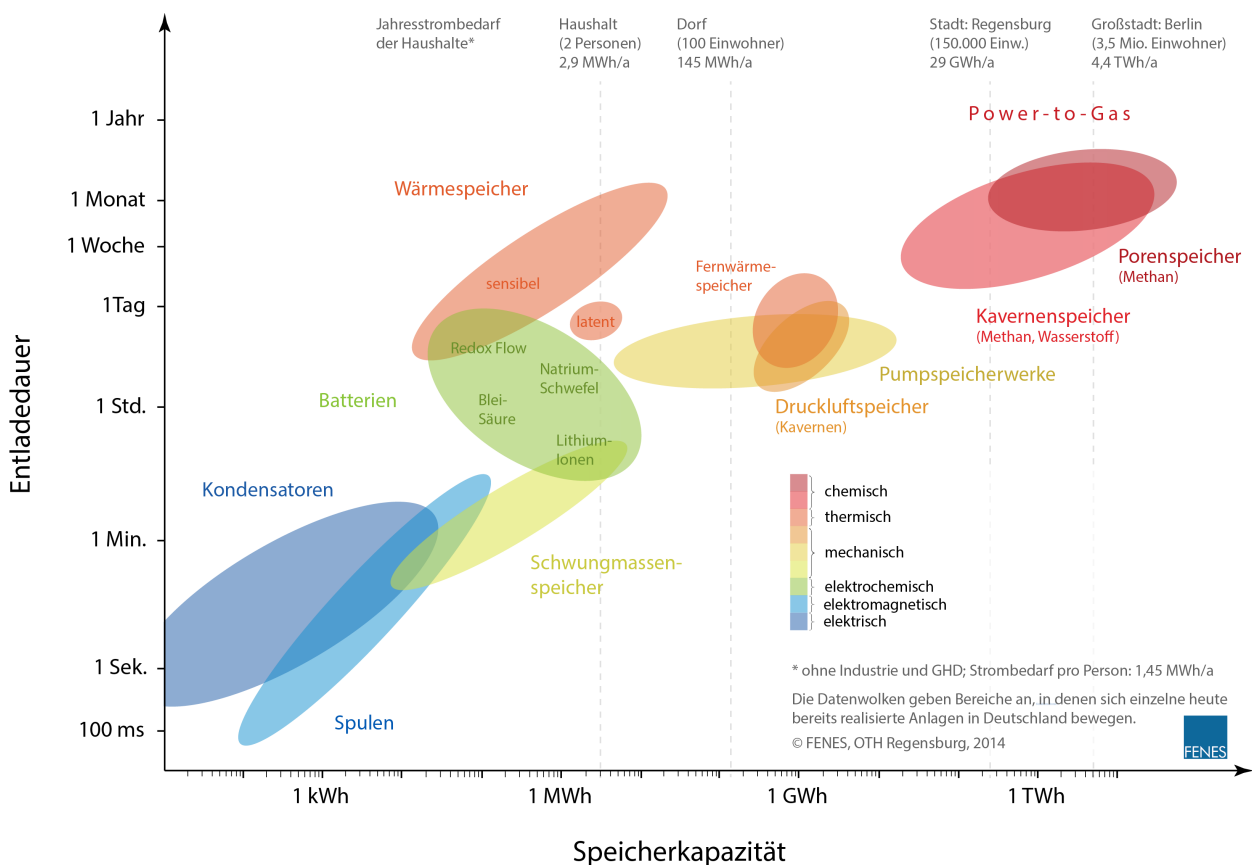


Abbildung 2.1: Speicherkapazitäten und Entladedauern verschiedener Energiespeicher [16]

dieser Technologien ist über das Verhältnis der gegebenen Größen damit indirekt auch die Information über den typischen Leistungsbereich der Speichersysteme abgebildet.

Als Kurzzeitspeicher, die typischerweise eine Speicherdauer von wenigen Sekunden bis hin zu einigen Minuten abdecken (siehe z. B. [18, S. 58]), kommen vor allem elektrische Speichersysteme (Spulen, Kondensatoren) oder Schwungmassenspeicher in Betracht. Im Bereich der Stunden- bis Tagesspeicher herrscht eine besonders große Vielfalt. Zur Speicherung von elektrischer Energie kommen verschiedene Batterietechnologien aber auch Druckluftspeicher und für Deutschland typische Pumpspeicherwerke infrage. Oft können diese Technologien ebenfalls den Bereich der Kurzzeitspeicher mit abdecken (vgl. auch [18, S. 58]).

Zur Überbrückung von Wochen und Monaten ist insbesondere die chemische Energiespeicherung in Form von Wasserstoff oder Methan geeignet. Durch eine Speicherung der gasförmigen Energieträger in unterirdischen Kavernen- oder Porenspeichern können hohe Speicherkapazitäten erreicht werden, sodass durch PtG-Energiespeicher eine Speicherung über Wochen und Monate bis hin zu einer saisonalen Speicherung möglich ist (Details siehe Abschnitt 2.1.3). Eine solche Langzeitspeicherung wird in einem überwiegend erneuerbaren Energiesystem, in welchem die fluktuierende erneuerbare Stromerzeugung die wichtigste Energiequelle darstellen wird, zunehmend an Bedeutung gewinnen.

2.1.3 PtG-Technologie als kombinierte zeitliche und räumliche Ausgleichsoption

Das Energiespeicherkonzept Power-to-Gas (PtG) umfasst die Speicherung von elektrischer Energie in Form eines energiereichen Gases (Wasserstoff - H_2 oder Methan - CH_4), welches in großen Mengen gespeichert werden kann und in der Nutzungsphase sehr vielseitig zur Stromerzeugung, aber auch im Verkehrs- oder Wärmesektor oder zur stofflichen Nutzung eingesetzt werden kann.

Mit dem Fokus der Energiespeicherung in Form von synthetischem Methan und der damit möglichen bidirektionalen Kopplung zwischen Strom- und Erdgasnetz wurde das PtG-Konzept im Jahr 2009 erstmals von Specht und Sterner präsentiert [19, 20]. Während vergleichbare Ideen, die bereits wesentlich früher diskutiert wurden, den chemischen Energieträger Wasserstoff als Lösungsbaustein zur Erreichung eines regenerativen Energiesystems favorisieren (siehe z. B. [21]), gehen Specht und Sterner noch einen Schritt weiter und präsentierten die Idee, den Wasserstoff unter der Hinzunahme von Kohlendioxid zu Methan weiterzuverarbeiten, um so einen chemischen Energieträger zu erzeugen, der vollkommen kompatibel in unserer heute bestehenden Erdgasinfrastruktur eingesetzt werden kann (siehe auch Abbildung 2.2). Das über PtG erzeugte Speichergas⁷ kann somit über die vorhandene Erdgasinfrastruktur gespeichert und transportiert werden. Zur Ausspeicherung wird es je nach Bedarf als Regel- und Reserveenergie über Rückverstromungskraftwerke, z. B. in Gaskraftwerken, im Verkehrs- oder Wärmesektor oder zur stofflichen Nutzung eingesetzt. Regenerativer Strom wird auf diese Weise in einen flexibel einsetzbaren und CO_2 -neutralen Energieträger umgewandelt, der aufgrund seiner hohen Energiedichte und seiner Kompatibilität zu fossilem Erdgas hervorragend gespeichert werden kann.

Das PtG-Konzept beinhaltet somit sowohl die Nutzung der bestehenden Erdgasinfrastruktur, inklusive der dort vorhandenen Speicherkapazitäten, als auch eine weitreichende Verknüpfung der verschiedenen Energiesektoren über das durch PtG erzeugte regenerative Speichergas.

Mit dem Fokus der Energiespeicherung in Form von Methan wird das PtG-Konzept auch im Rahmen dieser Arbeit betrachtet.

⁷In anderen Veröffentlichungen auch erneuerbares Methan [19], SNG [22], Windgas [23] oder e-gas [24] genannt.

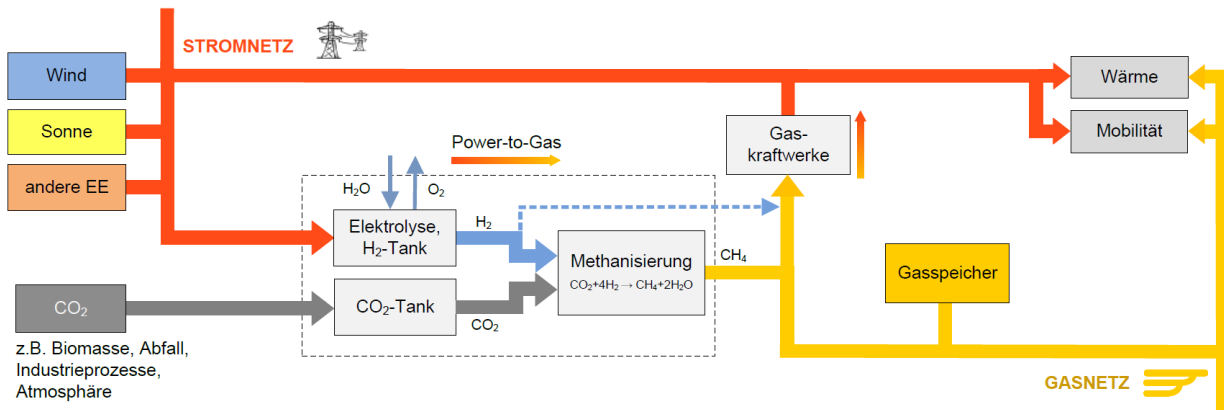


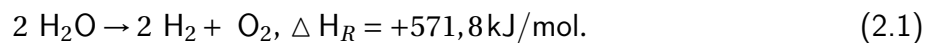
Abbildung 2.2: Energiespeicherkonzept Power-to-Gas (nach [19])

2.1.3.1 PtG-Prozess

Die beiden wichtigsten Verfahrensschritte zur Erzeugung des Speichergases sind die Elektrolyse und die Methanisierung.

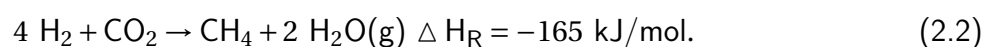
Die Wasserelektrolyse wird in der energiewirtschaftlichen Anwendung insbesondere durch die alkalische oder die Proton Exchange Membrane (PEM)-Elektrolyse realisiert. Während die alkalische Elektrolyse schon seit vielen Jahren verwendet wird, ist die PEM-Elektrolyse erst in den letzten Jahren für eine großtechnische Anwendung weiterentwickelt worden (siehe z. B. [25, 26]).

Die resultierende Reaktion der Elektrolyse wird durch folgende Gleichung beschrieben [26]:



Die Effizienz der Elektrolyse lässt sich durch den notwendigen Einsatz elektrischer Energie, welche zur Erzeugung von 1 Nm³ H₂ notwendig ist, beschreiben. Für heutige Elektrolyseanlagen wird dieser mit 4,5 bis 7 kWh/Nm³ für alkalische Elektrolyseure und zwischen 4,5 und 7,5 kWh/Nm³ für PEM-Elektrolysesysteme angegeben (siehe z. B. [25, S. 30f]). Langfristig kann von einer Erhöhung der Effizienz für die großtechnische Anwendung der Elektrolyse zur Energiespeicherung ausgegangen werden. In [5, S. 93] wird der elektrische Energieeinsatz bei der fortgeschrittenen alkalischen Elektrolyse mit 3,8 bis 4,5 kWh/Nm³ bzw. mit 4,1 bis 4,8 kWh/Nm³ für PEM-Elektrolyseure angegeben. Bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff ($H_i = 3,00 \text{ kWh/Nm}^3$) ergeben sich daraus Wirkungsgrade für die Wasserstoffherstellung zwischen 40 und 67% für heutige sowie 62 bis 79% für zukünftige Anwendungen (vergleiche auch [27, S. 203] und [28, S. 35]).

Auch für die Methanisierung werden zurzeit verschiedene Reaktortypen erprobt (siehe z. B. [27]). Unabhängig vom Reaktortyp lässt sich die resultierende Reaktionsgleichung der Methanisierung mit CO₂, die als Sabatier-Prozess bezeichnet wird, wie folgt beschreiben [22]:



Der theoretische Wirkungsgrad der Methanisierung, der sich aus dem Verhältnis des Heizwertes des resultierenden CH₄ bezogen auf den Heizwert des eingesetzten H₂ ergibt, beträgt 82,98%.

Insgesamt kann für zukünftige PtG-Anlagen bei der Methanisierung mit reinem CO₂ ein einspeisefähiges Erdgassubstitut mit einem Gesamtwirkungsgrad von bis zu 62% (Methanisierung inklusive

Elektrolyse) hergestellt werden [22]. Da es sich bei der Methanisierung um einen exothermen Prozess handelt, kann an geeigneten Standorten zusätzlich ein Teil der Abwärme genutzt werden. Ein Drittel der Abwärme fällt auf einem gut nutzbaren Temperaturniveau von über 200°C an und kann somit die Gesamtbilanz einer Anlage verbessern [22].

2.1.3.2 CO₂-Quellen

Um ein nachhaltiges CO₂-neutrales Speichergas zu erzeugen, stammt das CO₂ für die Methanisierung idealerweise aus biogenen CO₂-Quellen. Pflanzen absorbieren atmosphärisches CO₂ und speichern es in Biomasse überwiegend in Form von Cellulose. In der Nutzungsphase der Biomasse kann es klimaneutral wieder in die Atmosphäre entlassen werden. Hochkonzentriertes und damit mit geringem Aufwand nutzbares biogenes CO₂ fällt z. B. bei der Erzeugung von Biogas an. Typisches durch Vergärung entstandenes Biogas besteht zu ca. 60% aus CH₄ und zu 40% aus CO₂. Zur Einspeisung des Biogases in das Erdgasnetz wird dieses aufbereitet, wobei hochkonzentriertes (bis zu 99 Vol.-%) CO₂ als Abfallprodukt anfällt, welches mit geringem Aufwand für die Methanisierung genutzt werden kann. Zusätzlich gibt es die Möglichkeit, direkt das CH₄/CO₂-Gasgemisch des vorgereinigten Rohbiogases für die Methanisierung zu verwenden und hierdurch den CH₄-Anteil bzw. den Energiegehalt des Biogases zu erhöhen [29, 30]. Darüber hinaus fällt ebenfalls bei der Herstellung von Klärgas, der Vergasung von Biomasse oder bei der Bioethanolherstellung biogenes CO₂ an, das für die Methanisierung erschlossen werden könnte. Es ist damit zu rechnen, dass diese Anwendungen im erneuerbaren Energiesystem eine zunehmende Rolle spielen werden. Bei einer unterstellten Weiterentwicklung der energetischen Nutzung von Biomasse reichen bereits die hier aufgeführten CO₂-Quellen theoretisch für einen Betrieb von Methanisierungsanlagen zur Speicherung von jährlich 150 TWh elektrischer Energie aus [30].

Neben den biogenen CO₂-Quellen fällt bei zahlreichen industriellen Prozessen CO₂ an, für welches eine Nachnutzung durch die Methanisierung angestrebt werden kann. Durch eine verursachergerechte Bilanzierung der Emissionen sollte jedoch sichergestellt werden, dass weiterhin der Anreiz besteht, CO₂-Emissionen zu vermeiden. Eine Nachnutzung durch die Methanisierung stellt in diesem Zusammenhang keine Vermeidungsstrategie dar, da das CO₂ in der Nutzungsphase des Speichergases ebenfalls in die Atmosphäre gelangt. Allein die heutige Stahl- und Zementindustrie in Deutschland hat theoretisch ein CO₂-Potenzial zur Methanisierung von jährlich mehr als 200 TWh Strom [30]. In [31] wird darüber hinaus aufgeführt, wie sich das CO₂-Potenzial aus industriellen Quellen unter dem Einfluss ambitionierter CO₂-Vermeidungsstrategien entwickeln kann. Es wird abgeschätzt, dass mit biogenem und industriellem CO₂ auch langfristig insgesamt etwa 420 TWh/a synthetisches Methan hergestellt werden können.

Weiterhin besteht sowohl die Möglichkeit des CO₂-Recyclings in Form von geschlossenen CO₂-Kreisläufen als auch die Abtrennung von CO₂ aus der Luft. Wird das Speichergas stationär z. B. in einem Gaskraftwerk genutzt, so kann das CO₂ anschließend erneut aus der Abgasluft des Kraftwerks abgetrennt werden und so theoretisch in einen nahezu geschlossenen CO₂-Kreislauf eingebunden werden. Hierfür scheint der Einsatz von Oxyfuel-Kraftwerken besonders attraktiv, bei welchen der Sauerstoff, der im Elektrolyseprozess anfällt, eingesetzt werden kann. Dies würde die CO₂-Abtrennung deutlich vereinfachen, erfordert aber, dass Speichergaserzeugung und -nutzung am gleichen Ort stattfinden und Möglichkeiten für eine Zwischenspeicherung von O₂ und CO₂ geschaffen werden, da beide Moleküle antizyklisch anfallen bzw. benötigt werden. Bei dezentralen Anwendungen, wie dem Einsatz des Speichergases im Verkehrssektor, ist ein Recycling des CO₂ nur über die Umgebungsluft möglich. Da der Energieaufwand für die Gewinnung von reinem CO₂ bei abnehmender CO₂-Konzentration deutlich ansteigt (siehe [31, S. 65]), ist es aus energetischen bzw. wirtschaftlichen Gesichtspunkten vorzuziehen, zunächst CO₂-Quellen mit

einer erhöhten CO₂-Konzentration einzubeziehen. In umfassenden EE-Vollversorgungsszenarien oder an abgelegenen Standorten ohne geeignete CO₂-Quelle ist die CO₂-Abtrennung aus der Luft aber durchaus als Option mit einzubeziehen.

2.1.3.3 Einspeisemöglichkeiten und Speicherkapazitäten im Erdgasnetz

Das in Deutschland bestehende Erdgasnetz, welches durch das PtG-Konzept für die Verteilung und Speicherung von regenerativen Speichergasen erschlossen wird, stellt mit etwa 500.000 km Gasnetzleitungen [32, S. 52] und unterirdischen Speichern mit einem derzeit installierten und nutzbaren Arbeitsgasvolumen von 23,8 Mrd. Nm³ (Stand 31.12.2013 [33, S. 49]) eine umfangreiche Infrastruktur zur Verfügung. Bezogen auf den unteren Heizwert von Erdgas (bzw. Methan) haben die bestehenden Speicher eine Speicherkapazität für knapp 240 TWh Gas. Beim Vergleich dieser Gasmenge mit dem mittleren Stromverbrauch in Deutschland (mittlere Last ca. 65 GW) wird deutlich, dass die vorhandenen Erdgasspeicher bei einem angenommenen Rückverstromungswirkungsgrad von 60% theoretisch dafür ausreichen, Deutschland 77 Tage lang vollständig mit Strom zu versorgen. Verglichen mit den in Deutschland vorhandenen Pumpspeichern, welche eine elektrische Speicherkapazität von ca. 40 GWh [34] aufweisen, wird deutlich, dass durch PtG Speicherkapazitäten erschlossen werden können, die eine Langzeitspeicherung im erneuerbaren Energiesystem ermöglichen.

Während durch die Methanisierung ein Speichergas erzeugt werden kann, welches vollkommen gleichwertig zu fossilem Erdgas als Austauschgas in die Erdgasinfrastruktur eingespeist werden kann (siehe z. B. [35]), setzen einige Bestrebungen auch auf den Energieträger Wasserstoff. Da hierfür nur der Konversionsschritt der Elektrolyse benötigt wird, besteht aufseiten der Einspeicherung sowohl ein Wirkungsgrad- als auch ein Kostenvorteil. Entsprechend des aktuellen Regelwerks kann Wasserstoff heute jedoch nur begrenzt (bis zu 5 Vol.-%) in die bestehende Erdgasinfrastruktur eingespeist werden [36]. Für bestimmte Anwendungen, z. B. für Erdgasfahrzeuge, liegt der heutige Grenzwert für den Wasserstoffanteil nur bei 2 Vol.-%. Aktuelle Untersuchungen kommen jedoch zu dem Schluss, dass durch gewisse Anpassungen in Zukunft auch höhere Wasserstoffanteile im Gasnetz möglich sein können. Dabei werden einige Komponenten wie Untertagespeicher (insbesondere Porenspeicher) aber auch Gasturbinen und Erdgasfahrzeuge als eher kritisch bezüglich eines erhöhten Wasserstoffanteils in der Gasnetzinfrastruktur eingestuft (hier kann durch technische Anpassungen ggf. eine H₂-Verträglichkeit zwischen 10% und 20% erreicht werden, in diesem Bereich besteht aber noch Forschungsbedarf), die Komponenten der Gasverteilung sind dagegen schon heute für einen Wasserstoffanteil von bis zu 30% geeignet [26, S. 106]. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, Wasserstoff lokal in eigens errichteten Wasserstoffspeichern zu lagern. Die Vorteile der Nutzung einer vorhandenen Infrastruktur entfallen jedoch bei dieser Option.

So lange bzw. an den Stellen, an denen Wasserstoff verwendet werden kann oder die Einspeisemöglichkeiten von Wasserstoff ins Erdgasnetz nicht ausgeschöpft sind, stellt der Power-to-H₂-Pfad die effizientere Möglichkeit dar. Für eine uneingeschränkte und umfassendere Nutzung der vorhandenen Erdgasinfrastruktur ist dagegen die weitere Konvertierung zu CH₄ notwendig. Da im Rahmen dieser Arbeit das Gasnetz nicht modelliert wird, und damit lokale Wasserstoffanteile nicht erfasst werden können, wird vereinfacht davon ausgegangen, dass stets die Methanisierungstechnologie Anwendung findet. In der Diskussion der Ergebnisse wird qualitativ jedoch ebenfalls die Möglichkeit der Produktion und Speicherung von Wasserstoff miteinbezogen.

2.1.3.4 PtG als Verknüpfung zwischen den Energiesektoren

Das über PtG erzeugte Speichergas kann als Langzeitspeicher im Stromsektor zur Rückverstromung eingesetzt werden, aber ebenso als klimafreundlicher Energieträger im Verkehrs- und Wärmesektor oder zur stofflichen Nutzung in der Industrie Anwendung finden. Einsatzfelder ergeben sich überall dort, wo auch fossiles Erdgas genutzt werden kann. Eine mögliche Entwicklung des Erdgasverbrauchs nach Anwendungen bis zum Jahr 2050 wird in [5] aufgezeigt. Es wird erwartet, dass sich der Erdgasverbrauch bis 2050 ungefähr halbiert (insbesondere bedingt durch einen sinkenden Energiebedarf für Raumwärme). Dieser beträgt dann etwa 420 TWh pro Jahr. Der Erdgasverbrauch verteilt sich insbesondere auf den Bereich Prozesswärme sowie auf die kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung aus KWK (jeweils ca. 1/3). Mit deutlich kleineren Anteilen folgen der nicht-energetische Verbrauch, Verkehr, Heizwärme und Warmwasser sowie die Stromerzeugung aus Kondensationskraftwerken. Bei einem Stromversorgungssystem mit hohen erneuerbaren Überkapazitäten in der Stromerzeugung können die Klimaschutzpotenziale des Stromsektors durch Kopplung der Strom- und Gasnetze über PtG den Anwendungen, die auch langfristig eines chemischen Energieträgers bedürfen, zugänglich gemacht werden.

Bevor eine Erzeugung von Speichergas für andere Sektoren jedoch aus Gründen des Klimaschutzes zielführend ist, sollte die erneuerbare Stromerzeugung zunächst direkt, in Form von Strom, genutzt werden. Die direkte Nutzung von elektrischer Energie z. B. in elektrischen (bzw. teil-elektrischen) Fahrzeugen im Verkehrssektor oder in elektrischen Wärmepumpen im Wärmesektor ist wesentlich effizienter als eine Verwendung von Speichergas in vergleichbaren gasbetriebenen Anwendungen, da unter anderem die Wandlungsverluste von Strom zu Gas entfallen.

Auch wenn die Anwendungsfelder für das Speichergas sehr vielseitig sind, sollte der Betrieb der PtG-Anlagen, die in die Stromversorgung integriert sind, daher stets an nicht direkt nutzbare erneuerbare Stromüberschüsse geknüpft sein. Der Einsatz von nicht überschüssigem erneuerbarem Strom im Stromsektor verdrängt direkt disponible Stromerzeugung, die in der Regel auf Basis fossiler Energieträger erfolgt (verhältnismäßig geringe direkte Emissionen hat hier ein effizientes Gas- und Dampf (GuD)-Kraftwerk mit ca. $0,32 \text{ kgCO}_2 / \text{kWh}_{\text{Strom}}$ ⁸). Der Einsatz des Stroms über PtG im Straßenverkehr vermeidet dagegen nur ca. $0,16 \text{ kgCO}_2 / \text{kWh}_{\text{Strom}}$ ⁹ im Falle einer Verdrängung von Benzin im Ottomotor (bei einer Verdrängung von fossilem Erdgas wäre der Effekt noch geringer). Daher sollte aus Sicht des Klimaschutzes, unabhängig vom späteren Einsatzbereich des Speichergases, erneuerbarer Strom so lange wie möglich direkt genutzt werden und nur die überschüssige, nicht direkt nutzbare Stromeinspeisung durch PtG gespeichert werden¹⁰.

⁸Annahmen: Verdrängt wird ein sehr effizientes GuD-Kraftwerk mit 62% Wirkungsgrad. Bei dem Emissionsfaktor von Erdgas (direkte Emissionen) mit $0,2 \text{ kgCO}_2 / \text{kWh}_{\text{Gas}}$ (Wert aus GEMIS für Erdgas-DE-CNG-2010) kann die Stromerzeugung aus Windkraft oder Photovoltaik (keine direkten CO_2 -Emissionen) $0,2 \text{ kgCO}_2 / \text{kWh}_{\text{Gas}} / 0,62 \text{ kWh}_{\text{Strom}} / \text{kWh}_{\text{Gas}} = 0,32 \text{ kgCO}_2 / \text{kWh}_{\text{Strom}}$ verdrängen.

⁹Annahmen: Mit 1 kWh Strom werden bei einem PtG-Wirkungsgrad von 62% 0,62 kWh Speichergas erzeugt. Unter der Annahme, dass ein benzin- und ein gasbetriebener Ottomotor den gleichen Wirkungsgrad haben, wird durch das Speichergas eine energetisch gleiche Menge Benzin verdrängt. Da Benzin einen Emissionsfaktor von $0,25 \text{ kgCO}_2 / \text{kWh}_{\text{Kraftstoff}}$ (Werte aus GEMIS für Benzin-bleifrei-DE-2010) hat, kann mit 1 kWh Windstrom auf diesem Pfad $0,62 \text{ kWh}_{\text{Kraftstoff}} / \text{kWh}_{\text{Strom}} \cdot 0,25 \text{ kgCO}_2 / \text{kWh}_{\text{Kraftstoff}} = 0,16 \text{ kgCO}_2 / \text{kWh}_{\text{Strom}}$ verdrängt werden.

¹⁰Ausgenommen sind Anlagen, die nicht in das Stromsystem integriert sind und ausschließlich zur Produktion von Kraftstoffen errichtet werden. Außerdem kann eine erhöhte Nachfrage nach Speichergas indirekt Einfluss auf die Errichtung von weiteren PtG-Anlage haben, indem die Nachfrage nach Speichergas einen erhöhten EE-Ausbau induziert und damit mehr Stromüberschüsse für die Nutzung durch PtG zur Verfügung stehen.

2.1.3.5 Stand der Technologieentwicklung

Aktuell gibt es verschiedene Aktivitäten, die eine Umsetzung des PtG-Konzeptes als Forschungs- oder Pilotanlage erproben. Die interaktive Projektkarte der Strategieplattform zum Thema PtG [37] gibt einen guten Überblick über sämtliche aktuell in Deutschland laufende Aktivitäten zur Erprobung der Herstellung und Speicherung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan. Ziel der hier organisierten Partner ist es „im Zeitraum 2020/2025 eine großtechnisch und wirtschaftlich nutzbare Technologie [...] zur Verfügung zu haben“ [38].

Bezüglich der Aktivitäten zur Methanisierung ist das Konsortium aus Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), ETOGAS GmbH und Fraunhofer IWES mit insgesamt drei Anlagen in unterschiedlichen Größenklassen (25 kW Alpha-Anlage und 250 kW Technikumsanlage betrieben am ZSW in Stuttgart sowie eine 6 MW Anlage, konzipiert durch ETOGAS im Auftrag der Audi AG für den Standort Werlte) am weitesten fortgeschritten (siehe auch [39]).

Insgesamt gibt es heute sowohl für den Prozessschritt der Wasserstoffherzeugung als auch für den Weg der Methanisierung noch erhebliche Entwicklungspotenziale. So gilt es z. B. die energetische Effizienz zu verbessern oder die Anlagen an den fluktuierenden Betrieb der erneuerbaren Stromerzeugung anzupassen (vgl. [31]). In Verbindung mit technischen Weiterentwicklungen aber auch durch einen Übergang zu einer industriellen Fertigung von PtG-Anlagen wird ebenfalls ein erhebliches Potenzial zur Senkung der Anlagenkosten gesehen. Eine Übersicht hierzu wird in Abschnitt 4.1.2.2 (S. 69) dargestellt. Zusätzlich zum Entwicklungspotenzial der Anlagentechnik selbst besteht darüber hinaus insbesondere für den PtH₂-Pfad Forschungs- und Entwicklungsbedarf bezüglich der Einspeise-, Speicher- und Nutzungsoptionen von Wasserstoff (vgl. Abschnitt 2.1.3.3).

2.2 Modellierung der Stromversorgung

Da es sich bei Energiespeichern im Allgemeinen und PtG im Besonderen um Technologien handelt, deren Relevanz mit zunehmendem EE-Anteil steigen wird, spielen Energieszenarien und die Abbildung des zukünftigen Energieversorgungssystems zur Untersuchung der geplanten Fragestellungen eine grundlegende Rolle. Daher wird in diesem Abschnitt zunächst die Methodik zur Modellierung der Stromversorgung beschrieben. Im folgenden Abschnitt 2.3 werden die Szenarioannahmen, die den späteren Berechnungen zugrunde liegen, vorgestellt.

Bei der Modellierung des Stromversorgungssystems, mit dem Ziel insbesondere die Rolle von Energiespeichern bei hohen EE-Anteilen bewerten zu können, bestehen verschiedene Herausforderungen. Einerseits gilt es die zeitliche Charakteristik der fluktuierenden Stromeinspeisung im Zusammenspiel mit den disponiblen Stromerzeugungs- und Speichertechnologien mit einer ausreichend hohen zeitlichen Auflösung sowie den wesentlichen technischen und ökonomischen Parameter abzubilden. Andererseits sollte eine räumliche Differenzierung, die den begrenzten Übertragungskapazitäten des Stromnetzes gerecht wird, berücksichtigt werden.

Zur Modellierung der zeitlichen und räumlichen Charakteristik der Stromversorgung werden insbesondere Fundamentalmodelle zur Abbildung des Elektrizitätsmarktes angewendet. Fundamentalmodelle sind dazu geeignet, Einsatzentscheidungen der verschiedenen Stromerzeuger sowie flexibler Lasten und Speicher abzubilden [40]. Darauf aufbauend können die Einsatzhäufigkeit bzw. die Einsatzcharakteristik der modellierten Marktteilnehmer ausgewertet und Aussagen über Elektrizitätspreise abgeleitet werden. Fundamentalmodelle beruhen auf einer „möglichst genaue[n]

Abbildung der exogen gegebenen technischen Realitäten [z. B. technische Parameter der Kraftwerke], Inputpreisen [z. B. Brennstoffpreise] und der Stromnachfrage“ [40, S. 3]. Es wird unterstellt, dass die Marktteilnehmer nicht strategisch handeln, sondern ein vollständiger Wettbewerb herrscht. Dies bedeutet, dass der markträumende Preis den variablen Kosten der Stromproduktion für die letzte produzierte Einheit entspricht. Das Marktgleichgewicht führt unter diesen Annahmen zu einer wohlfahrtsoptimalen Allokation [41, S. 4] bzw. bei Vorgabe einer zu deckenden Stromnachfrage umgekehrt ausgedrückt zu einem kostenminimalen Einsatz der Stromerzeuger bei gleichzeitiger Deckung der gegebenen Nachfrage [42, S. 28]. Darüber hinaus wird angenommen, dass insbesondere der Handel auf kurzfristigen Märkten (Day-Ahead- und Intraday-Markt) ausschlaggebend für die Einsatzentscheidung der Kraftwerke ist, weshalb mit einer recht kurzen zeitlichen Kopplung (wenige Tage) gearbeitet werden kann¹¹.

Fundamentalmodelle zur Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung bieten damit die Möglichkeit, gezielt den Einfluss von veränderten exogenen Parametern (wie steigende Brennstoffpreise oder die Verringerung der durch disponible Erzeuger zu deckenden Stromnachfrage) auf die Einsatzentscheidungen der Teilnehmer am kurzfristigen Stromhandel abzubilden, wodurch Fundamentalmodelle gut geeignet sind, strukturelle Zusammenhänge aufzuzeigen und längerfristige Vorhersagen über die Rolle verschiedener Marktakteure zu treffen. Umsetzungsbeispiele für kostenminimierende Fundamentalmodelle zur Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung, die in einem vergleichbaren Kontext erfolgreich angewendet wurden, sind z. B. [43], [44], [45] und [15]. Die genannten Modelle arbeiten mit einer hohen zeitlichen Auflösung (Berücksichtigung von 8760 aufeinanderfolgenden Stunden eines Jahres) und erfüllen damit eine wichtige Voraussetzung für Analysen des zukünftigen Strommarktes und zur Bewertung des Einsatzes von Energiespeichern unter dem steigenden Einfluss erneuerbarer Energien.

2.2.1 Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung

Als Grundlage für die Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung, die im Rahmen dieser Dissertation weiterentwickelt und angewendet wird, dient das von Amany von Oehsen im Rahmen ihrer Dissertation am Fraunhofer IWES entwickelte Fundamentalmodell, welches in [15] beschrieben ist.

Dieses Modell wurde für die kurzfristige Einsatzoptimierung von disponiblen Stromerzeugern, Speichern und flexiblen Stromnachfragern des deutschen Strommarktes entwickelt und auf die Anwendung für die Berechnung von Szenarien mit hohem EE-Anteil ausgelegt. Darüber hinaus wurde bei der Modellierung ein besonderes Augenmerk auf eine umfassende Abbildung der Interaktion zwischen Strom- und Wärmebereitstellung gelegt. So werden Technologien der Kraft-Wärme-Kopplung und Wärmepumpen besonders detailliert abgebildet. Um den Anforderungen, die durch einen hohen Anteil erneuerbarer Stromeinspeisung entstehen, gerecht zu werden, ermöglicht das Modell darüber hinaus die Vorgabe von Einspeiseprognosen (anstelle der exakten Vorgabe von Einspeiseprofilen) für die fluktuierende erneuerbare Stromerzeugung, die im Zuge der rollierenden Planung fortlaufend aktualisiert werden (Details siehe [15]).

¹¹Die Rahmenbedingungen für längerfristige Entscheidungen werden dabei in der Regel aus vorgeschalteten Modellläufen, die eine längere zeitliche Kopplung (z. B. ein Jahr) umfassen, jedoch auf eine detaillierte räumliche Differenzierung oder auf ausgewählte technische Randbedingungen verzichten, übernommen.

Optimierungsmethode

Um die definierte Aufgabenstellung der Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung hinreichend genau und mit standardmäßigen Solvern lösen zu können, wurde eine gemischt-ganzzahlige lineare Formulierung der Optimierungsaufgabe gewählt. Hierfür müssen sämtliche Zusammenhänge, z. B. zwischen Brennstoffverbrauch und Wirkleistungsabgabe eines Kraftwerks, auf lineare Funktionen abstrahiert werden. Ganzzahlige Variablen (bzw. binäre Variablen) ermöglichen es zusätzlich diskrete An-/Aus-Zustände abzubilden, welche z. B. für die Modellierung einer technischen Mindestleistung von Kraftwerken notwendig sind. Als Solver zur Lösung der Optimierungsaufgabe wird der kommerzielle Solver CPLEX[®] von IBM verwendet. CPLEX[®] bietet unter anderem Lösungsalgorithmen für gemischt-ganzzahlige, lineare Optimierungsprobleme und stellt darüber hinaus eine Schnittstelle zu MATLAB[®] bereit. In MATLAB[®] ist sowohl der Programmablauf zur Formulierung der Optimierungsaufgabe für die Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung als auch das Datenhandling umgesetzt. Durch die bereitgestellte MATLAB[®]-CPLEX[®]-Schnittstelle kann der Solver zur Lösung der aufgestellten Optimierungsaufgabe direkt aus MATLAB[®] heraus angesprochen werden.

Innerhalb von CPLEX[®] wird zur Lösung der Optimierungsaufgabe der sogenannte Branch-and-Cut Algorithmus angewendet. Dieser Algorithmus stellt eine Kombination des Branch-and-Bound Algorithmus mit einem Schnittebenenverfahren dar (siehe hierzu z. B. [46, 47]). Beim Branch-and-Bound Algorithmus wird zunächst die kontinuierliche Relaxierung des Problems gelöst. An den Stellen, an welchen Ganzzahligkeitsbedingungen verletzt werden, wird das Problem in Teilprobleme (Branches = Zweige) zerlegt, die fixe ganzzahlige Werte für einzelne Variablen vorgeben. Die Teilprobleme werden wiederum gelöst und dabei ggf. weitere Zweige gebildet. Durch den Vergleich der möglichen Zielwerte in einzelnen Zweigen können solche Zweige, die nur einen höheren Wert als eine bereits gefundene Lösung erreichen können, ausgeschlossen werden (Bounding). Auf diese Weise müssen nicht alle möglichen Lösungen des Problems analysiert werden. Das Schnittebenenverfahren wird in Ergänzung dazu eingesetzt, um den möglichen Lösungsbereich von vornherein einzuschränken. Hierbei werden dem Problem zusätzliche Randbedingungen hinzugefügt, welche von allen zulässigen ganzzahligen Randbedingungen erfüllt werden, die aber den Lösungsbereich der kontinuierlichen Relaxierung des Problems einschränken. Durch die Kombination beider Verfahren kann im Vergleich zur ausschließlichen Anwendung eines der beiden Verfahren in der Regel schneller eine genaue Lösung gefunden werden. Das ist insbesondere dann hilfreich, wenn auf den Beweis der Optimalität einer Lösung verzichtet werden kann. Durch den Vergleich einer gefundenen Lösung mit der Lösung der kontinuierlichen Relaxierung des Problems, welche die untere Schranke für die mögliche minimale Lösung darstellt, wird eine Abschätzung über die maximale Abweichung einer Lösung getroffen. In CPLEX[®] kann vorgegeben werden, dass die Lösungssuche z. B. bei einer Abweichung kleiner 2% abgebrochen wird. Da bei der Lösung des Kraftwerkseinsatzes viele Eingangsgrößen selbst mit einer gewissen Ungenauigkeit behaftet sind, ist ein solches Vorgehen zielführend und kann die Rechenzeit merklich verkürzen.

Allgemeine Formulierung der Optimierungsaufgabe

Allgemein wird die Optimierungsaufgabe durch eine Zielfunktion

$$\min C^{\text{Ges}} = \vec{c}^T \cdot \vec{x} , \quad (2.3)$$

die unter den Nebenbedingungen

$$\begin{aligned} \vec{l}_b &< \mathbf{M}\vec{x} < \vec{r}_b, \\ \vec{l}_b &< \vec{x} < \vec{u}_b \end{aligned} \quad (2.4)$$

zu lösen ist, beschrieben.

Dabei setzt sich die Zielfunktion aus dem Vektor \vec{x} der freien Optimierungsvariablen und dem Vektor \vec{c} der Zielfunktionskoeffizienten, welcher hier z. B. die zu berücksichtigenden Brennstoff-, Anfahr- und Lastwechselkosten enthält, zusammen. Das Skalarprodukt dieser Vektoren ergibt die zu minimierende Zielgröße C^{Ges} (Summe aller Kostenbeiträge über den Optimierungszeitraum).

Die Nebenbedingungen werden durch die Koeffizientenmatrix Matrix \mathbf{M} , die multipliziert mit dem Variablenvektor \vec{x} durch zwei konstante Vektoren \vec{l}_b und \vec{r}_b (left/right handside boundary) beschränkt werden, ausgedrückt. Alle Variablen des Vektors \vec{x} werden zusätzlich durch eine obere \vec{u}_b (upper-boundary) und eine untere Grenze \vec{l}_b (lower-boundary) in ihrem Wertebereich begrenzt. Entsprechend der gewählten gemischt-ganzzahligen, linearen Formulierung der Optimierungsaufgabe erhalten alle Variablen des Vektors \vec{x} außerdem eine Kennzeichnung, ob es sich um eine kontinuierliche oder eine ganzzahlige Variable handelt.

Bestandteile der Einsatzoptimierung

Im bestehenden Modell von Oehsen [15] werden unter Berücksichtigung der globalen Randbedingung der Lastdeckung (kumulierte Betrachtung für Deutschland) die variablen Kosten aller Kraftwerke und Speicher minimiert. Diese setzen sich im Einzelnen aus Brennstoffkosten sowie Kosten für CO₂-Zertifikate für die Strom- und ggf. auch für die Wärmeerzeugung, Anfahrkosten und Lastwechselkosten (Verschleißkosten) zusammen.

Modelliert sind verschiedene thermische Kraftwerkstypen (Kondensationskraftwerke, Gas- und Dampfkraftwerke, Gasturbinen und KWK-Kraftwerke). Diese werden kraftwerksscharf mit Mindestleistung, einem linearisierten Brennstoffverbrauch zwischen Minimal- und Maximalleistung, Anfahr- und Lastwechselkosten sowie einer Mindeststillstandszeit abgebildet. Im Falle der KWK-Kraftwerke wird darüber hinaus zwischen Gegendruckanlagen und Entnahmekondensationskraftwerken unterschieden, um den unterschiedlichen Möglichkeiten zur Auskopplung von Wärme in Abhängigkeit der aktuellen Stromproduktion gerecht zu werden. Für eine zusätzliche Flexibilisierung, welche in Szenarien mit sehr hohem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung von großer Bedeutung ist, werden für jedes KWK-Kraftwerk ein gasbetriebener Heizkessel und ein Elektroheizer modelliert. Diese können in Zeiten mit geringem Strombedarf aber gleichzeitiger Wärmenachfrage optional zur kostenminimalen Deckung der Wärmelast eingesetzt werden (siehe [15] für weitere Details zur Modellierung).

Als weitere Anlagen sind Pumpspeicher und in aggregierter Form Biogasanlagen mit Gasspeicher und Vorort-Verstromungseinheit sowie Gas-Blockheizkraftwerke (BHKW), die mit fossilem Erdgas oder Biomethan bzw. Speichergas aus PtG-Anlagen betrieben werden können, als kontinuierliche Anlagenmodelle abgebildet.

Die nicht disponible erneuerbare Stromeinspeisung wird nicht explizit in der Einsatzoptimierung modelliert, sondern im Vorhinein von der Zeitreihe der zu deckenden Last abgezogen, sodass diese verminderte Last (Residuallast) in die Lastdeckungsgleichung der Einsatzplanung eingeht¹².

¹²Methodik und Annahmen zur Modellierung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie der Last sind in Abschnitt 2.3 beschrieben.

Für Zeitpunkte, in welchen das Stromangebot aus erneuerbaren Energien die zu deckende Last übersteigt, ist eine sogenannte „Notfalllast“ vorgesehen, welche in der Lage ist, die überschüssige Stromerzeugung aufzunehmen, sodass die Gleichheitsrandbedingung der Lastdeckung eingehalten werden kann. Der Einsatz der Notfalllast entspricht damit einer Abregelung von überschüssiger Stromerzeugung.

Die übergreifende Randbedingung zur Gewährleistung der Lastdeckung hat folgende Struktur:

$$P^{\text{Res}}(t) = \sum_{k=1}^K (-P_k^{\text{KW}_{\text{Verz}}}(t) + P_k^{\text{KW}_{\text{Went}}}(t)); \forall t, \quad (2.5)$$

mit $P^{\text{Res}}(t)$: Residuallast zum Zeitpunkt t ; $P_k^{\text{KW}_{\text{Verz}}}(t)$ bzw. $P_k^{\text{KW}_{\text{Went}}}(t)$: Wirkleistungseinspeisung bzw. -entnahme der k -ten Energieanlage zum Zeitpunkt t und K : Anzahl der insgesamt modellierten Energieanlagen. Entsprechend der Vorzeichendefinition der Residuallast werden Einspeiseleistungen mit negativem Vorzeichen und die Stromentnahmen mit positivem Vorzeichen eingerechnet.

Ablauf sowie zeitliche Auflösung der Einsatzoptimierung

Die zeitliche Auflösung aller Eingangszeitreihen für die Einsatzplanung beträgt eine Stunde. Damit ist auch die Auflösung der abzubildenden technischen Eigenschaften auf eine Stunde festgelegt. Der gesamte Betrachtungszeitraum (in der Regel 1 Jahr = 8760 Stunden) wird in Anlehnung an die heutigen Abläufe im kurzfristigen Stromhandel, sowie um dem begrenzten Vorhersagehorizont der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung gerecht zu werden, in überlappende Optimierungszeiträume eingeteilt (siehe Abbildung 2.3). Soweit dies nicht anders vermerkt ist, wird alle 12 h (= Re-Optimierungszeitraum, T^{Re}) für jeweils 48 h in die Zukunft der Einsatz der disponiblen Energieanlagen optimiert. Zuzüglich einer Überlappungsstunde, welche aus der Vorgängeroptimierung übernommen wird, um Speicherfüllstände, An-/Aus-Zustände und die abschließenden Leistungswerte ohne Informationsverluste fortführen zu können, beträgt der Optimierungshorizont (T) jeweils 49 h. Damit setzt sich der gesamte Betrachtungszeitraum einer Jahressimulation insgesamt aus $8760 \text{ h} / 12 \text{ h} = 730$ Teilergebnissen zusammen.

Generell können Optimierungshorizont und Re-Optimierungszeitraum frei konfiguriert werden. Je öfter eine Re-Optimierung stattfindet und je länger der Optimierungszeitraum gewählt wird, desto

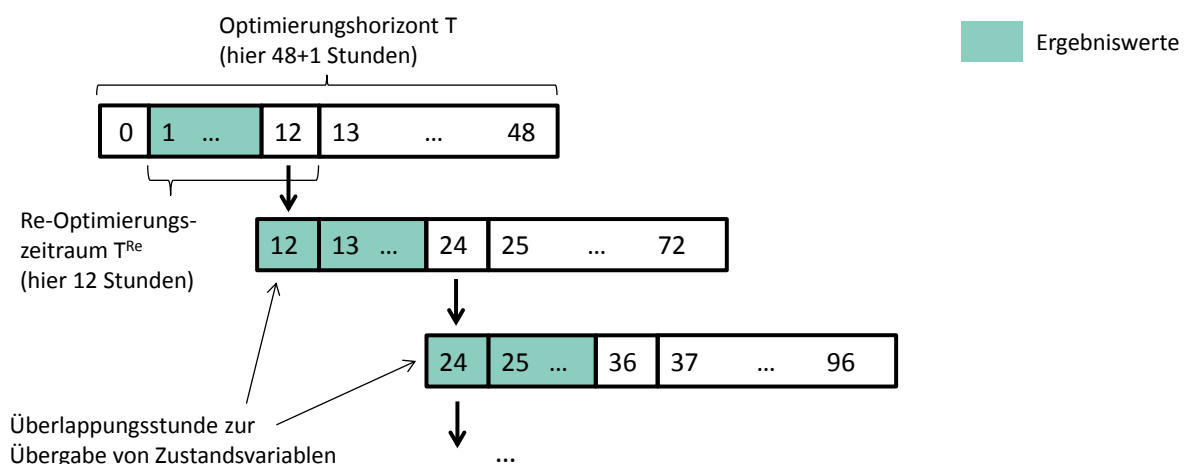


Abbildung 2.3: Schematische Darstellung der rollierenden Planung

aufwendiger wird die Berechnung, sodass sich die hier dargestellten Parameter für die meisten Untersuchungen als besonders effektiv herausgestellt haben.

Modellerweiterungen in der Einsatzplanung

Im Rahmen dieser Arbeit wird die Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung insbesondere um eine detaillierte Modellierung der PtG-Technologie und eine Abbildung des Übertragungsnetzes erweitert.

Um neben einem rein marktseitigen Einsatz von Flexibilitätsoptionen¹³ auch den begrenzten Übertragungskapazitäten im Stromnetz und einem damit verbundenen netzseitigen Einsatz von Ausgleichsoptionen gerecht zu werden, wird eine Näherung zur Berechnung von Leistungsflüssen im Höchstspannungsnetz implementiert (Abschnitt 2.2.2). Diese wird so in die Einsatzplanung integriert, dass eine geschlossene Optimierung zwischen räumlich differenziertem Anlageneinsatz und der Einhaltung von maximalen Übertragungskapazitäten im Stromnetz möglich ist (Abschnitt 2.2.3). Zusätzlich wird die Option eingefügt, Kosten für den Stromtransport, die durch Übertragungsverluste bzw. die hierdurch entstehenden Kosten für eine Ersatzerzeugung hervorgerufen werden, mit in die Zielfunktion aufnehmen zu können, um dem System einen Anreiz für einen netzdienlichen Betrieb von Ausgleichsoptionen zu geben.

Zur Abbildung der PtG-Technologie (Abschnitt 2.2.4) werden zwei Varianten umgesetzt: Zum einen kann die Wandlung von Strom zu Gas als flexibel einsetzbare Einspeichereinheit ohne die explizite Betrachtung der Nutzungsphase des Speichergases eingebunden werden und zum anderen besteht die Möglichkeit, PtG als langfristigen Strom-zu-Strom-Speicher abzubilden. Um der Einsatzplanung die Möglichkeit zu geben, PtG als Langzeitspeicher sinnvoll einzusetzen, wird für die zweite Variante eine Vergrößerung des Optimierungshorizonts auf ein Jahr umgesetzt. Neben den Varianten zur Modellierung des PtG-Einsatzes wird weiterhin eine Erweiterung implementiert, mit welcher eine netzoptimierte räumliche Verteilung von PtG-Anlagen ermittelt werden kann. Hierbei handelt es sich um eine kombinierte Zubau- und Einsatzentscheidung, die ebenfalls auf Basis einer geschlossenen Jahresrechnung erfolgt.

Diese Erweiterungen, die im Rahmen der vorliegenden Arbeit umgesetzt wurden, werden im Folgenden genauer beschrieben.

2.2.2 Modellierung des Übertragungsnetzes

2.2.2.1 Leistungsflussgleichungen

Im Allgemeinen wird für Lastflussberechnungen ein sogenanntes Knoten-Zweig-Modell angewendet. Dabei werden Betriebsmittel mit geringer Impedanz, wie z. B. Sammelschienen, zu Netzknoten verschmolzen. Die Leistungen von Lasten und Einspeisungen werden bilanziert und den definierten Knoten zugeordnet. Verbunden werden die Netzknoten durch Zweige, die das Übertragungsverhalten von Leitungen oder Transformatoren beschreiben [48, S. 33f]. Ziel der Lastflussberechnung ist die Bestimmung der stationären Strom- und Leistungsverteilung im vermaschten Netz bei vorgegebener Belastung und bekannten Beträgen der Lasten und Einspeisungen an den Knoten [49, S. 443].

Für die in den Zweigen fließende komplexe Leistung gilt [50, S. 547]:

¹³Der Handel auf dem Spotmarkt findet zunächst ohne Berücksichtigung von räumlichen Übertragungskapazitäten statt, weshalb bei einer solchen Betrachtung keine räumliche Zuordnung des Anlageneinsatzes erfolgt.

$$\underline{S}_{jk} = 3\underline{U}_j \cdot \underline{I}_{jk}^* \quad (2.6)$$

wobei \underline{S}_{jk} die Scheinleistung, \underline{U}_j die Sternpunktspannung an einem Knoten j und \underline{I}_{jk}^* den Stromfluss von Knoten j nach Knoten k beschreibt¹⁴.

Unter Verwendung des Ersatzschaltbilds (Abbildung 2.4) für einen Zweig des Netzes lässt sich der Strom \underline{I}_{jk} folgendermaßen ausdrücken:

$$\underline{I}_{jk} = (\underline{Y}_{jk}^{(b)} + \frac{1}{2}\underline{Y}_{jk}^{(0)})\underline{U}_j - \underline{Y}_{jk}^{(b)}\underline{U}_k \quad (2.7)$$

$\underline{Y}_{jk}^{(b)}$ wird als Zweiglängsadmittanz und $\underline{Y}_{jk}^{(0)}$ als Zweigqueradmittanz zur Beschreibung des Übertragungsverhaltens zwischen den Knoten j und k bezeichnet.

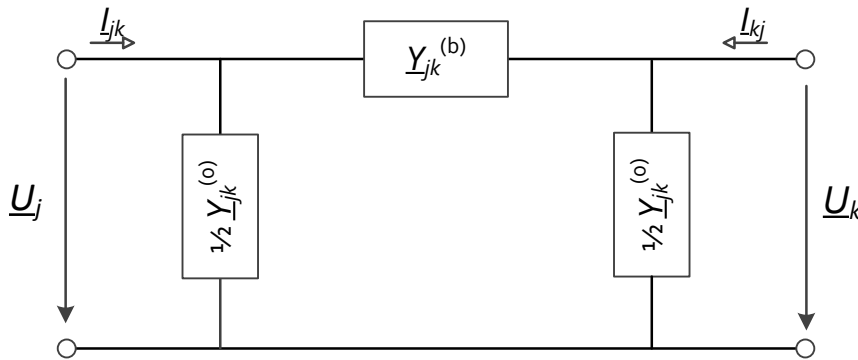


Abbildung 2.4: Ersatzschaltbild eines Zweiges des Netzes

Für eine verkürzte Schreibweise wird im Folgenden $\underline{Y}_{jk}^{(n)} = \underline{Y}_{jk}^{(b)} + \frac{1}{2}\underline{Y}_{jk}^{(0)}$ verwendet. Weiterhin wird für eine Aufspaltung des Leistungsflusses in Real- und Imaginärteil $\underline{Y}_{jk}^{(n)} = G_{jk}^{(n)} + iB_{jk}^{(n)}$ sowie analog $\underline{Y}_{jk}^{(b)} = G_{jk}^{(b)} + iB_{jk}^{(b)}$ und $\underline{Y}_{jk}^{(0)} = G_{jk}^{(0)} + iB_{jk}^{(0)}$ eingeführt.

Durch Einsetzen von Gl. 2.7 in Gl. 2.6 sowie der Verwendung der expliziten Darstellung der Spannung über Betrag und Phase ($\underline{U}_j = U_j e^{i\vartheta_j}$), lässt sich der Leistungsfluss über einen Zweig des Netzes wie folgt beschreiben [50, S. 547]:

$$\underline{S}_{jk} = 3U_j^2(G_{jk}^{(n)} - iB_{jk}^{(n)}) - 3U_j U_k (\cos(\vartheta_j - \vartheta_k) + i \sin(\vartheta_j - \vartheta_k)) (G_{jk}^{(b)} - iB_{jk}^{(b)}) \quad (2.8)$$

Hieraus lassen sich zwei gekoppelte Gleichungen für den Wirk- und Blindleistungsfluss über einen Zweig des Netzes ableiten [50, S. 547]:

$$P_{jk} = \text{Re}(\underline{S}_{jk}) = 3U_j^2 G_{jk}^{(n)} - 3U_j U_k (G_{jk}^{(b)} \cos(\vartheta_j - \vartheta_k) + B_{jk}^{(b)} \sin(\vartheta_j - \vartheta_k)) \quad (2.9)$$

$$Q_{jk} = \text{Im}(\underline{S}_{jk}) = -3U_j^2 B_{jk}^{(n)} + 3U_j U_k (B_{jk}^{(b)} \cos(\vartheta_j - \vartheta_k) - G_{jk}^{(b)} \sin(\vartheta_j - \vartheta_k)) \quad (2.10)$$

Um den Leistungsfluss später in Abhängigkeit der an den Knoten injizierten Leistungen ausdrücken zu können, wird eine weitere Darstellung des Leistungsflusses in Form von Knotenpunktleistungen

¹⁴Komplexe Größen werden stets durch einen Unterstrich () markiert. Das hochgestellte Sternchen (*) kennzeichnet, dass der komplex-konjugierte Wert einer Größe verwendet wird.

\underline{S}_j gewählt, wobei dann ebenfalls Knotenpunktströme $\underline{I}_j = \sum_{k=1, j \neq k}^N \underline{I}_{jk}$ berücksichtigt werden müssen [49, S. 445]. Durch Einsetzen von Gl. 20 ergibt sich weiterhin folgender Zusammenhang für die Knotenpunktleistungen:

$$\begin{aligned} \underline{S}_j &= 3\underline{U}_j \underline{I}_j^* \\ &= 3\underline{U}_j \left(\underline{U}_j \sum_{k=1, j \neq k}^N (\underline{Y}_{jk}^{(b)} + \frac{1}{2} \underline{Y}_{jk}^{(0)}) \right)^* + 3\underline{U}_j \left(\sum_{k=1, j \neq k}^N (-\underline{Y}_{jk}^{(b)} \underline{U}_k) \right)^*. \end{aligned} \quad (2.11)$$

Hierdurch liegt die Einführung folgender Knotenpunktadmittanzen (zusammen auch Knotenpunktadmittanzmatrix genannt) nahe, die das Übertragungsverhalten der Netzbetriebsmittel zwischen zwei Knoten j und k beschreiben (N : Anzahl der Knoten des Netzes) [49, S. 408]:

$$\underline{Y}_{jk} = G_{jk} + iB_{jk} = \begin{cases} \sum_{j=1; j \neq k}^N (\underline{Y}_{jk}^{(b)} + \frac{1}{2} \underline{Y}_{jk}^{(0)}) & , \text{ für } j = k \\ -\underline{Y}_{jk}^{(b)} & , \text{ für } j \neq k. \end{cases} \quad (2.12)$$

Damit lässt sich Gl. 2.11 auch folgendermaßen schreiben [49, S. 445]:

$$\begin{aligned} \underline{S}_j &= 3\underline{U}_j (\underline{U}_j \underline{Y}_{jj})^* + 3\underline{U}_j \left(\sum_{k=1, j \neq k}^N (\underline{Y}_{jk} \underline{U}_k) \right)^* \\ &= \sum_{k=1}^N 3\underline{U}_j \underline{U}_k^* \underline{Y}_{jk}^* \\ &= \sum_{k=1}^N 3\underline{U}_j \underline{U}_k e^{i(\vartheta_j - \vartheta_k)} (G_{jk} - iB_{jk}) \end{aligned} \quad (2.13)$$

Die in den Knoten injizierte Wirk- und Blindleistung kann nun folgendermaßen dargestellt werden [50, S. 547]:

$$P_j = \operatorname{Re}(\underline{S}_j) = \sum_{k=1}^N 3\underline{U}_j G_{jk} \underline{U}_k \cos(\vartheta_j - \vartheta_k) + \sum_{k=1}^N 3\underline{U}_j B_{jk} \underline{U}_k \sin(\vartheta_j - \vartheta_k), \quad (2.14)$$

$$Q_j = \operatorname{Im}(\underline{S}_j) = \sum_{k=1}^N 3\underline{U}_j G_{jk} \underline{U}_k \sin(\vartheta_j - \vartheta_k) - \sum_{k=1}^N 3\underline{U}_j B_{jk} \underline{U}_k \cos(\vartheta_j - \vartheta_k). \quad (2.15)$$

Zur praktischen Anwendung der Leistungsflussgleichungen gilt es nun noch die Elemente der Admittanzmatrix (G_{jk} , B_{jk}) genauer zu spezifizieren. Wird das Ersatzschaltbild des Zweiges (Abbildung 2.4) für die Abbildung einer Freileitung im Höchstspannungsnetz konkretisiert, so kann die Zweiglängsadmittanz $\underline{Y}_{jk}^{(b)}$ durch einen ohmschen Widerstand R_{jk} mit einer in Reihe geschalteten Induktivität $i\omega L_{jk} = iX_{jk}$ wie folgt ausgedrückt werden [49, S. 407 und 449]:

$$\text{Zweiglängsadmittanz: } \underline{Y}_{jk}^{(b)} = \frac{R_{jk}}{R_{jk}^2 + X_{jk}^2} + i \frac{-X_{jk}}{R_{jk}^2 + X_{jk}^2} = G_{jk}^{(b)} + iB_{jk}^{(b)} \quad (2.16)$$

$$\text{Zweigqueradmittanz: } \underline{Y}_{jk}^{(0)} = G_{jk}^{(0)} + iB_{jk}^{(0)}.$$

Die Queradmittanz wird hier nicht genauer ausgeführt, da sie später vernachlässigt wird.

Mit dieser Spezifizierung der Zweigadmittanzen kann auch die Admittanzmatrix aus Gl. 2.12 konkretisiert werden (mit $j, k = 1 \dots N$ wobei N die Anzahl der Knoten des Netzes beschreibt; gibt es keine Verbindung zwischen den Knoten, so sind $\underline{Y}_{jk}^{(b)} = \underline{Y}_{jk}^{(0)} = 0$ und damit auch $G_{jk} = B_{jk} = 0$) [49, S. 407 und 449]:

$$\begin{aligned}
 G_{jj} &= \sum_{k=1; k \neq j}^N \left(\frac{R_{jk}}{R_{jk}^2 + X_{jk}^2} + \frac{1}{2} G_{jk}^{(0)} \right) \\
 G_{jk} &= \frac{-R_{jk}}{R_{jk}^2 + X_{jk}^2} \\
 B_{jj} &= \sum_{k=1; k \neq j}^N \left(\frac{-X_{jk}}{R_{jk}^2 + X_{jk}^2} + \frac{1}{2} B_{jk}^{(0)} \right) \\
 B_{jk} &= \frac{X_{jk}}{R_{jk}^2 + X_{jk}^2}.
 \end{aligned} \tag{2.17}$$

Die vollständige Beschreibung des Leistungsflusses umfasst insgesamt ein nicht lineares System von gekoppelten Gleichungen. Zur Lösung wird typischerweise ein iteratives Verfahren, wie das Newton-Raphson Verfahren, angewendet [49, S. 446f], wobei die Konvergenz des Verfahrens z. B. von einer guten Wahl der Anfangsbedingungen abhängt.

2.2.2.2 Entkoppelte DC-Lastflussrechnung

Da es das Ziel ist, die Leistungsflussgleichungen in die bestehende gemischt-ganzzahlige, lineare Optimierung des Anlageneinsatzes einzubinden, ist es erforderlich, eine lineare Näherung der vollständigen Leistungsflussgleichungen abzuleiten.

Üblicherweise werden zunächst die Queradmittanzen vernachlässigt, sodass $G_{jk}^{(n)} = G_{jk}^{(b)}$ gilt. Durch die Annahme von kleinen Phasendifferenzen $\Delta\vartheta$ (sodass $\cos(\Delta\vartheta) \approx 1$ und $\sin(\Delta\vartheta) \approx \Delta\vartheta$ gilt) sowie der Gleichsetzung aller Knotenspannungen mit der Nennspannung ($U_j = U_k = U$) lässt sich der Wirkleistungsfluss P_{jk} aus Gl. 2.9 als lineare Beziehung ausdrücken. Diese sogenannten Gleichstrom- bzw. Direct Current (DC)-Näherung stellt eine verlustlose Näherung des Leistungsflusses dar [50, S. 548]:

$$P_{jk} \approx 3U^2(\vartheta_j - \vartheta_k)B_{jk}^{(b)}. \tag{2.18}$$

Durch Anwendung der obigen Näherungen sowie der Tatsache, dass die Matrixelemente G_{jk} bzw. B_{jk} (siehe Gl. 2.17) so konstruiert sind, dass bei Vernachlässigung der Queradmittanzen $\sum_{k=1}^N G_{jk} = 0$ und $\sum_{k=1}^N B_{jk} = 0$ gilt, kann Gl. 2.14 vereinfacht ausgedrückt werden [50, S. 548]:

$$P_j = -3U^2 \sum_{k=1}^N B_{jk} \vartheta_k. \tag{2.19}$$

Gl. 2.19 lässt sich ebenfalls in Vektor- bzw. Matrixschreibweise darstellen:

$$\vec{P} = -3U^2 \mathbf{B} \vec{\vartheta}. \tag{2.20}$$

Um Gl. 2.20 nach $\vec{\theta}$ umformen zu können, wird ein beliebiger Knoten als Bilanzknoten (auch als „Slack-Knoten“ bezeichnet) gewählt, an welchem der Phasenwinkel $\vartheta_j = 0$ gesetzt wird. Dieser wird als Bezugsknoten für alle weiteren ϑ_k verwendet. Aus der Knotenadmittanzmatrix \mathbf{B} (definiert in Gl. 2.17) wird entsprechend die Spalte, die auf den Referenzknoten verweist, gestrichen, da diese durch die Multiplikation mit $\vartheta_j = 0$ nun keine weiteren Informationen mehr enthält. Die so entstandene Matrix \mathbf{B}' ist invertierbar, sodass sich Gl. 2.20 nach $\vec{\theta}$ umformen lässt. Anschließend kann die zuvor gestrichene Spalte wieder als Null-Zeile hinzugefügt werden (es gilt dann zusätzlich die Definition $(\mathbf{B}'^{-1})_{1l} = 0$, sofern ϑ_1 als Bilanzknoten ausgewählt wurde):

$$\vec{\theta} = -\frac{1}{3U^2} \mathbf{B}'^{-1} \vec{P} \quad (2.21)$$

bzw.

$$\vartheta_j = -\frac{1}{3U^2} \sum_{l=1}^N (\mathbf{B}'^{-1})_{jl} P_l. \quad (2.22)$$

Nach Einsetzen von Gl. 2.22 in Gl. 2.18 ergibt sich die gewünschte lineare Beziehung für den Wirkleistungsfluss einer Leitung in Abhängigkeit der injizierten Leistungen:

$$P_{jk} = -B_{jk}^{(b)} \sum_{l=1}^N ((\mathbf{B}'^{-1})_{jl} - (\mathbf{B}'^{-1})_{kl}) P_l \quad (2.23)$$

Für eine kompaktere Schreibweise werden weiterhin die Sensitivitätsmatrix \mathbf{S} sowie die Matrix \mathbf{H} eingeführt [51]:

$$\mathbf{S} = \mathbf{H}(\mathbf{B}'^{-1}) \quad (2.24)$$

mit

$$\begin{aligned} H_{zk} &= B_{jk}^{(b)} \\ H_{zj} &= -B_{jk}^{(b)} \\ H_{zm} &= 0 \text{ für } m \neq j; m \neq k, \end{aligned}$$

wobei z für einen Zweig zwischen zwei Knoten j und k steht (die Dimension von \mathbf{H} und damit auch die Dimension von \mathbf{S} ergibt sich entsprechend über Anzahl Zweige \times Anzahl Knoten des Netzes).

Über die Sensitivitätsmatrix \mathbf{S} lässt sich der Wirkleistungsfluss \vec{F} unter Anwendung von Gl. 2.23 über alle Leitungen des Netzes in Abhängigkeit der Wirkleistungsbilanz \vec{P} jedes Knotens zu folgender Gleichung zusammenfassen:

$$\vec{F} = \mathbf{S} \vec{P}. \quad (2.25)$$

Insgesamt beschreiben die Elemente S_{jk}^r der Sensitivitätsmatrix den Einfluss einer Wirkleistungseinspeisung P_r am Knoten r auf den Lastfluss P_{jk} eines Zweiges (= einer Leitung) zwischen den Knoten j und k .

Sind die Wirkleistungsbilanzen aller Knoten des Netzes (außer dem Bilanz- bzw. Slack-Knoten) bekannt, so kann über die Sensitivitätsmatrix S , die über die Leitungsparameter des Netzes (Gl. 2.24 und Gl. 2.17) fest vorgegeben ist, direkt durch Multiplikation beider Größen der Wirkleistungsfluss je Leitung bestimmt werden.

2.2.2.3 Regionen-Netzmodell

Das vollständige Modell des deutschen Übertragungsnetzes¹⁵ (220 kV und 380 kV Spannungsebene) besteht aus ca. 500 Knoten und 650 Leitungen (siehe Abbildung 2.5 (a); parallel verlaufende Leitungen sind in dieser Darstellung nicht sichtbar). Um dieses Netz vollständig auf Basis einer Sensitivitätsmatrix in die Einsatzplanung zu integrieren (siehe Abschnitt 2.2.3) würde für jede Leitung und für jeden Zeitschritt eine Randbedingung benötigt, die jeweils die Wirkleistungsvariablen aller Kraftwerke miteinander verknüpft. Da solche übergreifenden Randbedingungen die Lösbarkeit des Problems erheblich erschweren, würde eine Abbildung des vollständigen Übertragungsnetzes in der bestehenden gemischt-ganzzahligen, linearen Optimierung des Anlageneinsatzes für Deutschland die verfügbaren Rechenkapazitäten (bzw. Rechenzeiten) übersteigen. Vor diesem Hintergrund wird das deutsche Übertragungsnetz im Rahmen dieser Arbeit zu einem Regionen-Netzmodell zusammengefasst (siehe Abbildung 2.5 (b)).

Hierbei wird eine Einteilung des Netzgebietes in Last- und Erzeugungszentren bzw. dicht und weniger dicht vermaschte Netzgebiete vorgenommen [53]. Im Regionen-Netzmodell wird dann jede Region durch einen Netzknoten repräsentiert, in welchem sämtliche Stromeinspeisungen und Stromentnahmen dieser Region zusammengefasst werden. Verbunden werden die Regionen-Netzknoten durch die Leitungskapazitäten, die die Regionengrenzen überschreiten (Kuppelleitungen). Das Netz innerhalb der Regionen wird nicht betrachtet [54, S. 279].

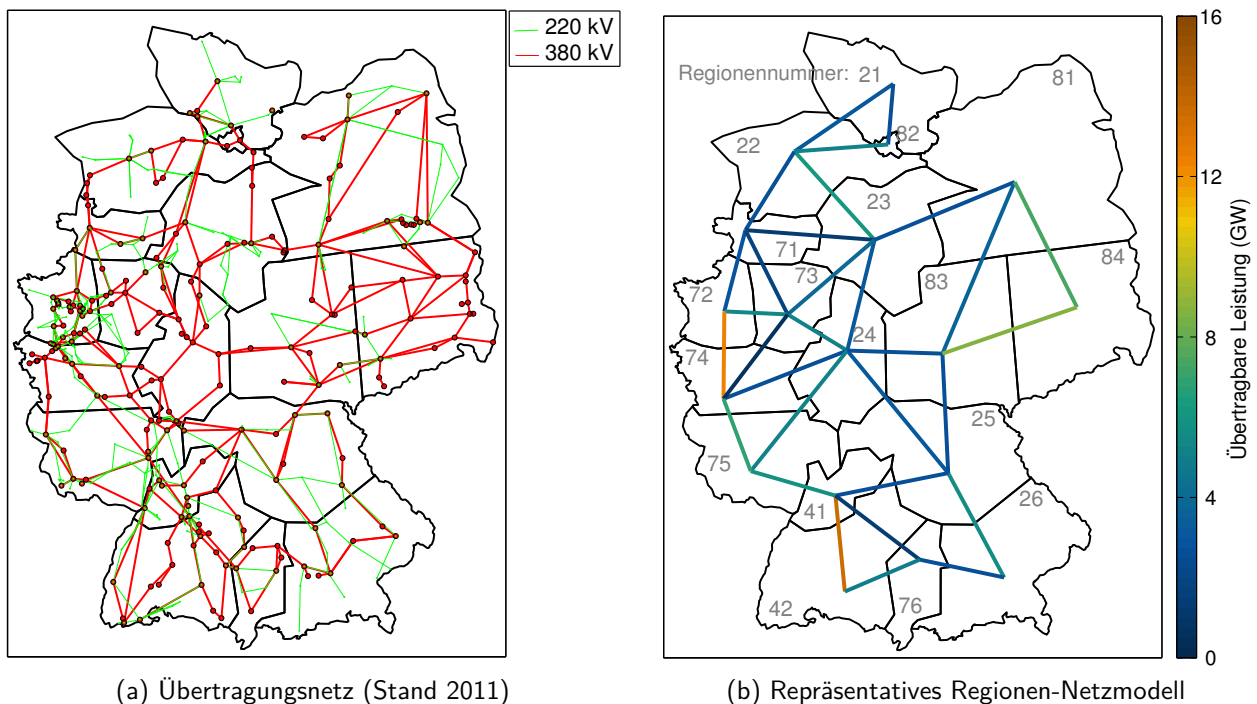


Abbildung 2.5: Abbildung des deutschen Übertragungsnetzes

¹⁵Als Basisnetz wird der Netzdatensatz der Universität Hannover verwendet, der auf Basis öffentlich zugänglicher Netzkarten/-daten für das Jahr 2011 erstellt wurde (siehe z. B. [52]).

Vor dem Hintergrund der Unsicherheiten bei Szenariorechnungen stellt „die Bildung von Regionen [...] (die dazu geeignet ist), die weiträumige Übertragungsaufgabe zwischen den Erzeugungs- und Lastschwerpunkten hervorzuheben“ [53, S. 1], eine angemessene Vereinfachung dar. Neben der hier dargestellten Zusammenfassung des deutschen Übertragungsnetzes, welche z. B. auch in [54, 55] oder [53] genutzt wird, wird eine regionale Repräsentation des Stromnetzes oft auch in Modellen, die mehrere Länder umfassen, angewendet. Dort entspricht dann in der Regel ein Land bzw. eine Regelzone einer Region (siehe z. B. [56–58]). Eine der bekanntesten Studien, in welcher das deutsche Übertragungsnetz vereinfacht durch ein Regionen-Netzmodell abgebildet wird, ist die „Dena-Netzstudie II“ [54], welche insbesondere bezüglich der Festlegung der Regionengrenzen auch als Grundlage für das Regionen-Netzmodell in dieser Arbeit gewählt wird.

2.2.2.4 Parameter des Regionen-Netzmodells

Für die Anwendung des Regionen-Netzmodells werden die im Folgenden erläuterten Parameter gewählt.

Alle Leitungen des Bestandsnetzes werden entsprechend ihrer Spannungsebene durch folgende für Deutschland typische elektrische Parameter repräsentiert (Tabelle 2.1):

Tabelle 2.1: Elektrische Daten von Freileitungen [59, S. 63]

| U^N (kV) | n | P^{nat} (MW) | R (Ohm/km) | X (Ohm/km) | C (nF/km) | S^{max} (MVA) ⁽¹⁾ |
|------------|-----|-----------------------|--------------|--------------|-------------|---------------------------------------|
| 380 | 4 | 620 | 0,03 | 0,25 | 13 | 1790 |
| 220 | 2 | 170 | 0,08 | 0,32 | 11,5 | 520 |

(1) Berechnung unter der Annahme eines Dauerstroms von $I^D = 680$ A je Leiter.

Dabei werden die elektrischen Kenngrößen R (ohmscher Widerstand), X (Ableitbelag bzw. Kehrwert der Leitungsinduktivität) und C (Kapazitätsbelag) entsprechend Gl. 2.24 zur Berechnung der Sensitivitätsmatrix verwendet. Die Leitungslängen im Regionen-Netzmodell werden über die Luftlinienentfernung der Regionen-Mittelpunkte multipliziert mit einem typischen Umwegfaktor von 1,3 (siehe z. B. [54, S. 290]) abgeschätzt.

Die maximale Übertragungsfähigkeit von Freileitungen wird durch die maximale Leiterseiltemperatur (bzw. die damit verbundene Festigkeit des Leiterseils) begrenzt. Diese wird im Allgemeinen über den maximal zulässigen Dauerstrom, der bei 0,6 m/s Windgeschwindigkeit und einer Außentemperatur von 35°C zu der maximal zulässigen Leiterseiltemperatur führt [60], definiert¹⁶. Unter Annahme eines unter diesen Bedingungen zulässigen Dauerstroms von $I^D = 680$ A je Leiter ergibt sich die maximal übertragbare Scheinleistung durch

$$S^{\text{max}} = n\sqrt{3}U^N I^D \quad (2.26)$$

mit n : Anzahl der Leiter; U^N : Nennspannung der Freileitung und I^D : zulässiger Dauerstrom.

Da bei der gewählten Näherung des Leistungsflusses nur der Wirkleistungsanteil abgebildet wird, werden die durch den Blindleistungsanteil belegten Leitungskapazitäten nicht erfasst. Außerdem

¹⁶Durch Anwendung des sogenannten Leiterseilmonitorings (siehe z. B. [54]) kann die Übertragungsfähigkeit des Leiterseils auch in Abhängigkeit der tatsächlich vorherrschenden äußeren Bedingungen bestimmt werden. Diese Variante, die eine erhöhte Ausnutzung der bestehenden Kapazitäten ermöglicht, wird in den vorliegenden Untersuchungen nicht berücksichtigt.

kann das (n-1)-Kriterium¹⁷ im Regionenmodell nicht detailliert berücksichtigt werden. Um diesen Aspekten gerecht zu werden, wird ein Sicherheitsabschlag für eine realistische Abschätzung der tatsächlich übertragbaren Wirkleistung eingerechnet. In Anlehnung an [54] wird die übertragbare Wirkleistung $P^{\text{üb}}$ im Regionen-Netzmodell gegenüber der maximalen Bemessungsscheinleistung S_{max} mit dem Faktor 0,7 multipliziert:

$$P^{\text{üb}} = 0,7 n \sqrt{3} U^N I^D. \quad (2.27)$$

Auf Basis des Startnetzes 2011 ergeben sich unter den beschriebenen Annahmen die bereits in Abbildung 2.5 (b) dargestellten übertragbaren Leistungen über die definierten Regionengrenzen innerhalb Deutschlands.

2.2.2.5 Berechnung des Netzausbaus

Für die Betrachtungen der zukünftigen Szenarien sind über das Basisnetz hinaus Annahmen zum Netzausbau zu treffen. Ziel der geplanten Untersuchungen ist es, für einen längerfristigen Betrachtungszeitraum (bis etwa 2050) den Zusammenhang zwischen räumlichem und zeitlichem Ausgleichsbedarf zu quantifizieren und für die Bewertung der PtG-Speichertechnologie zu nutzen. Der Schwerpunkt dieser Untersuchungen liegt dabei nicht auf detaillierten Analysen zur Notwendigkeit einzelner Netzausbauprojekte. Daher wird der Zubau von Leitungskapazitäten ebenfalls ausgehend vom Regionen-Netzmodell vorgenommen, nicht jedoch für die leitungsscharfe Datengrundlage des Basisnetzes.

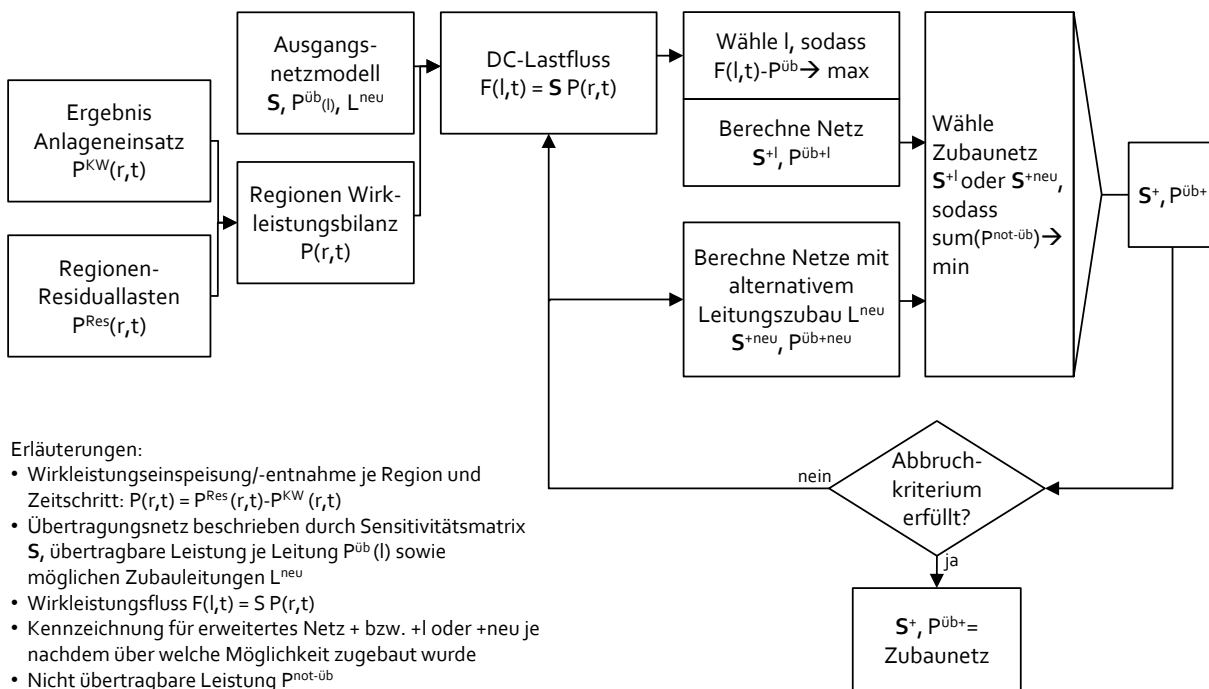


Abbildung 2.6: Ablauf der Berechnung des Netzausbaus

Zur Bestimmung der Reihenfolge, in welcher die Übertragungsfähigkeit der verschiedenen innerdeutschen Regionengrenzen erhöht wird, wird das in Abbildung 2.6 dargestellte vorgehen angewendet. Als Ausgangspunkt dient das Ergebnis einer Kraftwerkseinsatzoptimierung, in der ein

¹⁷(n-1)-Kriterium: „Ein Netz ist (n-1) sicher [...], wenn [...] sowohl bei Ausfall als auch bei betrieblicher Abschaltung eines Betriebsmittels die Netzsicherheit gewährleistet bleibt“ [61].

unbegrenzt übertragenes Netzwerk angenommen wurde. Entsprechend der Standorte der Stromerzeuger und Lasten werden die Wirkleistungsbilanzen der 18 Onshore-Netzregionen abgeleitet. Diese werden anschließend zur Berechnung eines ersten Lastflusses (nach Gl. 2.25) mit dem Regionenmodell des Ist-Netzes (Abbildung 2.5) verwendet.

Auf Basis des Lastflussergebnisses wird dann sukzessive die Kuppelleitung im Regionenmodell um eine neue 380-kV-Freileitung verstärkt¹⁸, bei welcher die höchste nicht übertragbare Leistung detektiert wird. Die nicht übertragbare Leistung ergibt sich aus dem maximalen Lastfluss $\max(F_l(t))$ über eine Leitung l abzüglich der übertragbaren Leistung $P^{\text{üb}}$ (wenn diese Differenz negativ ist, ist die nicht übertragbare Leistung gleich null). Um zusätzlich einen Leitungszubau über Regionengrenzen zu ermöglichen, über denen im Basisnetz keine Leitung besteht, kann eine Auswahl an möglichen direkten Verbindungen zwischen Regionen (L^{neu}) vorgegeben werden. Es wird dann in jedem Schritt zusätzlich überprüft, ob die Summe aller nicht übertragbaren Leistungen bei einer Zunahme der möglichen zusätzlichen Verbindungen oder durch Verstärkung der ermittelten Leitung mit der höchsten nicht übertragbaren Leistung am effektivsten reduziert wird.

Die gewählte Netzerweiterung wird anschließend zum Regionen-Netzmodell hinzugefügt (Annahme zu den Leitungsparametern wie im Basisnetz; siehe Tabelle 2.1) und für dieses erweiterte Netz die neue Sensitivitätsmatrix berechnet. Dieser sukzessive Leitungszubau wird so lange fortgeführt, bis ein bestimmtes Abbruchkriterium erreicht wird.

Als Abbruchkriterium kann eine maximal zulässige nicht übertragbare Leistung oder, in Rückkopplung mit dem Kraftwerkseinsatz, auch eine maximal nicht übertragbare Energiemenge sowie Rückwirkungen auf die variablen Kosten des modellierten Systems gewählt werden (siehe auch Abschnitt 3.4).

2.2.3 Zusammenspiel von Netz und Anlageneinsatz

Die im vorherigen Abschnitt beschriebene Repräsentation des Übertragungsnetzes wird für eine geschlossene Betrachtung von Leistungsflüssen und dem Betrieb von Ausgleichsoptionen in die Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung integriert.

2.2.3.1 Integration des DC-Leistungsflusses in die Einsatzoptimierung

Aufgrund der Linearität der gewählten Näherung für den Leistungsfluss kann dieser über Gl. 2.25 direkt als optionale Randbedingung in das bestehende Modell des Anlageneinsatzes eingebunden werden. Eine solche Einbindung des Leistungsflusses in eine Kraftwerkseinsatzplanung wird z. B. auch in [62] genutzt. Die Sensitivitätsmatrix \mathbf{S} (in anderen Quellen auch als Power Transfer Distribution Factors (PTDF) bezeichnet) stellt dabei einen Satz von konstanten Faktoren bereit, die, wie in Abschnitt 2.2.2.2 beschrieben, durch das Übertragungsverhalten der Netzbetriebsmittel fest vorgegeben sind. Die Wirkleistungsbilanz $P_r(t)$ jedes Netzknotens bzw. jeder Netzregion zum Zeitpunkt t setzt sich im Kontext der Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung aus dem Wert der Residuallast $P_r^{\text{Res}}(t)$ einer Region sowie der vorzeichenrichtigen Aufsummierung aller Wirkleistungsvariablen ($P_k^{\text{KWerz}}(t)$, $P_k^{\text{KWent}}(t)$) aller K_r modellierten Kraftwerke und Speicher einer Region r zum Zeitpunkt t zusammen:

¹⁸Weitere Übertragungstechnologien werden bei diesem Ansatz nicht berücksichtigt.

$$P_r(t) = P_r^{\text{Res}}(t) - \sum_{k=1}^{K_r} (P_k^{\text{KWerz}}(t) - P_k^{\text{KWent}}(t)); \forall t, r. \quad (2.28)$$

Entsprechend der Definition der Residuallast geht die Erzeugungsleistung (P_k^{KWerz}) mit negativem Vorzeichen und die Entnahmelast (P_k^{KWent}) mit positivem Vorzeichen in Gl. 2.28 ein. Der zulässige Wertebereich ist dabei sowohl für alle Optimierungsvariablen der Stromeinspeisungen als auch der Stromentnahmen zwischen einer Mindestleistung (P_k^{min}) und einer Maximalleistung (P_k^{max}) definiert: $0 \leq P_k^{\text{min}} \leq P_k^{\text{KW}}(t) \leq P_k^{\text{max}}; \forall t, k$.

Damit sind für die Beschreibung des Leistungsflusses keine zusätzlichen Variablen notwendig. Die Leistungsflussrandbedingungen, die als Ungleichung formuliert werden, lassen sich vielmehr als übergreifende Randbedingungen durch Verknüpfung aller Wirkleistungsvariablen und -parameter der bestehenden Anlagenmodelle formulieren. Für jede modellierte Leitung l muss somit eine Ungleichung der Form

$$-P_l^{\text{üb}} \leq F_l(t) \leq P_l^{\text{üb}}; \forall l, t \quad (2.29)$$

eingehalten werden, wobei sich der Leistungsfluss $F_l(t)$ nach Gl. 2.25 und Gl. 2.28 berechnet und durch die maximal übertragbare Leistung ($P_l^{\text{üb}}$) der jeweiligen Leitung in positive und negative Flussrichtung begrenzt wird.

2.2.3.2 Abbildung von Kosten für den Stromtransport

Da die vereinfachte Abbildung des Leistungsflusses über die Sensitivitätsmatrix unter anderem eine verlustlose Näherung darstellt, erhält die Optimierung von der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Einbindung des Übertragungsnetzes keinen Anreiz, die disponiblen Energieanlagen, insbesondere die Energiespeicher, so zu betreiben, dass unnötige Stromtransporte vermieden und damit Übertragungsverluste bzw. Kosten für die Beschaffung von Ersatzenergie minimiert werden. Für die räumliche Zuordnung von Stromüberschüssen und die Ermittlung von optimalen PtG-Standorten soll durch die Berücksichtigung von Kosten für den Stromtransport ein Anreiz für einen solchen netzdienlichen Anlagenbetrieb erzielt werden.

Im Allgemeinen lassen sich die Verluste einer Wechselstrom-Freileitung in strom- und spannungsabhängige Verluste einteilen. Bei einer gegebenen Betriebsspannung von z. B. 380 kV sind die spannungsabhängigen Verluste vom System vorgegeben, während die stromabhängigen Verluste quadratisch mit der Stromstärke bzw. der zu übertragenden Leistung ansteigen (siehe z. B. [63]). Da die Verlustenergie durch eine Ersatzerzeugung zusätzlich beschafft werden muss, können die Verluste auch in Form von Kosten für die Ersatzenergiemengen ausgedrückt werden. Um den quadratischen Zusammenhang zwischen Leistungsfluss und Übertragungsverlusten bzw. Transportkosten im Rahmen der gemischt-ganzzahligen, linearen Programmierung der Kraftwerkseinsatzplanung abzubilden, muss zunächst wieder eine akzeptable Näherung gewählt werden. Durch die Abbildung von Kosten für den Stromtransport soll an dieser Stelle lediglich ein Anreiz für einen gezielten räumlichen Einsatz von gleichartigen Anlagen (insbesondere PtG-Anlagen) erzielt werden, jedoch keine detaillierte Betrachtung von Netzverlusten erfolgen. Daher wird auf eine genaue Modellierung der Verlustfunktion, z. B. durch eine stückweise Linearisierung, verzichtet und ein spezifischer Verlustkostenfaktor c_l^F , der je Leitung l in Abhängigkeit ihrer Länge bestimmt wird, verwendet.

Für die praktische Umsetzung ist es sinnvoll, für die Einbindung des Verlustkostenfaktors in die Zielfunktion, abweichend von der Darstellung der Leistungsflussrandbedingung im vorherigen

Abschnitt, Leistungsflussvariablen explizit einzuführen. Um den Stromtransport unabhängig von seiner Flussrichtung und damit vom Vorzeichen des Leistungsflusses bewerten zu können, werden diese zur Umschreibung der nicht linearen Betragsfunktion durch eine separate Variabel je Flussrichtung ($x_l^{F+}(t), x_l^{F-}(t)$) umgesetzt. Deren Wertebereich wird dann jeweils zwischen 0 und $P_l^{\text{üb}}$ (mit $P_l^{\text{üb}} > 0$) definiert¹⁹.

Da die Lastflussvariablen nicht frei wählbar, sondern durch die Netztopologie sowie die Strom-einspeisungen und -entnahmen durch Gl. 2.25 fest vorgegeben sind, werden die Lastflussvariablen über folgende Nebenbedingung verknüpft:

$$\vec{x}^{F+}(t) - \vec{x}^{F-}(t) = \mathbf{S}\vec{P}(t); \forall t. \quad (2.30)$$

In der Zielfunktion werden die Leistungsflussvariablen mit dem Transportkostenfaktor c_l^F berücksichtigt, sodass sich der Beitrag zur Zielfunktion C^F wie folgt ergibt:

$$C^F = \sum_{t=1}^T \left[\vec{c}^F, \vec{c}^F \right] \cdot \begin{bmatrix} \vec{x}^{F+}(t) \\ \vec{x}^{F-}(t) \end{bmatrix}. \quad (2.31)$$

Da beide Teile der Leistungsflussvariablen einen positiven Beitrag zur Zielfunktion haben, die es zu minimieren gilt, wird die Optimierung stets eine der Variablen auf null setzen und nur diejenige, welche das benötigte Vorzeichen zur Abbildung des Leistungsflusses in der vorliegenden Situation beinhaltet, zur Darstellung des Leistungsflusses in dem jeweiligen Zeitschritt nutzen.

2.2.4 Modellierung von PtG-Energiespeichern

Ziel der Abbildung der PtG-Technologie im Rahmen der deutschlandweiten Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung ist

- die Ermittlung von Energiemengen, die im Zusammenspiel mit anderen Ausgleichsoptionen für die Erzeugung von Speichergas zur Verfügung stehen, sowie
- die Ermittlung einer typischen zeitlichen und räumlichen Einsatzcharakteristik der PtG-Anlagen.

Da die regionale Auflösung der hier angewendeten deutschlandweiten Einsatzplanung 18 Netzregionen im Übertragungsnetz umfasst (vergleiche Abschnitt 2.2.2.3), können nur auf dieser Aggregationsstufe Aussagen über den räumlichen Einsatz der PtG-Technologie getroffen werden. Vor diesem Hintergrund können bei der Modellierung gleichartige Anlagen einer Netzregion jeweils zu einer kumulierten bzw. repräsentativen Anlage zusammengefasst werden. Eine solche kumulierte Abbildung der PtG-Technologie führt allerdings dazu, dass Mindestleistungen und Stillstandszeiten einer einzelnen Anlage in der Modellierung nicht erfasst werden können. Bei einer PtG-Anlagengröße von ca. 1-20 MW [66] und einer insgesamt zu bewertenden kumulierten PtG-Leistung von einigen Tausend MW sind die damit verbundenen Ungenauigkeiten aus Sicht des Gesamtsystems jedoch zu vernachlässigen. Somit wird die PtG-Technologie im Rahmen dieser Arbeit durch eine kumulierte Anlage je Netzregion über ein rein kontinuierliches Anlagenmodell abgebildet.

¹⁹Ein identische Methodik wird z. B. auch in [64, S. 81] , [65, S. 8] oder [15, S. 33] für die vorzeichenunabhängige Bewertung von positiven und negativen Lastwechseln angewendet.

Der Hauptprozess einer PtG-Anlage, die Wandlung von elektrischer Energie zu einem einspeisefähigen Erdgassubstitut, wird dabei durch einen mittleren Wirkungsgrad modelliert. Dieser wird für die verschiedenen EE-Szenarien, wie in Tabelle 2.2 angegeben, mit $\eta^{\text{PtG}} = 60\%$ bis 62% abgeschätzt (vergleiche auch Abschnitt 2.1.3). Weitere Stoff- bzw. Energieströme, wie die Versorgung mit Wasser und CO_2 oder die mögliche Auskopplung von Wärme, werden nicht explizit abgebildet, können jedoch durch einen Kostenterm in den variablen Betriebskosten berücksichtigt werden. In den folgenden Simulationsrechnungen werden diese unter der Annahme, dass im Mittel die Kosten für die Bereitstellung von Wasser und CO_2 durch Zusatz Erlöse durch die Auskopplung von Wärme und die Nutzung des anfallenden Sauerstoffs ausgeglichen werden können, zu null gesetzt. Die Strombezugskosten als weiterer Bestandteil der variablen Kosten für den PtG-Betrieb müssen bei der Optimierung des Gesamtsystems, bei welcher die Stromerzeugung modellendogen erfolgt, nicht explizit vorgegeben werden.

Tabelle 2.2: Parameter zur Modellierung der PtG-Technologie

| Szenario | 40%-EE | 63%-EE | 85%-EE |
|---------------------------------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Wirkungsgrad (η^{PtG}) | 60% | 61% | 62% |
| Variable Betriebskosten (ohne Strombezugskosten) | 0 €/MWh | 0 €/MWh | 0 €/MWh |
| Bewertung des Speichergases ⁽¹⁾ (c^{Gaswert}) | 32,00 €/MWh | 39,80 €/MWh | 53,40 €/MWh |

(1) Entspricht dem Erdgaspreis frei Kraftwerk inklusive Kosten für Emissionszertifikate des jeweiligen Szenarios (siehe auch Abschnitt 2.3.5).

2.2.4.1 Abbildung als flexible Einspeichereinheit

Da die PtG-Anlagen ein flexibel einsetzbares Speichergas erzeugen, das nicht ausschließlich im Stromsektor eingesetzt werden muss (siehe Abschnitt 2.1.3.4), wird die PtG-Technologie im Rahmen der Einsatzplanung zunächst als flexible Einspeichereinheit bzw. allgemein als flexible Last abgebildet. Dieses Vorgehen ermöglicht es, den Einsatz der PtG-Technologie unabhängig von der späteren Verwendung des Speichergases zu bestimmen. Als Anreiz für den Einsatz der PtG-Technologie im Rahmen des kostenminimalen Anlageneinsatzes wird dem System für die erzeugten Speichergasmengen ein vorgegebener Gaspreis (c^{Gaswert}) gutgeschrieben. Darüber hinaus wird angenommen, dass eine Einspeisung, Verteilung sowie Speicherung des über PtG erzeugten Gases ohne Einschränkungen über die Erdgasinfrastruktur erfolgen kann.

Das Modell einer PtG-Anlage k umfasst damit jeweils eine kontinuierliche Variable für die elektrische Aufnahmeleistung $P_k^{\text{PtG}}(t)$, mit welcher die PtG-Anlage zum jeweiligen Zeitpunkt t betrieben wird (Variablenbereich zwischen 0 und installierter PtG-Leistung $P_k^{\text{PtG,max}}$), und einen negativen Beitrag zur Zielfunktion (C^{PtG}), der die Gutschrift für das erzeugte Speichergas beinhaltet:

$$C^{\text{PtG}} = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^{K^{\text{PtG}}} -c_k^{\text{Gaswert}} \eta_k^{\text{PtG}} P_k^{\text{PtG}}(t). \quad (2.32)$$

Die Wirkleistungsvariablen der PtG-Anlagen gehen darüber hinaus vorzeichenrichtig in die globalen Randbedingungen (Lastdeckungsgleichung Gl. 2.5 und Leistungsflussrandbedingungen Gl. 2.29) ein.

Unter der Annahme, dass anstelle von Speichergas stets fossiles Erdgas eingesetzt werden kann, erfolgt, sofern nicht explizit anders angegeben, die Bewertung des Speichergases jeweils in Höhe des angesetzten Erdgaspreises inklusive der Kosten für Emissionszertifikate der jeweiligen Szenariorechnung (siehe Tabelle 2.2). Das Verhältnis zwischen Erdgaspreis und den Preispfaden für

andere fossile Energieträger (siehe Tabelle 2.6) gewährleistet, dass PtG nahezu ausschließlich für die Speicherung von deutschlandweiten Stromüberschüssen eingesetzt wird. Die Speichergaserzeugung aus fossilen Energieträgern ist nicht anzustreben und ist bei den getroffenen Kostenannahmen für die Optimierung auch nicht gewinnbringend (vergleiche Abschnitt 2.1.3).

Für die Bilanzierung von CO₂-Emissionen des Systems wird ebenfalls angenommen, dass das über PtG erzeugte Speichergas fossiles Erdgas substituiert. Daher werden dem System je kWh erzeugtem Speichergas die direkten CO₂-Emissionen, die bei der Verbrennung einer äquivalenten Menge fossilen Erdgases freigesetzt würden, gutgeschrieben.

Die möglichen Einsatzfelder des Speichergases werden bei dieser Herangehensweise erst nachgelagert bei der Auswertung diskutiert.

2.2.4.2 Abbildung als Strom-zu-Strom-Speicher

Für die explizite Betrachtung von PtG als Langzeit-Stromspeicher werden zusätzlich zu den PtG-Einspeichereinheiten konkrete Anlagen zur Rückverstromung abgebildet. Im Gegensatz zu der Modellierung von PtG als flexible Last findet hierbei keine monetäre Bewertung des Speichergases statt. Stattdessen wird das durch PtG erzeugte Speichergas über einen Gasspeicher bilanziert, der die Gasnetzinfrastruktur (Netz und Speicher) repräsentiert. Verschiedene gasbefeuerte Rückverstromungskraftwerke können mit diesem Gasspeicher verbunden werden und das durch PtG erzeugte Speichergas für die Stromerzeugung nutzen. Um dem Einsatzgebiet von PtG als Langzeitspeicher gerecht zu werden, ist für diese Betrachtung eine geschlossene Optimierung des gesamten Betrachtungszeitraums nötig (hier ein Jahr).

Prinzipiell ändert sich der Einsatz der PtG-Technologie durch diese langfristige Betrachtung von PtG als Stromspeicher nicht (da für die Stromerzeugung wiederum Erdgas gleichwertig durch Speichergas ersetzt werden kann). Allerdings ermöglicht diese Herangehensweise zusätzlich die Ableitung eines zeitlichen Nutzungsprofils des Speichergases im Stromsektor und die explizite Bilanzierung des Speicherfüllstands. Darüber hinaus können durch diese Modellierung, in Verbindung mit der räumlichen Zuordnung der Kraftwerke im Regionen-Netzmodell, Aussagen über bevorzugte Ausspeicherstandorte bzw. im Allgemeinen geeignete Standorte für neue Gaskraftwerke getroffen werden.

Um eine Vergleichbarkeit mit der Modellierung von PtG als flexible Last zu gewährleisten, erhält der nun explizit abgebildete Gasspeicher keine spezifische Charakteristik (z. B. Verluste für die Verdichtung). Der modellierte Gasspeicher dient lediglich der Bilanzierung von ein- und ausgespeicherten Gasmengen. Für die flexiblere Nutzung des Modells kann dem Gasspeicher ein beliebiger Anfangsfüllstand (S^0) übergeben werden, wobei stets sichergestellt wird, dass der Anfangsfüllstand am Ende der Optimierungsperiode wieder erreicht wird. Um die mit dem Gasspeicher verknüpften Rückverstromungskraftwerke auch bei geringen Speichergasmengen zur Back-up-Stromerzeugung einsetzen zu können, kann dem Gasspeicher zusätzlich die Möglichkeit gegeben werden, fossiles Erdgas hinzuzukaufen ($B^{\text{fossil}}(t)$). Hierdurch können die mit dem Speicher verbundenen Stromerzeuger unabhängig von der Verfügbarkeit des Speichergases einen sicheren Back-up-Betrieb leisten. Eine weitere Parametrisierungsvariante ist die Definition einer bestimmten Gasmenge, die dem Speicher mit einer konstanten Entnahmeleistung, z. B. für die Versorgung von anderen Sektoren (B^{sonst}), die im Rahmen der Strommarktmodellierung nicht detailliert abgebildet werden, entnommen wird.

Diese Eigenschaften des Gasspeichers lassen sich in folgenden Randbedingungen für den Speicherfüllstand $S(t)$ zusammenfassen:

$$S(t+1) = S(t) - \sum_{k=1}^{K^{\text{rück}}} B_k^{\text{KW}}(t) + \sum_{k=1}^{K^{\text{PtG}}} B_k^{\text{PtG}}(t) + B^{\text{fossil}}(t) - B^{\text{sonst}} \text{ für } t = 1 \text{ bis } (T-1) \quad (2.33)$$

$$S^0 \leq S(T) - \sum_{k=1}^{K^{\text{rück}}} B_k^{\text{KW}}(T) + \sum_{k=1}^{K^{\text{PtG}}} B_k^{\text{PtG}}(T) + B^{\text{fossil}}(T) - B^{\text{sonst}} \leq S^{\text{max}}, \quad (2.34)$$

mit $S(t)$: Speicherfüllstand zum Zeitpunkt t ; S^0 : Speicherfüllstand zum Beginn des Optimierungshorizonts; S^{max} : maximal möglicher Speicherfüllstand; $B_k^{\text{KW}}(t)$: Brennstoffbedarf des k -ten Rückverstromungskraftwerks; $K^{\text{rück}}$: Anzahl der insgesamt mit dem Gasspeicher verknüpften Rückverstromungskraftwerke; $B_k^{\text{PtG}}(t)$: Brennstoffherzeugung der k -ten PtG-Anlage; K^{PtG} : Anzahl der insgesamt mit dem Gasspeicher verknüpften PtG-Anlagen; $B^{\text{fossil}}(t)$: fossiler Brennstoffzukauf; B^{sonst} : vorgegebener Wert für die Brennstoffentnahme für nicht explizit abgebildete Anwendungen und T : Länge des Optimierungshorizonts.

Hierbei sind lediglich der Speicherfüllstand $S(t)$ und die Variable zur Abbildung eines zusätzlichen Brennstoffzukaufs $B^{\text{fossil}}(t)$ freie Optimierungsvariablen des Gasspeichers. Die Brennstoffbedarfe der anlagenübergreifenden Randbedingungen ergeben sich durch Einbindung der jeweiligen Wirkleistungsvariablen, verrechnet mit den entsprechenden Wirkungsgraden der Kraftwerke und PtG-Anlagen. Im Falle der PtG-Technologie gilt z. B. für die Erzeugung von Speichergas $B_k^{\text{PtG}}(t) = \eta_k^{\text{PtG}} \cdot P_k^{\text{PtG}}(t)$. Der Beitrag zur Zielfunktion für die Gasproduktion (im Falle von PtG) bzw. für den Gasbedarf (im Falle der Rückverstromungskraftwerke) entfällt dann entsprechend. Durch die vollständige Bilanzierung der Gaserzeugung und der Gasnutzung über den Speicher erfolgt die Bewertung des Speichergases damit indirekt durch den Wert der Stromproduktion der Rückverstromungskraftwerke. Wenn die Rückverstromungskraftwerke umfangreicher benötigt werden, als es die durch PtG erzeugten Speichergasmengen erlauben, wird fossiles Erdgas hinzugekauft. Dieses muss dann wiederum mit dem entsprechenden Preis für fossiles Erdgas in der Zielfunktion berücksichtigt werden ($C^{\text{Gasspeicher}} = \sum_{t=1}^T c^{\text{Erdgas}} \cdot B^{\text{fossil}}(t)$).

Um den für diese Betrachtungen notwendigen Optimierungshorizont von einem Jahr mit dem bestehenden Modell in einer angemessenen Rechenzeit lösen zu können, werden die ansonsten gemischt-ganzzahligen Anlagenmodelle für Kondensations-, Gegendruck-, Entnahmekondensations- und Gasturbinenkraftwerke für die Anwendung der Langfristspeicherbetrachtung zu kontinuierlichen Anlagenmodellen vereinfacht. Hierdurch werden Mindestleistungen und Mindeststillstandszeiten nicht mehr exakt abgebildet. Im Vergleich zweier identischer Rechnungen mit rein kontinuierlichen und gemischt-ganzzahligen Anlagenmodellen sind die Unterschiede in den Stromerzeugungsbilanzen geringfügig, sodass diese Vereinfachung für die Betrachtung des Langzeitspeicherfüllstandes eine effiziente Lösung darstellt.

2.2.4.3 Modellierung von PtG für einen modellendogenen Zubau

Zur Ermittlung einer optimierten räumlichen Verteilung von PtG-Anlagen kommt eine weitere Variante der PtG-Modellierung zum Einsatz. Für diese Anwendung (siehe auch Abschnitt 4.2.1.1) soll die Optimierung entscheiden können, wie eine vorgegebene Anlagenleistung optimalerweise auf unterschiedliche Anlagenstandorte verteilt wird. Als räumliches Kriterium werden die Leistungsflüsse im Übertragungsnetze anhand von Kosten für den Stromtransport in die Zielfunktion einbezogen (siehe Abschnitt 2.2.3).

Diese Modellierung der PtG-Technologie geht erneut von der Abbildung von PtG als flexible Einspeichereinheit aus (Abschnitt 2.2.4.1). Hierbei wurde bisher ausschließlich die tatsächlich eingesetzte PtG-Leistung als freie Variable modelliert, sodass das Anlagenmodell nun um eine

Variable für die installierte Leistung einer PtG-Anlage erweitert wird. Diese beinhaltet nicht wie alle anderen Variablen einen freien Wert je modellierten Zeitschritt, vielmehr muss diese unabhängig vom Zeitschritt gültig sein. Unter der Annahme, dass die installierte Leistung einer repräsentativen PtG-Anlage bei einem optimalen Anlagenzubau zumindest einmal im Jahr vollständig eingesetzt wird, steht die zu ermittelnde installierte Leistung ($P_k^{\text{PtG installed}}$) wie folgt mit der aktuellen Einsatzleistung ($P_k^{\text{PtG}}(t)$) in Beziehung:

$$0 \leq P_k^{\text{PtG installed}} - P_k^{\text{PtG}}(t) \leq P^{\text{PtG gesamt}} \quad \forall t, k. \quad (2.35)$$

Zusätzlich wird eine anlagenübergreifende Randbedingung benötigt, die die installierten Leistungen aller PtG-Anlagen koordiniert und auf ein vorgegebenes Maximum ($P^{\text{PtG gesamt}}$) beschränkt:

$$0 \leq \sum_{k=1}^{K^{\text{PtG}}} P_k^{\text{PtG installed}} \leq P^{\text{PtG gesamt}}. \quad (2.36)$$

Da die Optimierung bei dieser Anwendung eine Entscheidung mit langfristiger Gültigkeit treffen muss, sollte auch der Optimierungshorizont möglichst lang gewählt werden bzw. alle entscheidungsrelevanten Zeitpunkte enthalten. Im Rahmen dieser Arbeit wird für die Zubauentscheidung der gesamte Betrachtungshorizont (1 Jahr) stundenscharf geschlossen optimiert (siehe auch Abschnitt 4.2.1.1). Zur Reduzierung der Rechenzeit wird, ebenso wie bei der Modellierung von PtG als Langzeitspeicher, eine rein kontinuierliche Repräsentation des Kraftwerksparks verwendet.

2.3 Szenariorahmen

Für die praktische Anwendung des beschriebenen Modells zur Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung werden umfangreiche Eingangsdaten benötigt. Neben den Parametern für den Kraftwerkspark (Leistungen der Kraftwerke, Wirkungsgrade, Brennstoffpreise etc.) sind insbesondere auch eine räumlich aufgelöste Einspeisecharakteristik für einen zukünftigen EE-Anlagenpark sowie die Charakteristik der Stromnachfrage erforderlich. Abbildung 2.7 verdeutlicht die verschiedenen Eingangsdaten, die in der Einsatzplanung zusammenfließen und die z. T. wiederum durch umfangreiche Simulationsmodelle ermittelt werden. So stehen z. B. am Fraunhofer IWES sehr detaillierte Modelle zur Abbildung der zukünftigen Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien oder zur Bestimmung des optimalen Einsatzes von flexiblen Verbrauchern zur Glättung der Residuallast zur Verfügung, auf deren Ergebnisse für die Anwendung der Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung im Rahmen dieser Dissertation zurückgegriffen werden kann (Modellbeschreibungen z. B. in [5, 34]).

Unabhängig von den Modellen, mit denen Technologien abgebildet oder Zeitreihen generiert werden können, müssen eine Vielzahl von Eingangsparametern für die Betrachtung zukünftiger Szenarien festgelegt werden. So sind z. B. die installierten Leistungen der erneuerbaren Energien, die Höhe der Stromnachfrage, die Weiterentwicklung des Kraftwerksparks oder die Höhe der Brennstoffpreise zu definieren. Für die Berechnungen und Analysen der vorliegenden Arbeit werden die wesentlichen Eingangsparameter aus den politisch anerkannten Langfristszenarien der BMU-Leitstudie 2011 [5] entnommen. Im Rahmen der Leitstudie wurden verschiedene Szenarioausprägungen erarbeitet, die alle auf eine Erfüllung der Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung vom Herbst 2010 [3] ausgerichtet sind. Darüber hinaus beinhalten die Szenarien den Ausstieg aus der Kernenergie, wie er am 30. Juni 2011 zur dreizehnten Änderung des Atomgesetzes (AtG) vom

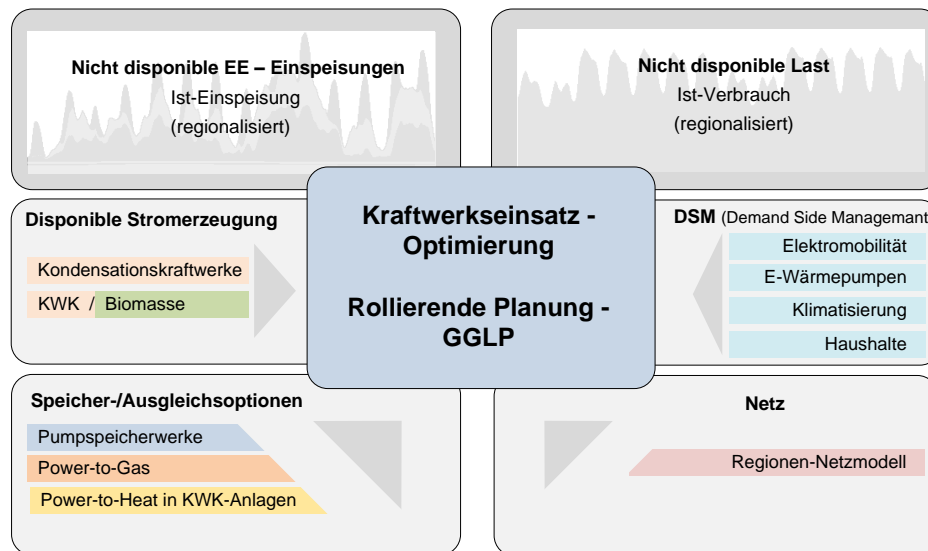


Abbildung 2.7: Bestandteile der Simulationsumgebung „Virtuelle Energieversorgung“ des Fraunhofer IWES

Bundestag beschlossen wurde. Da in der vorliegenden Arbeit die PtG-Technologie zur Erzeugung und Speicherung von erneuerbarem Methan im Erdgasnetz im Vordergrund steht, wird als Berechnungsgrundlage die Szenarioausprägung ausgewählt, die erneuerbares Methan als chemischen Energieträger einsetzt ([5], SZEN11-B). Im Folgenden werden die wichtigsten Annahmen, die aus diesem Szenario übernommen werden, dargestellt.

2.3.1 Szenariobezeichnungen

Das Mengengerüst der BMU-Leitstudie [5] zeigt einen konkreten, zeitlich festgelegten Entwicklungspfad für eine mögliche Transformation des Energiesystems auf. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden die Szenarioanalysen nicht explizit einzelnen Jahreszahlen zugeordnet, sondern vielmehr mit dem zugehörigen EE-Anteil verknüpft. Da die installierten EE-Erzeugungsleistungen in einem für Deutschland zu erwartenden Mix aus Windkraft- und PV-Anlagen eine charakteristische Einflussgröße auf die hier zu untersuchende Frage des Bedarfs an Langzeitausgleichsoptionen haben, können die Ergebnisse damit von der Diskussion um die Frage nach der Geschwindigkeit des EE-Ausbaus entkoppelt werden. Anstelle der Bezeichnungen 2020, 2030 und 2050 für die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Szenariojahre der BMU-Leitstudie werden die Szenarien im Folgenden mit den zugehörigen EE-Anteilen (40%, 63% und 85% erneuerbarer Energien bezogen auf den Bruttostromverbrauch) bezeichnet (Tabelle 2.3). Bei den verwendeten EE-Anteilen handelt es sich um die Zielwerte des Szenariorahmens ([5, S. 148], SZEN11-B). Durch Varianten

Tabelle 2.3: EE-Anteile der Szenariorechnungen

| Szenariojahr | 2020 | 2030 | 2050 |
|---------------------------------------------------|------------|------------|------------|
| EE-Stromerzeugung (brutto) ⁽¹⁾ (TWh/a) | 235 | 455 | 534 |
| Bruttostromverbrauch ⁽²⁾ (TWh/a) | 573 | 571 | 622 |
| EE-Anteil am Bruttostromverbrauch | 40% | 63% | 85% |

(1) Einschließlich disponibler Stromerzeugung und Rückverstromung aus chemischer Energiespeicherung.

(2) Einschließlich Übertragungsverluste, Kraftwerkseigenverbrauch, Pumpspeicherverluste und Strom für die chemische Energiespeicherung.

in der dynamischen Abbildung werden die Simulationsrechnungen dieser Arbeit Abweichungen hierzu aufweisen, die charakteristische Größenordnung des EE-Anteils bleibt jedoch bestehen.

2.3.2 Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien

Die nachfolgenden Tabellen und Abbildungen zeigen die installierten EE-Nennleistungen sowie die Strommengen (Nettostromerzeugung) der nicht disponiblen erneuerbaren Stromerzeugung für die gewählten Szenarien.

Tabelle 2.4: Installierte Leistung und Stromerzeugung der nicht disponiblen EE (nach [5], Szenario B und Berechnungen des Fraunhofer IWES)

| EE-Technologie | Installierte Leistung (GW) | | | Nettostromerzeugung (TWh/a) | | |
|----------------------|-------------------------------|--------|--------|--------------------------------|--------------|--------------|
| | 40% EE | 63% EE | 85% EE | 20% EE | 63% EE | 85% EE |
| Wind Onshore | 39,0 | 46,0 | 54,3 | 81,9 | 105,9 | 141,1 |
| Wind Offshore | 10,0 | 24,0 | 34,5 | 31,6 | 87,6 | 132,5 |
| Photovoltaik | 53,5 | 65,2 | 79,0 | 45,1 | 59,0 | 75,1 |
| Laufwasser | 4,7 | 4,9 | 5,2 | 22,3 | 23,4 | 25,0 |
| Geothermie | 0,3 | 1,1 | 3,4 | 1,3 | 5,6 | 17,6 |
| Bio-HKW | 2,8 | 2,4 | 1,9 | 22,0 | 19,3 | 14,8 |
| Zwischensumme | | | | 204,2 | 300,7 | 406,0 |
| EE-Nettoimport | | | | 1,0 | 21,0 | 66,2 |
| Summe | | | | 205,2 | 321,8 | 472,2 |

Die Zeitreihen der erneuerbaren Stromeinspeisung werden mit den am Fraunhofer IWES verfügbaren Modellen mit einer räumlichen Auflösung von $1/8^\circ \times 1/8^\circ$ und einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde berechnet (Modellbeschreibung siehe z. B. in [34]). Zur Abbildung des zeitlichen Verlaufs der EE-Einspeisung wird dabei das Wetterjahr 2006 zugrunde gelegt. Um die Abhängigkeit der Ergebnisse vom gewählten Wetterjahr gering zu halten, werden in einem zweiten Schritt die Einspeisezeitreihen auf die Energiemenge eines Normalwetterjahres skaliert, ohne dabei die Maximalleistungen der Zeitreihen zu verändern.

Die räumliche Verteilung der EE-Einspeisung auf die gewählten Netz-Regionen ist in Abbildung 2.8 dargestellt. Die hier aufgeführten Technologien (Wind Onshore, Wind Offshore, Photovoltaik, Laufwasser, Geothermie und wärmegeführte Holz- bzw. Müllheizkraftwerke - zusammen Bio-HKW) werden als nicht disponible „Must-Run Erzeugung“ behandelt.

Die weitere EE-Erzeugung wird als Teil des Kraftwerksparks disponibel abgebildet (siehe Abschnitt 2.3.5). Im Einzelnen sind das Biogas-, Deponie- und Klärgasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung (zusammen als Biogas bezeichnet). Die kumulierte Stromerzeugung dieser Anlagen wird über einen konstanten Gasstrom vorgegeben, der durch die Modellierung eines lokalen Gasspeichers für jede Anlage in gewissen Grenzen flexibel für die Stromerzeugung in einem BHKW verwendet werden kann. Zusätzlich wird die Nutzung von Biomethan betrachtet. Die Biomethanmengen können vollkommen flexibel, z. B. in den Erdgas-BHKW des Kraftwerksparks, genutzt werden.

Neben der Stromerzeugung aus EE-Anlagen innerhalb Deutschlands wird, insbesondere für das 85%-EE-Szenario, zusätzlich ein nennenswerter Anteil von erneuerbaren Stromimporten angenommen (66 TWh/a). Für die Zukunft erscheint es zunehmend sinnvoll, Ausgleichseffekte des europäischen Verbundes zu nutzen und vermehrt auf besonders günstige EE-Erzeugungspotenziale zurückzugreifen. Da im Rahmen dieser Dissertation kein detailliertes Modell für den europäischen

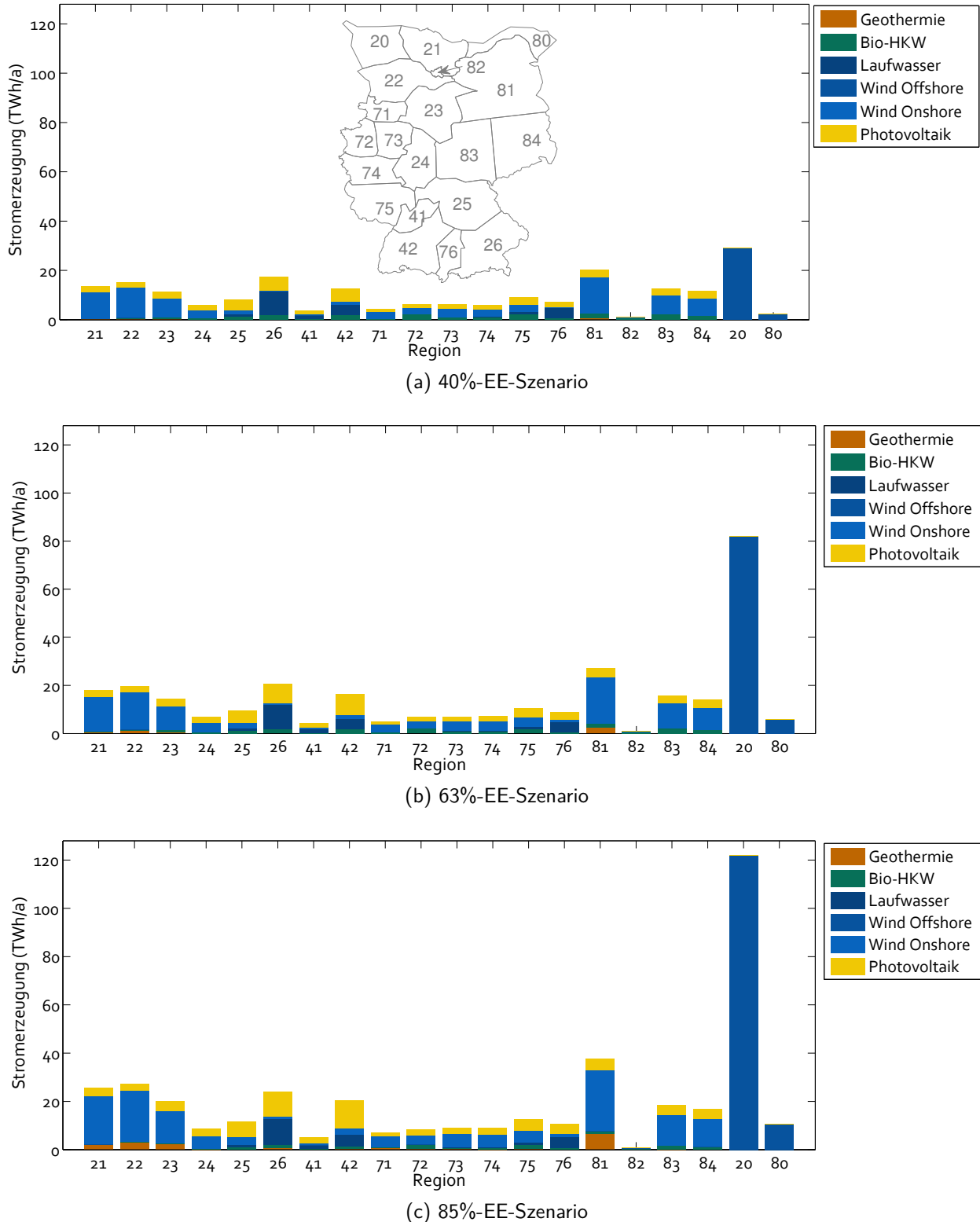


Abbildung 2.8: EE-Stromeinspeisung je Region

Kontext zur Verfügung steht, fließen die im Rahmen der Leitstudie ermittelten Import/Export-Zeitreihen direkt in die Berechnung der Residuallast für Deutschland mit ein.

Insgesamt sind der Ausbau der erneuerbaren Energien zuzüglich der Stromerzeugung aus Speichern in Deutschland sowie die Importe von erneuerbarer Stromerzeugung aus dem Ausland so dimensioniert, dass eine EE-Stromerzeugung (brutto) von etwa 235 TWh im 40%-EE-Szenario, 455 TWh im 63%-EE-Szenario und von 534 TWh im 85%-EE-Szenario erreicht werden kann.

2.3.3 Stromverbrauch

Der Stromverbrauch orientiert sich am 25%-Reduktionsziel (gegenüber dem Jahr 2008) des Energiekonzeptes [3]. Dieser reduziert sich demnach bis zum Jahr 2050 auf knapp 400 TWh/a. Dabei wird der gesamte Endenergieverbrauch Strom, d. h. inklusive neuer Verbraucher wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und ein erhöhter Bedarf für Klimatisierung, mit einbezogen. Auf den Stromverbrauch durch Netz- und Speicherverluste oder für die Erzeugung eines regenerativen chemischen Energieträgers wird das Reduktionsziel nicht angewendet. Tabelle 2.5 gibt eine Übersicht über die Aufteilung und Entwicklung des Stromverbrauchs in den betrachteten Szenarien. Der zeitliche Verlauf der Basislast wird entsprechend des historischen Lastgangs von 2006 angenommen. Die zeitliche Charakteristik für die neuen Verbraucher wird aus den Simulationen der Leitstudie übernommen. Abbildung 2.9 im nächsten Abschnitt zeigt die Gesamtwirkung der simulierten Lastmanagementoptionen auf die Residuallast. Die genauen Annahmen bezüglich der Flexibilität der zusätzlichen Verbraucher sowie Lastmanagementanwendungen in Haushalten, die ebenfalls abgebildet werden, sind in [5, S. 192f] beschrieben.

Tabelle 2.5: Stromverbrauch (nach [5], Szenario B)

| Stromverbrauch (TWh/a) | 40% EE | 63% EE | 85% EE |
|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Basislast ⁽¹⁾ | 506,3 | 446,6 | 363,5 |
| Zusätzliche Verbraucher | | | |
| Klimatisierung | 2,5 | 5,0 | 10,0 |
| Wärmepumpen | 6,7 | 11,6 | 17,2 |
| Elektrofahrzeuge | 9,3 | 25,6 | 44,0 |
| Zwischensumme | 524,8 | 488,6 | 434,7 |
| Netz- und Pumpspeicherverluste | 31,0 | 32,0 | 35,0 |
| Endenergieverbrauch Strom | 493,8 | 456,6 | 399,7 |

(1) Die Basislast entspricht dem Nettostromverbrauch der „herkömmlichen“ Verbraucher inklusive Netz- und Pumpspeicherverlusten.

2.3.4 Residuallast

Die kombinierte Darstellung von Stromverbrauch und nicht disponibler EE-Stromerzeugung in zeitlicher Auflösung führt zu den in Abbildung 2.9 dargestellten Residuallastzeitreihen, die als Eingangsgröße für die Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung in diesem Projekt verwendet werden (Residuallast mit Import/Export und mit DSM; durchgezogene Linien). In der hier gewählten Darstellung als geordnete Jahresdauerlinie wird ersichtlich, dass die durch disponible Stromerzeuger zu deckende positive Residuallast durch den Ausbau der nicht disponiblen erneuerbaren Energien stark abnimmt und damit einhergehend, insbesondere bei sehr hohen EE-Anteilen, die Stromüberschüsse deutlich zunehmen.

Darüber hinaus wird der Einfluss der Ausgleichsoptionen auf die Residuallast deutlich, die nicht Teil der Einsatzoptimierung sind. Diese werden im Vorhinein zur Residuallastglättung eingesetzt (Lastmanagementoptionen) bzw. aus einem erweiterten europäischen Modelllauf übernommen (Import/Export). Es wird deutlich, dass die Lastmanagementoptionen insbesondere die maximalen negativen, aber auch die maximalen positiven Residuallastleistungen reduzieren können. Insgesamt ist die Energiebilanz von positivem und negativem Lastmanagement ausgeglichen. Wie bereits in Tabelle 2.4 angegeben, ist dagegen die Import/Export-Bilanz nicht ausgeglichen. Somit führt der europäische Ausgleich ebenfalls zu einer Glättung der Residuallast, bewirkt jedoch durch die steigenden Netto-Importe zusätzlich eine Reduzierung der positiven Restlast.

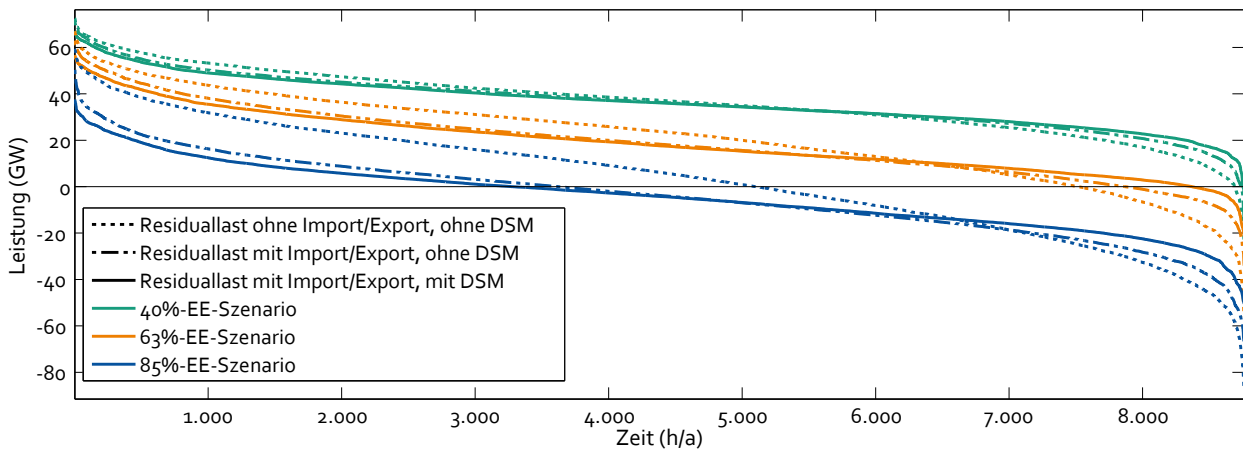


Abbildung 2.9: Residuallastzeitreihen als geordnete Jahresdauerlinien

2.3.5 Disponibler Kraftwerkspark und Brennstoffpreise

Abbildung 2.10 zeigt die Zusammensetzung des Kraftwerksparks für die ausgewählten Szenarien. Dabei ist angenommen, dass ergänzend zum heutigen Kraftwerkspark alle derzeit konkret in Bau und Planung befindlichen Kraftwerke in Betrieb gehen (Datengrundlage bilden hier insbesondere die Kraftwerkstabellen des Umweltbundesamts) und je nach Stromnachfrage und EE-Zubau Altkraftwerke entweder stillgelegt oder mit geringer Auslastung weiter betrieben werden. Zur Bereitstellung der gesicherten Leistung werden darüber hinaus Annahmen über den Zubau von Gasturbinen und GuD-Kraftwerken getroffen.

Wie bereits in Abschnitt 2.2.1 beschrieben, werden die Kraftwerke blockscharf an ihrem jeweiligen Standort mit Mindestleistung, Mindeststillstandszeiten und einer linearen Näherung für den Brennstoffverbrauch zwischen Mindest- und Maximalleistung abgebildet. Die installierten Leistungen von Kondensationskraftwerken sind in Abbildung 2.10, unterschieden nach den verschiedenen eingesetzten Brennstoffen, aufgeführt. KWK-Kraftwerke sind in dieser Darstellung nicht genauer aufgeschlüsselt. Im Modell werden diese ebenfalls entsprechend der eingesetzten Energieträger sowie ihrer Möglichkeit der Wärmeauskopplung (Entnahmekondensationskraftwerke und Gegendruckanlagen) unterschieden. Die KWK-Anlagen bekommen je nach Region und Wärmeabnehmer (öffentlich oder industriell) unterschiedliche Wärmeprofile zugeordnet, die sie zu jeder Zeit bedienen müssen. Um Strom- und Wärmeerzeugung weitestgehend zu entkoppeln, verfügen diese

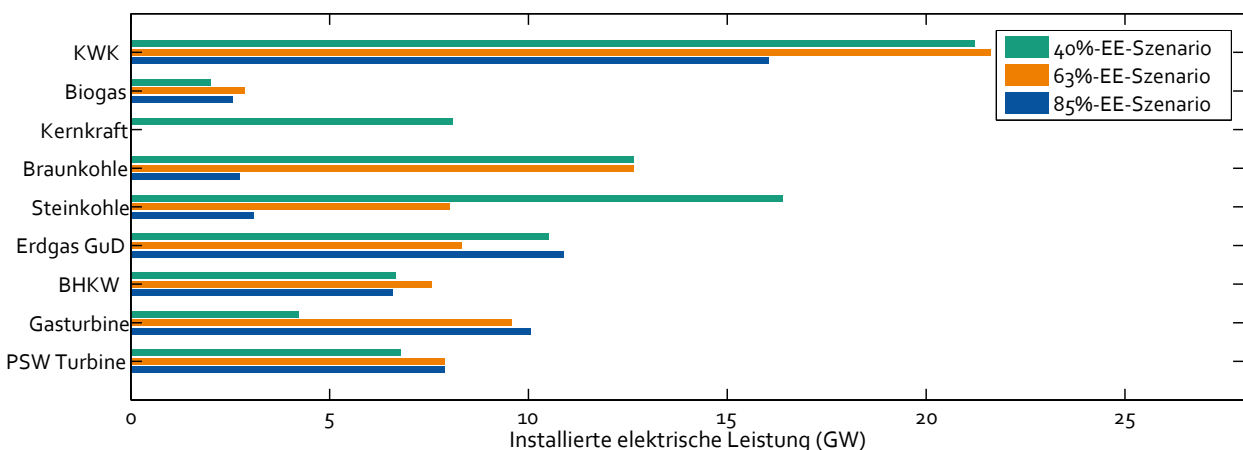


Abbildung 2.10: Zusammensetzung des Kraftwerksparks

Anlagen zusätzlich über einen Gaskessel, welcher bei geringem Strombedarf zur Deckung des Wärmeprofiles genutzt werden kann. BHKW, Biogasanlagen und Pumpspeicherwerke (PSW) werden durch eine kumulierte Anlage pro Netzregion abgebildet. Genauere Annahmen zur Entwicklung des Kraftwerksparks und zu den unterstellten technischen Parametern können [15, S. 43f] und [5, S. 201f] entnommen werden.

Dem Einsatz der Kraftwerke werden zusätzlich die in Tabelle 2.6 zusammengestellten Brennstoff- und CO₂-Preise zugrunde gelegt.

Tabelle 2.6: Brennstoff- und CO₂-Preise (nach [5], Preisfad „Mäßig“)

| Brennstoff | Brennstoffkosten (€/MWh) | | | Brennstoff + CO ₂ -Kosten ⁽¹⁾ (€/MWh) | | |
|-----------------------------------|-----------------------------|-------------|-------------|----------------------------------------------------------------|--------|--------|
| | 40% EE | 63% EE | 85% EE | 40% EE | 63% EE | 85% EE |
| Braunkohle | 4,7 | 5,4 | 5,8 | 13,9 | 19,0 | 28,5 |
| Steinkohle | 14,9 | 18,1 | 23,6 | 22,6 | 29,5 | 42,7 |
| Erdgas | 27,4 | 32,9 | 41,9 | 32,0 | 39,8 | 53,4 |
| Uran | 1,9 | 2,5 | 3,7 | 2,1 | 2,9 | 4,3 |
| CO₂-Preis (€/t) | 23,0 | 34,0 | 57,0 | | | |

(1) Verwendete Emissionsfaktoren (t_{CO₂}/MWh) zur Berechnung der CO₂-Kosten: Braunkohle 0,40; Steinkohle 0,33; Erdgas 0,20; Uran 0,01.

3 Ausgleichsbedarf in zeitlicher und räumlicher Dimension

Ziel des Kapitels ist die Quantifizierung und Charakterisierung des Ausgleichsbedarfs für unterschiedliche Szenariovarianten der deutschen Stromversorgung, die sich durch ihren EE-Anteil und ihre Annahmen zur Durchdringung des Systems mit verschiedenen Ausgleichsoptionen unterscheiden.

Hierfür wird zunächst eine geeignete Methodik erarbeitet, die insbesondere zur Bestimmung des Langzeit-Ausgleichsbedarfs im Stromsektor geeignet erscheint (Abschnitt 3.1). Diese Methodik wird anschließend zur Quantifizierung des zeitlichen und räumlichen Ausgleichsbedarfs angewendet (Abschnitt 3.2 und 3.3). Anschließend wird das Zusammenspiel von zeitlichem und räumlichem Ausgleichsbedarf über den Zusammenhang zwischen Stromüberschüssen und Netzausbau dargestellt (Abschnitt 3.4). In diesem Abschnitt wird ebenfalls ein kostenoptimierter Netzausbau für die betrachtete Entwicklung des Stromsektors abgeleitet. Abschließend wird der Ausgleichsbedarf für die Matrix aller betrachteten Sensitivitäten sowie Netzausbauszenarien bezüglich Kurzzeit- und Langzeit-Ausgleichsbedarf charakterisiert und eine Auswahl relevanter Szenariovarianten für die Bewertung der PtG-Technologie als Langzeit-Ausgleichsoption im Stromsektor getroffen (Abschnitt 3.5).

3.1 Stromüberschüsse als Maß für den Ausgleichsbedarf

Zur Quantifizierung des Ausgleichsbedarfs bzw. Flexibilitätsbedarfs¹ im Stromsektor bei steigendem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung wird zunächst eine geeignete charakteristische Größe zur Beschreibung des Ausgleichsbedarfs benötigt.

Analog zur Aufteilung von Produkten auf dem Regelleistungsmarkt², die ebenfalls zur Bereitstellung von Flexibilität für das System dienen, lässt sich Ausgleichsbedarf im Allgemeinen entsprechend seines Vorzeichens (wird mehr oder weniger Energie im System benötigt) und seiner zeitlichen Charakteristik klassifizieren.

Bezüglich seiner zeitlichen Charakteristik wird der Ausgleichsbedarf in diesem Kapitel in zwei Kategorien eingeteilt: einen Bereich, den typische Stunden- bis Tagesspeicher abdecken können, sowie einen deutlich darüber hinausgehenden Langzeit-Ausgleichsbedarf (siehe auch Abschnitt 2.1.2). Dabei umfasst der Stunden- bis Tagesausgleichsbedarf eine Zeitskala von einer Stunde bis hin zu ein bis zwei Tagen. Die untere Grenze wird dabei durch die Auflösung der Simulationen³ und die Obergrenze über die maximale Speicherkapazität der größten deutschen Pumpspeicher abgeleitet. Ein Flexibilitätsbedarf unter einer Stunde, der unter anderem durch Regelleistung abgedeckt wird, kann in dieser Untersuchung nicht erfasst werden. Der Langzeit-Ausgleichsbedarf knüpft

¹Die Begriffe Ausgleichsbedarf und Flexibilitätsbedarf werden im Folgenden synonym verwendet.

²Bei Regelleistungsprodukten wird zwischen positiver und negativer Leistungsvorhaltung sowie zwischen Primär-, Sekundär- und Minutenreserve unterschieden (siehe z. B. [6]).

³Alle Berechnungen erfolgen auf Basis von stündlich aufgelösten Zeitreihen (siehe auch Abschnitt 2.2.1).

entsprechend an den Zeitbereich ab zwei Tagen Speicherdauer an. Wie sich bereits am Beispiel der Regelleistung erkennen lässt, ließen sich wesentlich feinere zeitliche Abstufungen definieren, die jedoch fließend ineinander übergehen. Eine Unterscheidung in diese beiden zeitlichen Klassen erscheint jedoch für die Abschätzung eines weit gefassten Langzeit-Ausgleichsbedarfs, der als potenzieller Einsatzbereich für die PtG-Technologie angesehen werden kann, zielführend.

Entsprechend des Vorzeichens des Ausgleichsbedarfs lassen sich Erzeugungslücken und Erzeugungsüberschüsse als mögliche Anhaltspunkte zur Bestimmung des Ausgleichsbedarfs definieren. Solange fossile und damit nach Bedarf flexibel einsetzbare Kraftwerke zur Schließung von erneuerbaren Erzeugungslücken einspringen können, sind Erzeugungslücken, die z. B. durch gespeicherten Strom zu decken sind, nicht eindeutig ersichtlich. Stromüberschüsse lassen sich dagegen für einen gegebenen Bilanzraum und einen festen Anlagenpark eindeutig definieren und werden mit zunehmendem EE-Anteil steigen. Gegenüber einer Abregelung von überschüssigen Strommengen besteht eine geschäftliche Opportunität zur Nutzung dieser Strommengen z. B. durch zusätzliche Stromspeicher oder Lastmanagement Optionen. Eine Fokussierung auf Stromüberschüsse und damit auf die Stromaufnahmefähigkeit von Flexibilitätsoptionen bietet die Möglichkeit, die PtG-Technologie insbesondere als Konvertierungseinheit von Strom zu Gas zu betrachten und damit ihr Potenzial zunächst unabhängig von den späteren Einsatzfeldern des Speichergases zu analysieren. Daher werden im Folgenden Stromüberschüsse als geeignetes Maß für einen negativen Ausgleichsbedarf genauer analysiert und quantifiziert.

Als *Stromüberschüsse* werden bei den nachfolgenden Betrachtungen die Strommengen definiert, die von dem modellierten System nicht genutzt werden können, sodass nur durch eine kostenneutrale⁴ Abregelung dieser Strommengen eine Überdeckung der Last vermieden werden kann. Als Ursache für das Zustandekommen der Stromüberschüsse wird zwischen deutschlandweiten und netzbedingten Stromüberschüssen unterschieden. Deutschlandweite Stromüberschüsse entstehen, wenn die EE-Erzeugung die deutschlandweite Last zuzüglich des vorgegebenen Exports übersteigt oder wenn bei hoher EE-Einspeisung technische Grenzen von fossilen Kraftwerken ein Abschalten nicht zulassen bzw. wenn ein Abschalten in Kombination mit einem zeitversetzten Anfahren teurer ist als die einzusparenden Brennstoffkosten. Da die deutschlandweite Bilanzierung von Stromangebot und Stromnachfrage, ohne eine Berücksichtigung der tatsächlichen Stromübertragungsmöglichkeiten innerhalb Deutschlands, der Praxis für den Handel von elektrischer Energie auf dem Spotmarkt entspricht, werden solche deutschlandweiten Stromüberschüsse auch als marktseitige Stromüberschüsse bezeichnet. Darüber hinaus entstehen netzseitige, lokale Stromüberschüsse im Zusammenhang mit begrenzten Übertragungskapazitäten im Stromnetz. Als netzseitige Stromüberschüsse an einem Engpass⁵ werden ebenfalls nur die Strommengen aufgefasst, die ohne zusätzliche Ausgleichstechnologien oder Steuerungsmöglichkeiten für den Leistungsfluss zur Beseitigung des Netzengpasses abgeregelt werden müssen. Zunächst werden gegebenenfalls mögliche Anpassungen in der disponiblen Stromerzeugung ausgenutzt.

3.1.1 Charakterisierung der Stromüberschüsse

Um anhand der Stromüberschüsse eine Zuordnung des Ausgleichsbedarfs in Kurzzeit- und Langzeit-Ausgleichsbedarf vorzunehmen, werden verschiedene Kenngrößen zur Charakterisierung des Aufkommens an Stromüberschüssen in den Szenariorechnungen bestimmt. Als Kenngrößen werden

⁴Kostenneutral bedeutet, dass durch eine Verringerung der Stromerzeugung einer Anlage keine bzw. nahezu keine variablen Betriebskosten (i. d. R. Brennstoffkosten) eingespart werden können. Dies ist insbesondere bei der Abregelung der dargebotsabhängigen Stromerzeugung aus Wind- oder Sonnenenergie der Fall.

⁵Ein Engpass bezeichnet dabei solche Situationen, in denen der Bedarf für die Übertragung elektrischer Energie die Möglichkeiten des Übertragungsnetzes übersteigt, d. h. Situationen, in denen eine uneingeschränkte Nutzung des Netzes zu einer Gefährdung der Systemsicherheit führen würde [67, S. 1].

die direkt ersichtlichen Werte „Überschüssige Energie“ (GWh/a), „Maximale Überschussleistung“ (GW) sowie „Stunden mit Stromüberschüssen“ (Anzahl Stunden/a) ausgewertet. Um darüber hinaus den zeitlichen Zusammenhang der Stromüberschüsse im Sinne eines Einspeicherprofils zu erfassen, wird im Folgenden zusätzlich eine „virtuelle Speicherdauer“ als weitere Kenngröße eingeführt.

Die Speicherdauer kann allgemein über den maximalen Speicherinhalt (GWh) dividiert durch die maximale Einspeicherleistung (GW) definiert werden. Um eine virtuelle Speicherdauer, die sich anhand der Stromüberschüsse ableiten lässt, berechnen zu können, ist daher zunächst die Kenntnis des maximalen Speicherinhalts nötig. Für eine gegebene Einspeicher- und Ausspeicherzeitreihe kann der maximale Speicherinhalt, welcher notwendig ist, um die zeitliche Verlagerung der gegebenen Profile bei zusätzlicher Berücksichtigung des Ein- und Ausspeicherwirkungsgrades vollständig zu realisieren, durch eine Bilanzierung des geringsten und höchsten Speicherfüllstands bestimmt werden. Zur Definition der virtuellen Speichergöße wird angenommen, dass sämtliche Stromüberschüsse eingespeichert werden und damit das Einspeicherprofil bekannt ist. Eine Nutzung der gespeicherten Energie geht aus der Betrachtung der Stromüberschüsse nicht hervor, sodass das Ausspeichersignal nicht bekannt ist. Um dennoch eine erste Abschätzung über das notwendige Speichervolumen zur Speicherung sämtlicher Stromüberschüsse treffen zu können, wird zur Berechnung des virtuellen Speichervolumens angenommen, dass die eingespeicherte Energie gleichmäßig verteilt über den gesamten Betrachtungszeitraum genutzt wird (vergleiche auch Abbildung 3.1). Zur Berechnung der virtuellen Speichergöße wird weiterhin von einem idealen Speicher mit einem Wirkungsgrad von 100% ausgegangen. Die Energiedifferenz zwischen Maximum und Minimum der hierüber zu ermittelnden Speicherfüllstandskurve wird im Folgenden als virtuelle Speichergöße bezeichnet. Die virtuelle Speicherdauer ergibt sich dann durch Division der virtuellen Speichergöße durch die maximale Einspeicherleistung (entspricht hier der maximalen Überschussleistung).

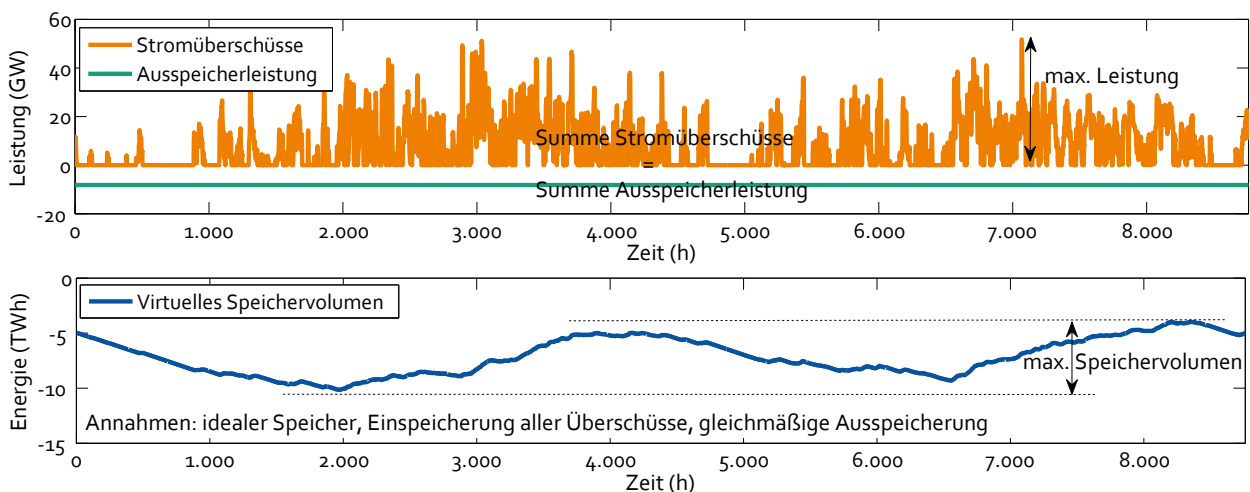


Abbildung 3.1: Definition der virtuellen Speichergöße

Umfasst die so abgeschätzte Speicherdauer weniger als 48 Stunden, so wird davon ausgegangen, dass der Ausgleichsbedarf durch kurzfristig auszugleichende Schwankungen dominiert wird. Bei Speicherdauern über 48 Stunden kann von einem verstärkten Anteil eines langfristigen Ausgleichsbedarfs ausgegangen werden. Dieser kann weiterhin mit kurzfristigen Schwankungen überlagert sein, sodass ein Mix aus Technologien für die Bereitstellung des notwendigen Ausgleichsbedarfs in Betracht gezogen werden sollte.

3.2 Zeitlicher Ausgleichsbedarf

Um zunächst den deutschlandweiten, zeitlichen Ausgleichsbedarf unabhängig von einem räumlichen bzw. netzbedingten Ausgleichsbedarf zu bestimmen, werden Simulationsrechnungen herangezogen, bei denen die Möglichkeit eines uneingeschränkten Stromtransports innerhalb Deutschlands unterstellt wird. Bedingt durch eine unterschiedliche Charakteristik der Erzeugungs- und Lastsituationen an verschiedenen Standorten innerhalb Deutschlands beinhalten diese Betrachtungen eine maximale Vergleichmäßigung der zeitlichen Charakteristik. Somit stellen die Analysen des zeitlichen Ausgleichsbedarfs, unter Annahme uneingeschränkter räumlicher Ausgleichsmöglichkeiten, eine Minimalabschätzung für den Ausgleichsbedarf bzw. für die zu erwartenden Stromüberschüsse des betrachteten Systems dar.

Die Stromüberschüsse werden für drei EE-Ausbauszenarien (40%, 63% und 85%-EE; siehe auch Abschnitt 2.3.1) sowie jeweils für ausgewählte Sensitivitäten mit zusätzlichen oder einschränkenden Flexibilitätsmaßnahmen betrachtet.

3.2.1 Stromüberschüsse in den Basisrechnungen

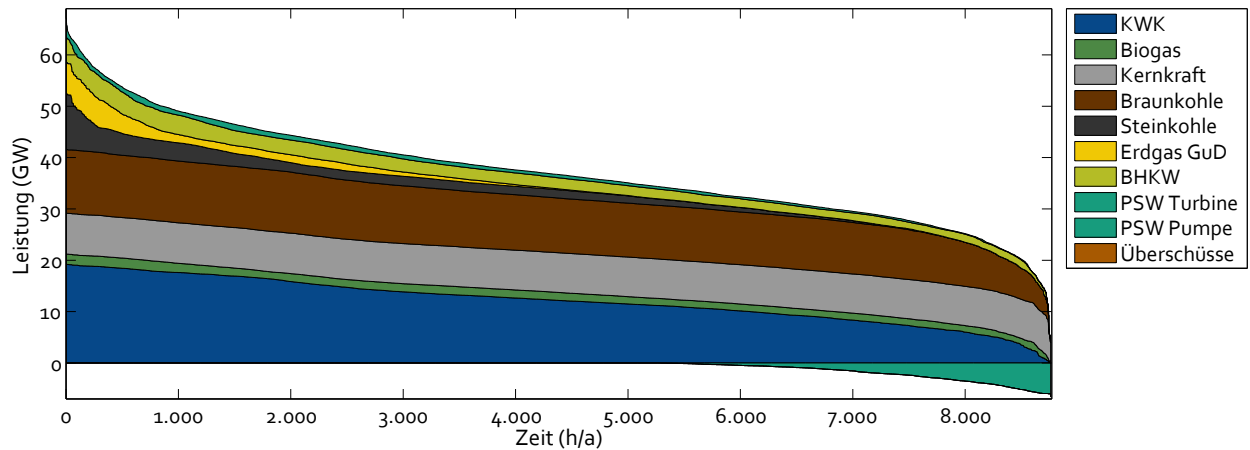
Als Basisrechnungen werden die drei Systemzustände mit steigendem EE-Ausbau (40%, 63%, 85%-EE) bezeichnet, die entsprechend der in Abschnitt 2.3 dargestellten Annahmen simuliert werden. Als Flexibilitätsoptionen im Sinne einer erhöhten Integrationsmöglichkeit für erneuerbare Stromeinspeisung beinhalten die Basisrechnungen ausschließlich den Einsatz von Lastmanagementoptionen sowie Pumpspeichern⁶.

Die Jahresdauerlinien der disponiblen Stromerzeuger und Speicher geben einen Überblick über die Deckung der Residuallast in den Basisrechnungen (Abbildung 3.2). Primär bestimmt durch den zunehmenden EE-Ausbau und den gleichzeitigen Rückgang der Stromnachfrage (vergleiche Abschnitt 2.3), geht die Stromerzeugung des disponiblen, überwiegend fossilen Anlagenparks mit zunehmendem EE-Ausbau stark zurück. Während im 40%-EE-Szenario die Residuallast noch überwiegend durch fossile KWK-Kraftwerke sowie Kernenergie-, Steinkohle- und Braunkohle-Kondensationskraftwerke gedeckt wird (zusammen ca. 300 TWh), reduziert sich die Stromerzeugung aus diesen Anlagen auf ca. 27 TWh im 85%-EE-Szenario.

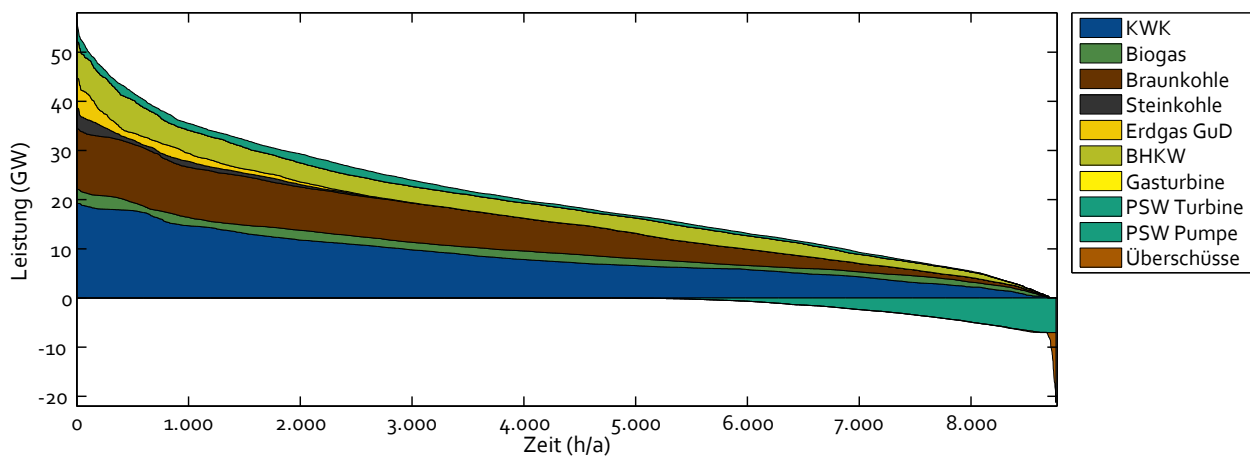
Gleichzeitig nimmt der Bereich der negativen Residuallast durch zunehmende Überkapazitäten⁷ der erneuerbaren Stromerzeuger deutlich zu. Während im 40%-EE-Szenario bei der hier dargestellten Basisvariante die Stromeinspeisung die Last nur in 4 Stunden übersteigt, nimmt die Zahl der Überschusstunden im 63%-EE-Szenario und im 85%-EE-Szenario von 88 bis auf 5.300 Stunden zu. Die maximale Überschussleistung verändert sich mit zunehmendem EE-Ausbau von 1 GW über 15 GW bis hin zu 52 GW, während die überschüssige Energie, bezogen auf ein Jahr, von 1 GWh über 440 GWh auf bis zu 70.000 GWh ansteigt (Zusammenstellung aller Kennzahlen der Stromüberschüsse in Tabelle 3.1, S. 48). Damit treten unter den Basisannahmen und bei ausschließlicher Betrachtung von marktseitigen Stromüberschüssen insbesondere im 85%-EE-Szenario immense Überschüsse auf, die eine Nutzung durch zusätzliche Ausgleichsoptionen notwendig erscheinen lassen.

⁶Die Basisrechnungen beinhalten 7,1 GW (40%-EE-Szenario) bzw. 8,3 GW (63% und 85%-EE-Szenario) PSW-Turbinenleistung, die für die Optimierung des Strommarktes zur Verfügung stehen. Zusätzlich wurden jeweils 4 GW PSW-Leistung pauschal für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen angenommen. Diese stehen nicht für die EE-Integration zur Verfügung.

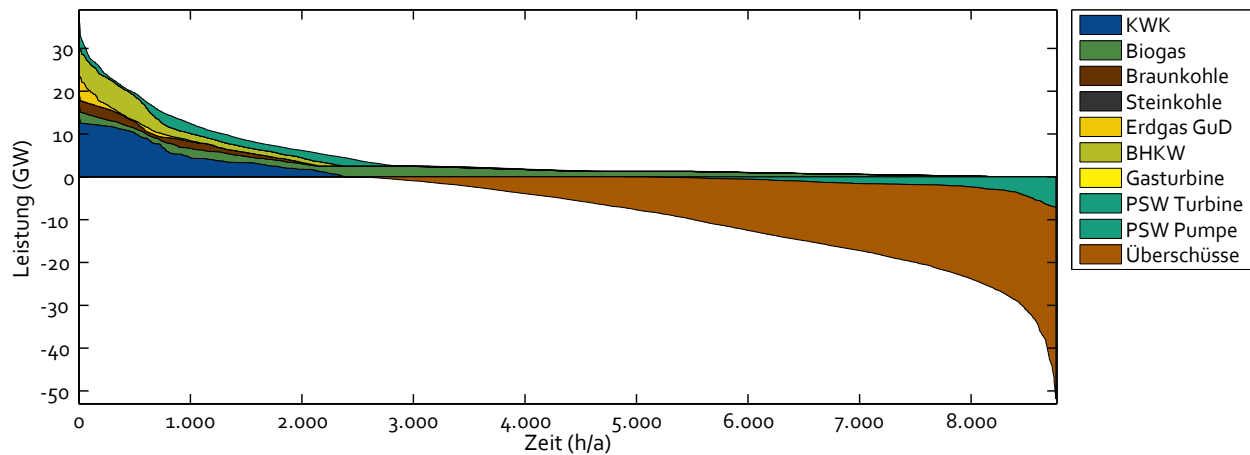
⁷Überkapazitäten: Kumulierte installierte Leistung der nicht disponiblen EE-Stromerzeuger ist höher als die typische Leistung der Last.



(a) Basisrechnung des 40%-EE-Szenarios



(b) Basisrechnung des 63%-EE-Szenarios



(c) Basisrechnung des 85%-EE-Szenarios

Abbildung 3.2: Jahresdauerlinie der disponiblen Stromerzeuger und Speicher

Die Charakterisierung des Ausgleichsbedarfs stellt sich auf Basis der eingeführten virtuellen Speicherdauer eindeutig dar. Während diese im 40% und 63%-EE-Szenario jeweils eine bzw. 23 Stunden beträgt und damit überwiegend durch typische Stunden- bis Tagesspeicher bedient werden könnte, beträgt die virtuelle Speicherdauer, die zur Verlagerung der Stromüberschüsse im 85%-EE-Szenario notwendig ist, 239 Stunden (ca. 10 Tage). Hieraus lässt sich eine deutliche Verschiebung der Ausgleichsbedarfscharakteristik hin zu einem Langzeit-Ausgleichsbedarf ableiten.

3.2.2 Stromüberschüsse unter dem Einfluss von Sensitivitäten

In den folgenden Unterabschnitten wird, ausgehend von den Basisrechnungen, der Einfluss verschiedener zusätzlicher Ausgleichsoptionen sowie der Einfluss von Annahmen, die die Flexibilität des Systems einschränken, auf die marktseitigen Stromüberschüsse analysiert. Im Einzelnen werden zusätzliche Flexibilitäten durch weitere Kurzzeitspeicher sowie eine Implementierung der PtH-Option und auf der anderen Seite die Abbildung von Must-Run-Erzeugungsleistungen der fossilen Kraftwerke sowie eine Variante ohne Lastmanagement betrachtet (siehe auch Abbildung 3.3). Anschließend werden zusätzliche Varianten bezüglich der räumlichen Ausgleichsmöglichkeiten analysiert (Abschnitt 3.3). Die PtG-Technologie selbst wird nicht in einer Sensitivitätsrechnung abgebildet. Vielmehr geht es in diesem Kapitel darum, Technologien bzw. Szenarioannahmen zu identifizieren, die einen deutlichen Einfluss auf die Stromüberschüsse des Systems und somit auf den potenziellen Einsatzbereich der PtG-Technologie haben.

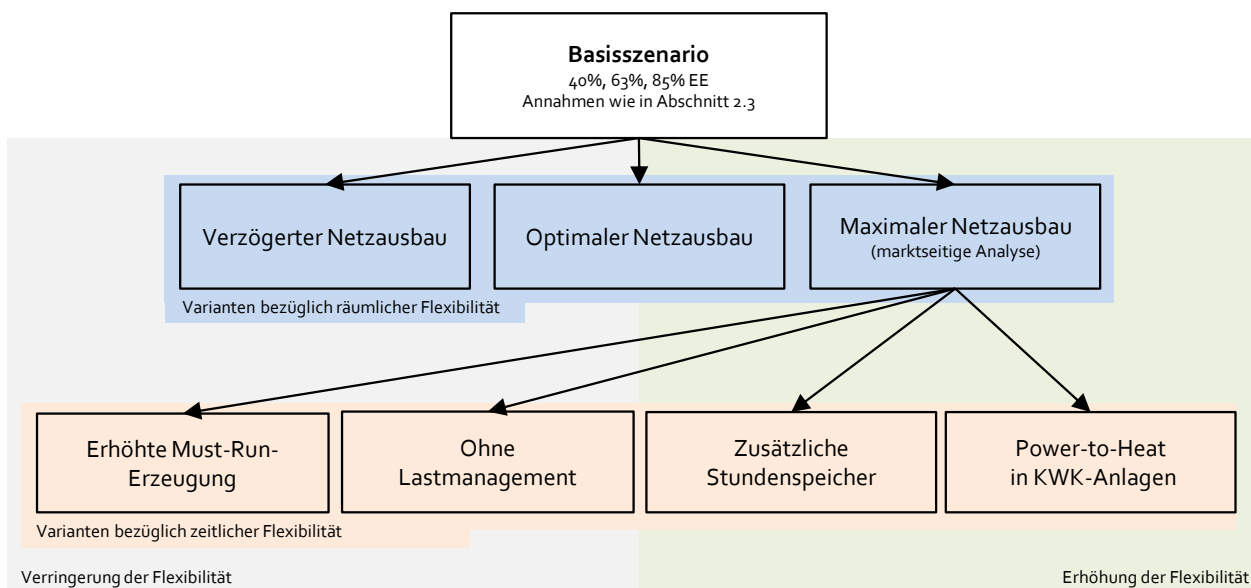


Abbildung 3.3: Übersicht der Sensitivitätsvarianten zur Quantifizierung von Einflussfaktoren auf den Ausgleichsbedarf

3.2.2.1 Erhöhte Must-Run-Erzeugungsleistung

Aus Gründen der Spannungshaltung und zur Vorhaltung von kurzfristig abrufbarer Reserveleistung kann es insbesondere in der näheren Zukunft notwendig sein, dass eine gewisse Mindesterzeugung aus disponiblen Kraftwerken notwendig ist, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Systemdienstleistungen werden heute noch überwiegend durch fossile Großkraftwerke bereitgestellt. Deren Laufzeiten werden jedoch mit zunehmendem EE-Ausbau abnehmen (siehe Abbildung 3.2), sodass sie nicht mehr automatisch für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen und damit zur Gewährleistung der Systemsicherheit zur Verfügung stehen.

In der Sensitivität „erhöhte Must-Run-Erzeugungsleistung“ wird daher eine bestimmte Mindesterzeugungsleistung durch disponible Stromerzeuger vorgegeben. Auf Basis von [68] werden folgende Vorgaben für diese Sensitivitätsvariante getroffen:

- im 40%-EE-Szenario 15 GW,
- im 63%-EE-Szenario 8 GW und

- im 85%-EE-Szenario 0 GW Must-Run-Leistung durch disponible Stromerzeuger.

Da dezentrale, erneuerbare Stromerzeugungsanlagen zunehmend selbst dazu qualifiziert werden, aktiv zur Systemsicherheit beizutragen (Anforderungen z. B. definiert durch [69]), wird unterstellt, dass dezentrale Energieanlagen die Anforderungen, die für einen sicheren Netzbetrieb notwendig sind, zunehmend besser erfüllen können. Somit nimmt die notwendige Mindesterzeugung aus disponiblen Anlagen ab, sodass diese Sensitivität für das 85%-EE-Szenario entfällt. In den Basisrechnungen wurde generell keine Must-Run-Erzeugung vorgegeben.

Der Einfluss der Must-Run-Erzeugung auf die Charakteristik der Stromüberschüsse ist gemeinsam mit den Kennzahlen der weiteren Sensitivitäten sowie der Basisrechnung in Tabelle 3.1 zusammengestellt. Es wird deutlich, dass die Vorgabe einer Must-Run-Leistung disponibler Stromerzeuger einen deutlichen Einfluss auf das Aufkommen an Stromüberschüssen hat. Da jedoch das Ausgangsniveau insbesondere im 40%-EE-Szenario sehr gering ist, bleiben die Auswirkungen einer vorgegebenen Must-Run-Erzeugungsleistung bezogen auf die absoluten Werte überschaubar. So erhöht sich die Anzahl der Stunden mit Stromüberschüssen im 40%-EE-Szenario durch die Berücksichtigung von 15 GW Must-Run-Erzeugung von 4 auf 32 Stunden. Die insgesamt überschüssige Energie aus deutschlandweiten Stromüberschüssen steigt in dieser Variante auf 170 GWh (vorher 1 GWh) an. Auch im 63%-EE-Szenario erfährt die überschüssige Energie etwas mehr als eine Verdopplung und beträgt bei Unterstellung der Must-Run-Erzeugung ca. 2 TWh verteilt auf knapp 500 Stunden des Jahres. Bei genauerer Betrachtung des Anlageneinsatzes fällt darüber hinaus ein deutlich erhöhter Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke auf. Hier erhöhen sich die Volllaststunden im marktseitigen Einsatz von ca. 1.000 auf 1.300 h/a. Der zusätzlich nötige Flexibilitätsbedarf, der durch den eingeschränkten Betriebsbereich der Kraftwerke bei vorgegebener Must-Run-Erzeugung entsteht, kann also zum Teil von den bereits im System vorhandenen Speichern abgedeckt werden.

Auch die eingeführte charakteristische Speicherdauer zur Klassifizierung des Flexibilitätsbedarfs verändert sich durch die Vorgabe der Must-Run-Erzeugung. Die ermittelte virtuelle Speicherdauer erhöht sich auf 13 Stunden (im 40%-EE-Szenario) bzw. auf 45 Stunden (im 63%-EE-Szenario). Entsprechend der gewählten Grenze von bis zu zwei Tagen Speicherdauer für den Stunden- bis Tagesausgleichsbedarf ändert sich die prinzipielle Einordnung des Ausgleichsbedarfs jedoch nicht.

3.2.2.2 Keine Nutzung der Lastmanagementpotenziale

In welchem Umfang steuerbare Haushaltsgeräte, elektrische Wärmepumpen, Klimaanlage und Elektrofahrzeuge in Zukunft durch übergeordnete Signale zu einem systemdienlichen Verhalten angereizt werden können, ist ungewiss. Während in den Basisrechnungen insbesondere der Einsatz der aufgeführten neuen Verbraucher mit dem Ziel einer Glättung der deutschlandweiten Residuallast modelliert wurde (Effekt des Lastmanagements auf die Residuallast siehe Abbildung 2.9, S. 38), wird in der Sensitivität „ohne Lastmanagement“ angenommen, dass die Lastmanagementpotenziale nicht genutzt werden. Die neuen Verbraucher werden damit rein bedarfsgerecht eingesetzt. Das heißt, dass eine Wärmepumpe immer genau dann elektrische Energie bezieht, wenn auch die Wärme benötigt wird oder ein Elektrofahrzeug beladen wird, sobald eine Ladestation zur Verfügung steht.

Der fehlende Einsatz von Lastmanagementoptionen führt in allen Szenariovarianten zu einer Erhöhung der maximalen Überschussleistung. Bezüglich überschüssiger Energie sowie Stunden mit Stromüberschüssen hat das fehlende Lastmanagement im 40% und 63%-EE-Szenario vergleichbare Auswirkungen wie die im vorherigen Abschnitt angenommene Must-Run-Erzeugung disponibler

Tabelle 3.1: Charakteristik der deutschlandweiten Stromüberschüsse

| EE-Anteil | Szenariovariante | Energie (GWh/a) | Max. Leistung (GW) | Anz. Stunden /a | Virtuelle Speicher- größe ⁽¹⁾ (GWh) | Virtuelle Speicher- dauer (h) |
|------------|-----------------------------|--------------------|--------------------------|-----------------------|---------------------------------------------------------|----------------------------------------|
| 40% | Erhöhte Must-Run Erzeugung | 179 | 11 | 32 | 147 | 13 |
| | Ohne Lastmanagement | 154 | 16 | 39 | 121 | 6 |
| | Basisrechnung | 1 | 1 | 4 | 1 | 1 |
| | Zusätzliche Stundenspeicher | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 |
| | PtH in KWK-Kraftwerken | 0 | 0 | 0 | 0 | - |
| 63% | Erhöhte Must-Run Erzeugung | 2.071 | 22 | 488 | 1.001 | 45 |
| | Ohne Lastmanagement | 1.965 | 28 | 410 | 970 | 34 |
| | Basisrechnung | 443 | 15 | 88 | 353 | 23 |
| | Zusätzliche Stundenspeicher | 239 | 12 | 43 | 215 | 18 |
| | PtH in KWK-Kraftwerken | 154 | 10 | 27 | 144 | 14 |
| 85% | Erhöhte Must-Run Erzeugung | - | - | - | - | - |
| | Ohne Lastmanagement | 74.980 | 69 | 4.766 | 12.014 | 173 |
| | Basisrechnung | 70.283 | 52 | 5.297 | 12.358 | 239 |
| | Zusätzliche Stundenspeicher | 69.132 | 52 | 5.247 | 12.442 | 237 |
| | PtH in KWK-Kraftwerken | 40.300 | 48 | 3.568 | 9.595 | 198 |

(1) Bestimmung des Speichervolumens unter Annahme eines idealen Speichers und einer gleichmäßigen Ausspeicherung (vgl. Abschnitt 3.1.1).

Kraftwerke: Überschüssige Energie, Stunden mit Stromüberschüssen sowie die virtuelle Speicherdauer nehmen zu, die prinzipielle Einordnung des Ausgleichsbedarfs bleibt jedoch im typischen Stunden- bis Tagesbereich.

Im 85%-EE-Szenario erhöht sich die überschüssige Energie ebenfalls. Stunden mit Stromüberschüssen sowie die virtuelle Speicherdauer reduzieren sich hingegen leicht, da die Stromüberschüsse höhere Maximalleistungen erreichen. Generell bleibt der langfristige Ausgleichsbedarf jedoch dominierend (virtuelle Speicherdauer von ca. 7 Tagen).

3.2.2.3 Zusätzliche Stundenspeicher

Da es zurzeit schwer abzusehen ist, wie sich der Markt für typische Stunden- bis Tagesspeicher (insbesondere dezentrale Speicher wie Quartierspeicher oder PV-Batteriesysteme) entwickelt, diese jedoch eine entscheidende Einflussgröße auf die zu erwartenden Stromüberschüsse darstellen können, wird als weitere Sensitivität der Einfluss zusätzlicher Stundenspeicher auf den deutschlandweiten Ausgleichsbedarf untersucht. Dabei wird angenommen, dass die zusätzlichen Speicher vollständig am kurzfristigen Handel zur Optimierung von Stromangebot und -nachfrage im Sinne des Gesamtsystems eingesetzt werden. Insgesamt werden zusätzliche Stundenspeicher mit einer kumulierten Leistung von 5 GW und einem für Stundenspeicher typischen Verhältnis von Speichervolumen zu Einspeicherleistung von 5 h [70] modelliert. Der Wirkungsgrad wird mit 78% etwas höher als von typischen Pumpspeichern angenommen.

Im 40%-EE-Szenario können die 5 GW zusätzlichen Stundenspeicher die Überschüsse vollständig aufnehmen (vergleiche Tabelle 3.1). Die mittlere Auslastung der bereits in der Basisrechnung enthaltenen PSW bzw. der PSW zusammen mit den zusätzlichen Stundenspeichern reduziert sich durch die zusätzliche Speicherleistung von knapp 800 auf knapp 600 Volllaststunden (VLS).

Im 63%-EE-Szenario reichen 5 GW zusätzliche Stundenspeicher nicht aus, um alle Stromüberschüsse aufzunehmen. Hier verbleibt ein maximaler Leistungsüberschuss von 12 GW. Energetisch gesehen werden die Überschüsse von 443 GWh auf etwa die Hälfte (239 GWh) reduziert. Auch hier nimmt die Auslastung über alle Stunden- bis Tagesspeicher durch die zusätzlich zur Verfügung stehende Speicherleistung ab (von 994 auf 754 VLS).

Im 85%-EE-Szenario ist bereits der Einsatz der PSW in der Basisrechnung vergleichsweise niedrig (4,7 TWh/a eingespeicherter Strom im Gegensatz zu 7,4 TWh/a im 63%-EE-Szenario). Der kumulierte Einsatz aller Stunden- bis Tagesspeicher wird durch die 5 GW zusätzlichen Stundenspeicher um 1,2 TWh erhöht. Die Zunahme des Speicherstroms entspricht ungefähr der Reduzierung der Stromüberschüsse (1,4 TWh). Bezogen auf die gesamte Menge der Überschüsse stellt dies eine Reduzierung um weniger als 2% dar. Weiterhin verringert sich die mittlere Auslastung aller Stunden- bis Tagesspeicher von 631 auf 476 VLS. Die maximale Überschussleistung wird durch die zusätzlichen Stundenspeicher im 85%-EE-Szenario nicht reduziert.

Abbildung 3.4 verdeutlicht den beschränkten Handlungsspielraum von Stundenspeichern in dem betrachteten 85%-EE-Szenario. Dargestellt ist die Residuallast sowie der Einsatz der disponiblen Energieanlagen. Während die Residuallast in der ersten dargestellten Woche ungefähr im Halbtages- bis Tagesrhythmus das Vorzeichen wechselt bzw. sich Stunden mit einer sehr geringen Residuallast und solche mit erhöhtem Bedarf an disponibler Stromerzeugung abwechseln, ist die Residuallast in der zweiten Woche fast durchgehend negativ. In der ersten Woche treten somit typische Einspeicher- aber auch gewinnbringende Ausspeichersituationen innerhalb eines Stunden- bis Tagesrhythmus auf, sodass die PSW und die zusätzlichen Stundenspeicher sinnvoll eingesetzt werden können. In der zweiten Woche liegen jedoch lang anhaltende Stromüberschüsse vor, sodass zwar ausreichend Einspeicherstrom zur Verfügung steht, dieser aber innerhalb des Betrachtungshorizonts nicht gewinnbringend ausgespeichert werden kann. In diesen vermehrt auftretenden Phasen lang anhaltender Stromüberschüsse können die Stundenspeicher somit keinen nennenswerten Beitrag zur Reduzierung der Stromüberschüsse leisten. Andere Anwendungsfelder, z. B. die Bereitstellung von Systemdienstleistungen oder der Einsatz zur Eigenverbrauchsoptimierung der Einspeisung von Photovoltaikanlagen, können jedoch unabhängig hiervon zu einem wachsenden Markt für Stundenspeicher führen (siehe z. B. [71]).

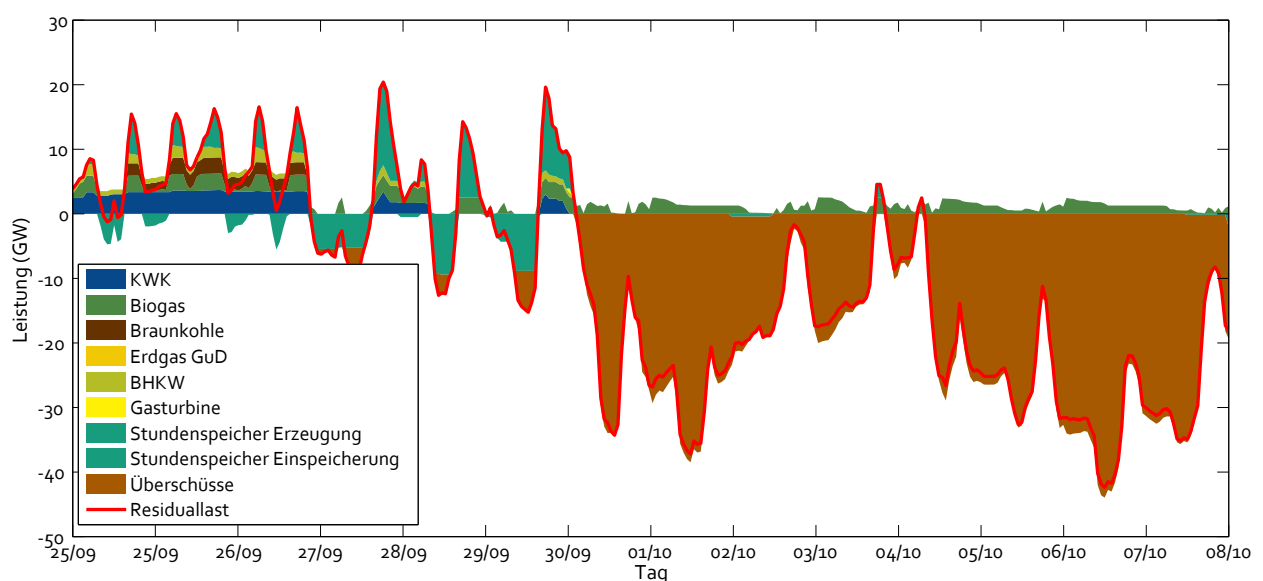


Abbildung 3.4: Einsatz von Stundenspeichern im 85%-EE-Szenario

Die zusätzlichen Stundenspeicher scheinen damit, insbesondere bei geringeren EE-Anteilen, dafür geeignet zu sein, einen Teil der kurzfristig dominierten Stromüberschüsse des Systems aufzu-

nehmen. Da sie jedoch die VLS der bestehenden PSW deutlich reduzieren, wäre eine genauere Analyse des Verhältnisses von Nutzen und Kosten unter Berücksichtigung weiterer Anwendungsfelder nötig, um abschätzen zu können, in welcher Größenordnung diese idealerweise einen Beitrag zur Optimierung des Gesamtsystems leisten. Im 85%-EE-Szenario haben die zusätzlichen Kurzzeitspeicher nur einen geringen Einfluss auf die lang anhaltenden Stromüberschüsse des Systems, sodass ihr Einfluss auf den potenziellen Anwendungsbereich von PtG-Energiespeichern als gering eingeschätzt wird.

3.2.2.4 Integration der Ausgleichsoption Power-to-Heat

Der Einsatz bivalenter bzw. multivalenter Systeme ist eine weitere viel diskutierte Möglichkeit, die Flexibilität des Systems zu erhöhen (siehe auch Abschnitt 2.1.2). Systeme zur multivalenten Erzeugung von Wärme stellen in diesem Zusammenhang eine gut zu realisierende Möglichkeit dar. Im Rahmen der Simulation wird die Power-to-Heat (PtH) Option zur Flexibilisierung des Betriebs der KWK-Kraftwerke und BHKW abgebildet. Es wird angenommen, dass diese Anlagen mit einem elektrischen Heizstab ausgestattet werden, der im Falle eines Wärmebedarfs, bei gleichzeitigem Auftreten von Stromüberschüssen, den KWK-Betrieb des Kraftwerks oder den Einsatz eines Erdgas-Back-up-Kessels ablösen kann ($\eta^{\text{Heizstab}} = 99\%$). Die elektrischen Heizstäbe in den KWK-Kraftwerken werden so dimensioniert, dass ihre Wärmeleistung 10% (im 40%-EE-Szenario), 15% (im 63%-EE-Szenario) bzw. 30% (im 85%-EE-Szenario) der Wärmejahreshöchstlast abdecken kann (Annahme übernommen aus [5, S. 77]). Insgesamt wird damit eine elektrische Heizstableistung von 8 GW im 85%-EE-Szenario als zusätzliche Flexibilität zur Verfügung gestellt.

Im 40%-EE-Szenario treten bei Einführung der Ausgleichsoption PtH keine Stromüberschüsse mehr auf, während im 63%-EE-Szenario eine Überschussleistung von 10 GW und eine nicht genutzte Energie von 154 GWh verbleiben. Im 85%-EE-Szenario wird der Beitrag von PtH zur Verwertung von Stromüberschüssen besonders deutlich. Hier können von den 70 TWh Stromüberschüssen, die für die Basisrechnung ermittelt wurden, 30 TWh durch PtH genutzt werden. Obwohl für den Einsatz der PtH-Option keine Wärmespeicher modelliert werden, wodurch Stromüberschüsse nur genau dann für die alternative Wärmeerzeugung genutzt werden können, wenn zeitgleich ein Wärmebedarf vorhanden ist, ist das Potenzial zur Nutzung von Stromüberschüssen durch die PtH-Option groß. Insbesondere im Vergleich zu den eingeschränkten Möglichkeiten der Strom-zu-Strom-Stundenspeicher, deren Einsatz im vorherigen Abschnitt beschrieben wurde, ist die PtH-Technologie bei entsprechender Wärmenachfrage auch zur Verwertung von langfristigen Stromüberschüssen geeignet. Der Vorteil der PtH-Option ergibt sich dadurch, dass der Betrieb nicht durch ein Speichervolumen begrenzt wird, welches bei lang anhaltenden Einspeicherperioden schnell an seine Grenzen stößt. Vielmehr ist der Einsatz von PtH durch den zeitgleichen Energiebedarf einer Wärmesenke begrenzt. Solange Wärmebedarf und Stromüberschüsse jedoch zusammenfallen, kann der überschüssige Strom auch über lange Perioden sinnvoll durch PtH genutzt werden. Weiterhin wird diese hohe Flexibilität der PtH-Option dadurch ermöglicht, dass die alternative Wärmebereitstellung, die durch PtH verdrängt wird, auf einem langzeit-speicherbaren Brennstoff basiert (insbesondere Erdgas oder auch in der Erdgasinfrastruktur zwischengespeichertes Biomethan oder Speichergas). Da das Erdgasnetz große Speicherkapazitäten aufweist bzw. Lieferverträge entsprechend flexibel ausgestaltet werden können, stößt das System auch in dieser Hinsicht kaum an Flexibilitätsgrenzen.

Aufgrund der hohen Eignung von PtH zur Verwertung von lang anhaltenden Stromüberschüssen im 85%-EE-Szenario ist zu erwarten, dass der Einsatz der PtH-Technologie einen deutlichen Einfluss auf den Einsatzbereich der PtG-Technologie hat.

3.3 Räumlicher Ausgleichsbedarf

Im vorherigen Abschnitt wurde angenommen, dass räumliche Ausgleichsmöglichkeiten innerhalb Deutschlands unbegrenzt zur Verfügung stehen. Hierdurch konnte bezüglich dieser Dimension eine untere Grenze für den zeitlichen Ausgleichsbedarf abgeleitet werden. Im Gegensatz hierzu wird in diesem Abschnitt der räumliche Ausgleichsbedarf, d. h. der Bedarf für innerdeutsche Stromtransporte, explizit mit abgebildet. In einem ersten Schritt wird die räumliche Verteilung der Stromüberschüsse ermittelt. Dies stellt eine wichtige Grundlage für die spätere räumliche Platzierung von Speicher- und Übertragungsnetzkapazitäten dar. Die Stromüberschüsse werden dabei in netzbedingte Stromüberschüsse (auf Übertragungsebene), die durch eine Erhöhung der räumlichen Ausgleichsmöglichkeiten integriert werden können, und deutschlandweite Stromüberschüsse, die in Summe bereits im vorherigen Abschnitt aufgezeigt wurden, unterschieden.

In einem zweiten Schritt werden die Auswirkungen von räumlichen Ausgleichsmöglichkeiten auf den kostenminimalen Anlageneinsatz betrachtet, um einen für das Szenario angepassten Netzausbauzustand zu ermitteln.

3.3.1 Räumliche Verteilung der Stromüberschüsse

Zur räumlichen Zuordnung der Stromüberschüsse wird, wie in Abschnitt 2.2.3.2 beschrieben, das Übertragungsnetz inklusive eines Kostenfaktors für den Stromtransport in die Optimierung des Anlageneinsatzes integriert. Die Betrachtung der räumlichen Verteilung der Stromüberschüsse wird anhand der Basisrechnungen des 40%, 63% und 85%-EE-Szenarios durchgeführt. Durch die Einbindung des Übertragungsnetzes inklusive Stromtransportkosten wird sichergestellt, dass die vom System nicht nutzbaren Strommengen in direkter Nähe zum Ort ihrer Einspeisung abgeregelt werden, wodurch eine räumliche Zuordnung der Stromüberschüsse erfolgen kann.

Abbildung 3.5 (a) zeigt die räumliche Verteilung der Stromüberschüsse bei Berücksichtigung des Ausgangsnetzes (Übertragungsnetz 2011), d. h. bei minimalen Transportkapazitäten. Im Vergleich dazu zeigt Abbildung 3.5 (b) die räumliche Verteilung der Stromüberschüsse, die ausschließlich auf deutschlandweite Stromüberschüsse zurückzuführen sind (maximaler Netzausbau d. h. engpassfreies Netz). Anhand der Differenz der Stromüberschüsse bei heutigem und maximalem Netzausbau kann der zusätzliche räumliche Ausgleichsbedarf abgeschätzt werden.

Aufgrund der verhältnismäßig geringen räumlichen Ausgleichsmöglichkeiten im Ausgangsnetz fallen, zusätzlich zu den deutschlandweiten Stromüberschüssen, in deutlichem Maße solche Überschüsse an, die durch Engpässe im Übertragungsnetz hervorgerufen werden. Diese nehmen mit steigendem EE-Ausbau, insbesondere aber zwischen dem 40% und 63%-EE-Szenario, deutlich zu. Die Stromüberschüsse, die zwischen dem 63% und 85%-EE-Szenario hinzukommen, sind überwiegend deutschlandweite Überschüsse. Diese können eventuell ebenfalls nicht transportiert werden, es wird jedoch angenommen, dass die deutschlandweiten Stromüberschüsse in räumlicher Nähe gespeichert oder abgeregelt werden, sodass hieraus kein zusätzlicher räumlicher Ausgleichsbedarf entsteht.

Aus dem Vergleich beider Abbildungen wird deutlich, dass der Ausgleichsbedarf im 40% und 63%-EE-Szenario nahezu vollständig durch zusätzliche räumliche Ausgleichsmöglichkeiten erfüllt werden kann, während im 85%-EE-Szenario eine Erhöhung der räumlichen Ausgleichsmöglichkeiten innerhalb Deutschlands keine ausreichende Lösung darstellt, sondern zusätzliche zeitliche Ausgleichsoptionen benötigt werden.

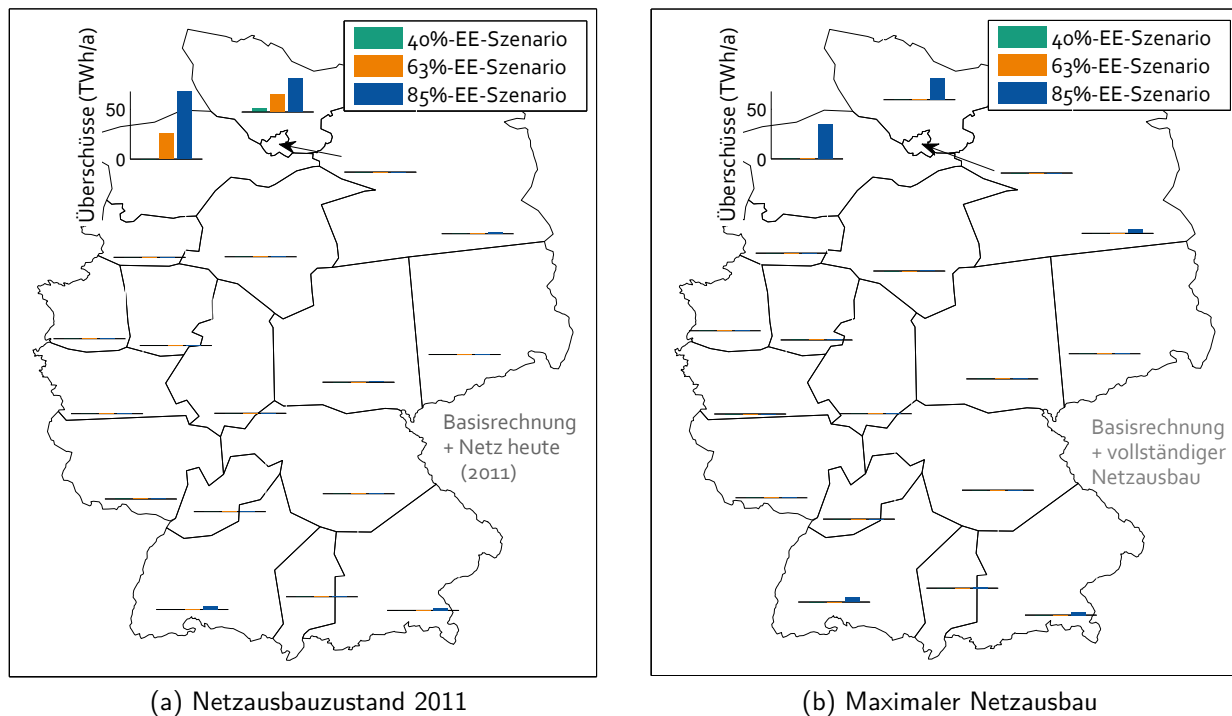
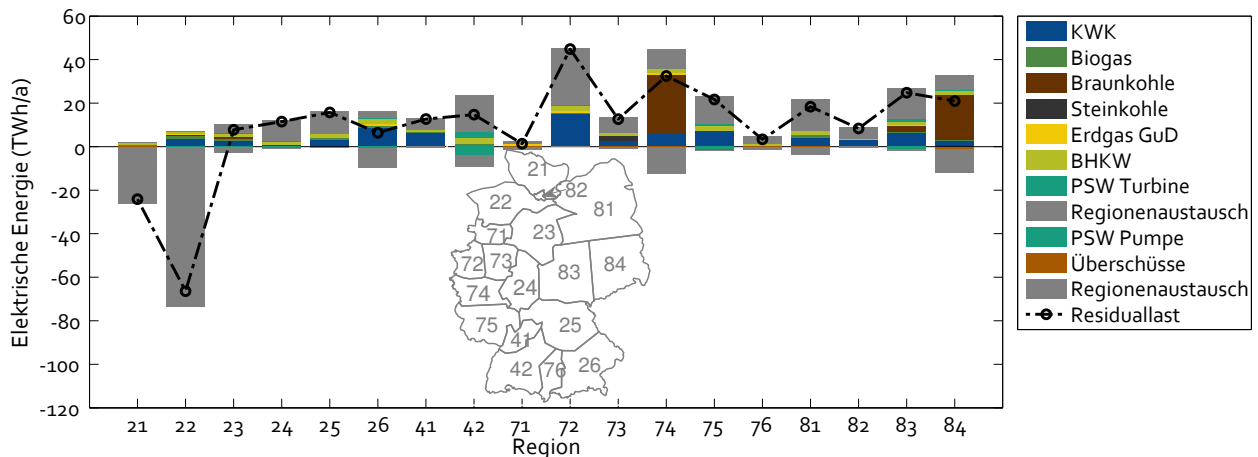


Abbildung 3.5: Räumliche Verteilung der Stromüberschüsse

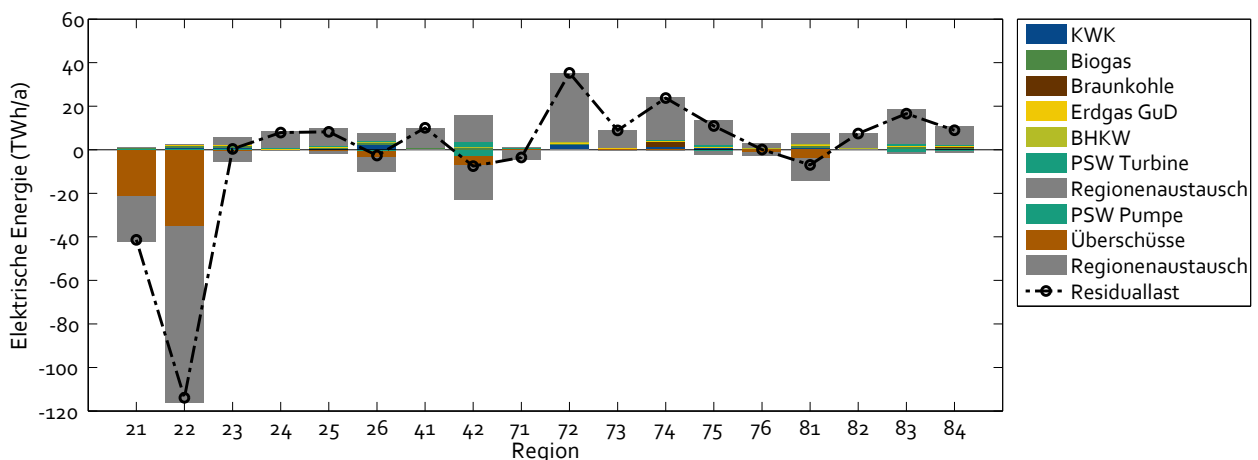
Deutschlandweite, aber auch netzbedingte Stromüberschüsse, fallen insbesondere in den nördlichen Regionen an, welche durch einen verhältnismäßig geringen Verbrauch bei gleichzeitiger hoher Onshore-Windleistung sowie durch Anlandung der Offshore-Windeinspeisung gekennzeichnet sind (siehe auch Abbildung 2.8, S. 36). Das lässt vermuten, dass insbesondere die Nord-Süd-Kapazitäten des heutigen Übertragungsnetzes für die zunehmende Transportaufgabe, die mit der hier unterstellten räumlichen Verteilung der EE-Anlagen einhergeht, nicht ausreichend dimensioniert sind.

3.3.2 Ausgleichsbedarf zwischen den Netzregionen

Bei gleichzeitiger Betrachtung der räumlichen Verteilung des Kraftwerkseinsatzes sowie der Darstellung des Energiebedarfs bzw. des Energieüberschusses einer Region (Jahressummen aller Stromeinspeisungen und -entnahmen einer Region) wird weiterhin der räumliche Ausgleichsbedarf zwischen den Regionen deutlich (siehe Abbildung 3.6). Den hier dargestellten Rechnungen für das 63% und das 85%-EE-Szenario liegt jeweils ein engpassfreies Netz zugrunde, weshalb nur solche Erzeugungsmengen als Stromüberschüsse gekennzeichnet werden, die bei gesamtdeutscher Bilanzierung auftreten. Sämtliche Strommengen, die durch einen räumlichen Ausgleich integriert werden können, finden sich in den als „Regionenaustausch“ bezeichneten Energiemengen wieder. Dabei werden hier, im Vergleich zu der Darstellung in Abbildung 3.5, auch solche Austauschmengen bilanziert, die über das Ausgangsnetz 2011 transportiert werden können, sodass nicht für die vollständigen Austauschmengen zusätzliche räumliche Ausgleichsmöglichkeiten notwendig sind. Neben den Überschussregionen werden in dieser Darstellung auch Regionen mit einem erhöhten Energiebedarf (z. B. Region 72) bzw. Regionen, die zumindest in der Jahressumme eine nahezu ausgeglichene Erzeugungs- und Lastbilanz aufweisen, deutlich, die aber dennoch sowohl über Im- als auch über Exporte in die kostenminimale Lastdeckung des Gesamtsystems eingebunden sind (z. B. Region 74).



(a) Basisrechnung des 63%-EE-Szenarios bei vollständigem Netzausbau



(b) Basisrechnung des 85%-EE-Szenarios bei vollständigem Netzausbau

Abbildung 3.6: Energiemengen der disponiblen Erzeuger und Verbraucher je Netzregion

Während in diesem sowie dem vorherigen Abschnitt Extremszenarien betrachtet wurden (Stromüberschüsse ohne zusätzliche räumliche Ausgleichsmöglichkeiten bzw. bei Unterstellung eines engpassfreien Netzes), wird im nächsten Abschnitt der räumliche und zeitliche Ausgleichsbedarf in Kombination betrachtet. Ziel ist es, die räumlichen Ausgleichsmöglichkeiten im Verhältnis zum zeitlichen Verlagerungsbedarf so festzulegen, dass die Gesamtkosten der Energieversorgung minimiert werden.

3.4 Zusammenspiel zwischen zeitlichem und räumlichem Ausgleichsbedarf

Da die räumlichen Ausgleichsmöglichkeiten den zeitlichen Ausgleichsbedarf beeinflussen, wird im Folgenden das Zusammenspiel aus zeitlichem und räumlichem Ausgleichsbedarf genauer analysiert. Hierzu wird der Kraftwerkseinsatz für eine Vielzahl verschiedener Netzausbauzustände berechnet und ausgewertet.

Die Reihenfolge, die für die schrittweise Erweiterung der Übertragungskapazitäten angenommen wird, wird anhand der in Abschnitt 2.2.2.5 dargestellten Methodik ermittelt. Entscheidende Eingangswerte zur schrittweisen Bestimmung der jeweiligen Kuppelleitung, auf welcher die nächste

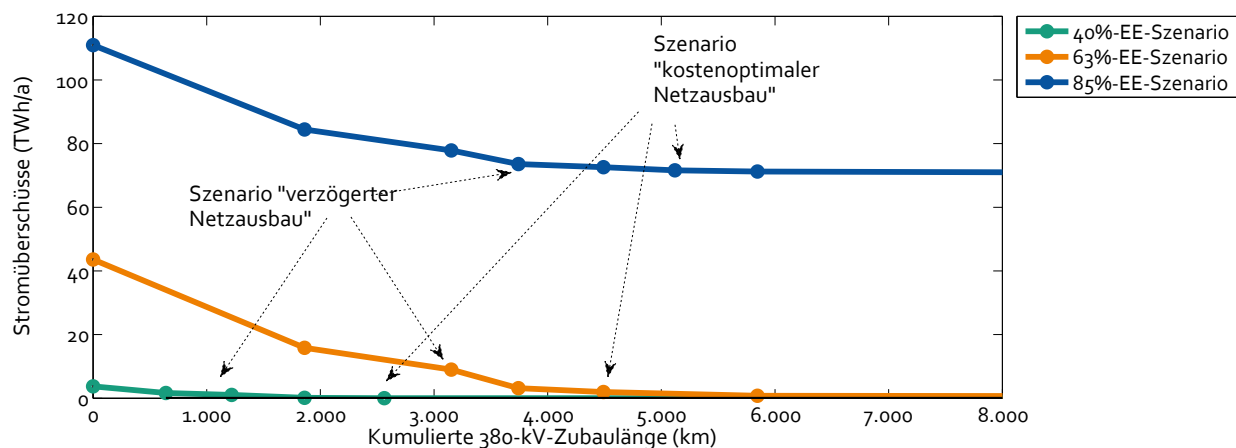
Netzerweiterung stattfindet, sind die regionalisierten Stromeinspeise- und Stromentnahmezeitreihen der Basisrechnungen bei Unterstellung eines engpassfreien Netzes. Bei der Festlegung der Netzausbaumaßnahmen werden ausschließlich engpassbedingte Stromüberschüsse berücksichtigt. Ein eventuell notwendiger Stromtransport der deutschlandweiten Stromüberschüsse zum Ort eines Speichers oder für einen erhöhten Export wird hier zunächst nicht vorgesehen. Unter diesen Annahmen wird der Netzausbau schrittweise soweit erhöht, bis nahezu alle durch räumlichen Transport innerhalb Deutschlands integrierbaren Stromüberschüsse mit einer zeitgleichen Stromentnahme überein gebracht werden können.

Abbildung 3.7 (a) zeigt die kumulierten Stromüberschüsse in Abhängigkeit der zugebauten 380 kV-Leitungskilometer für die Basisrechnungen der verschiedenen EE-Ausbauszenarien. Die Leitungslängen werden dabei über den Luftlinienabstand der Regionen-Mittelpunkte, multipliziert mit einem pauschalen Umwegfaktor, berechnet (vgl. auch Abschnitt 2.2.2.4). Im 40%-EE-Szenario sind bei ca. 1.500 zusätzlichen Leitungskilometern, im 63%-EE-Szenario bei 5.000 Leitungskilometern und im 85%-EE-Szenario bei 5.800 Leitungskilometern ein Großteil der engpassbedingten Stromüberschüsse integriert (<1 TWh nicht integriert). Dabei wird insbesondere im 85%-EE-Szenario angenommen, dass alle deutschlandweiten Stromüberschüsse am Ort ihrer Entstehung abgeregelt bzw. genutzt werden, sodass für den eventuell notwendigen Transport von Speicherstrom kein Netzausbau ermittelt wird.

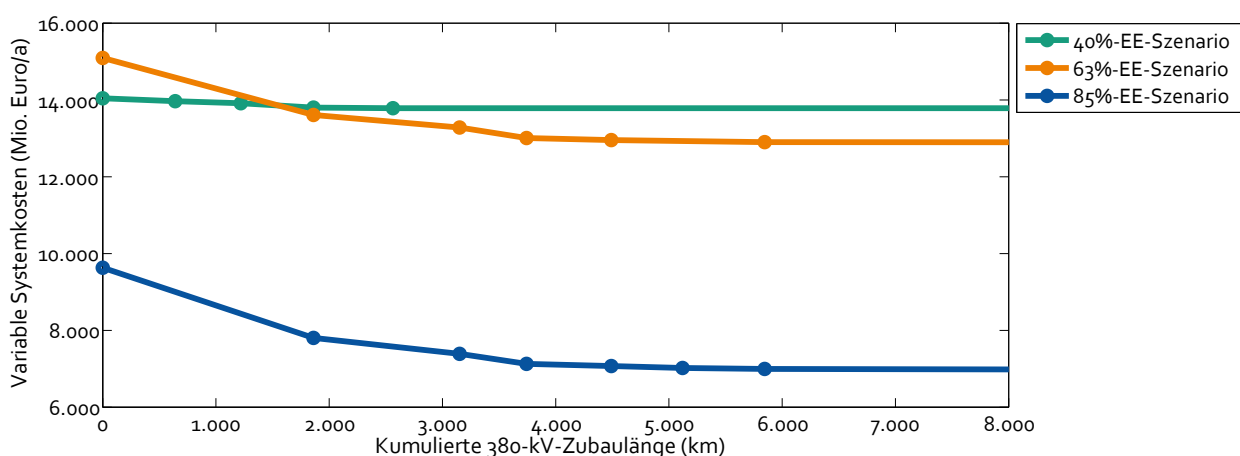
Auffallend ist, dass der Transportbedarf beim Übergang vom 40% auf das 63%-EE-Szenario besonders deutlich ansteigt. Beim Übergang zum 85%-EE-Szenario ist dagegen nur noch ein geringer zusätzlicher Netzausbau notwendig. Dies lässt sich insbesondere dadurch erklären, dass der zusätzlichen regenerativen Stromerzeugung beim Schritt von 40% auf 63% EE fast vollständig eine zeitgleiche, über ganz Deutschland verteilte Stromnachfrage gegenübergestellt werden kann. Für die zusätzliche EE-Einspeisung erfolgt somit eine Stromübertragung zum Ort der Nachfrage. Ein Großteil der zusätzlichen erneuerbaren Stromerzeugung im 85%-EE-Szenario führt dagegen zu deutschlandweiten Stromüberschüssen, für welche im Sinne eines netzdienlichen Speichereinsatzes eine Einspeicherung bzw. Abregelung am Ort ihrer Entstehung unterstellt wird, sodass für diese zusätzlichen EE-Erzeugungsmengen kein zusätzlicher Netzausbau ermittelt wird. Eine veränderte Berücksichtigung des europäischen Kontextes, die gegenüber den verwendeten Stromimporten und -exporten der Leitstudie eine erhöhte direkte Nutzung bzw. Speicherung der überschüssigen Strommengen im europäischen Ausland hervorruft, könnte dieses Ergebnis für das 85%-EE-Szenario beeinflussen. Da im Rahmen dieser Dissertation jedoch kein europäisches Strommarktmodell zur Verfügung steht, sondern mit dem in [5] ermittelten europäischen Austausch gearbeitet wird (siehe auch Abschnitt 2.3.2 und 2.3.4), wird dieser Effekte hier nicht genauer quantifiziert.

Der zweite Teil von Abbildung 3.7 stellt ergänzend zu den Stromüberschüssen die variablen Strom- und Wärmeerzeugungskosten (Brennstoff- sowie Anfahrkosten) des modellierten Systems dar. Diese unterscheiden sich grundlegend zwischen den verschiedenen EE-Szenarien. Der Einsatz von brennstoffbasierter Stromerzeugung wird mit zunehmendem EE-Ausbau durch den Einsatz erneuerbarer Stromerzeugung verdrängt, deren Kostenstruktur kaum variable Erzeugungskosten sondern insbesondere fixe Investitions- und Betriebskosten aufweist. Entsprechende fixe Kosten sind jedoch bei der hier gewählten Betrachtung der kurzfristigen Stromerzeugungskosten, die als Basis für die Einsatzentscheidung eines vorgegebenen Anlagenparks gelten, nicht enthalten.

Mit steigendem Netzausbau nehmen die variablen Stromerzeugungskosten des Systems ab, da hierdurch die Strommengen der brennstoffkostenfreien EE-Stromerzeugung zu weiter entfernten Lastzentren geleitet werden können und dort brennstoffkostenbehaftete fossile Strommengen verdrängt werden. Mit zunehmendem EE-Anteil und dem damit einhergehenden erhöhten räumlichen



(a) Stromüberschüsse



(b) Variable Kosten der Strom- und Wärmeerzeugung

Abbildung 3.7: Stromüberschüsse und variable Kosten des modellierten Systems in Abhängigkeit des Netzausbaus

Ausgleichsbedarf wird der kostensenkende Effekt durch die Schaffung weiterer Übertragungsmöglichkeiten größer. Treten nur noch deutschlandweite Stromüberschüsse auf, so kann durch zusätzlichen Netzausbau kein weiterer Mehrertrag erzielt werden, sofern keine Rückwirkungen auf Import und Export mit dem europäischen Ausland oder eine gezielte Nutzung der Stromüberschüsse betrachtet werden.

Den mit zunehmendem Netzausbau sinkenden variablen Kosten des Systems stehen wiederum Kosten für die Errichtung der Netzinfrastruktur gegenüber. Daher wird ein kostenoptimaler Netzausbau nicht auf die Integration sämtlicher Stromüberschüsse ausgelegt sein. Im Folgenden wird der hier bereits dargestellte Nutzen durch den Netzausbau den Aufwendungen gegenübergestellt, um einen kostenoptimierten Netzausbau für die betrachteten Systemzustände abzuleiten.

3.4.1 Ermittlung von kostenoptimalen Übertragungskapazitäten

„Die Planungsgrundsätze der Übertragungsnetzbetreiber [zur Feststellung des Netzausbaubedarfs] beinhalten die Erfüllung der (n-1)-Sicherheit, die Erfüllung ausgewählter relevanter (n-2)-Fälle und das Freileitungsmonitoring⁸ als Bedingung für einen sicheren Netzausbau“ [72, S. 18]. Da-

⁸Freileitungsmonitoring: Witterungsabhängiger Betrieb von Höchstspannungsleitungen zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit der Leitungen [72, S. 107].

rüber hinaus müssen die Übertragungsnetzbetreiber bei der Dimensionierung des Netzausbaus, insbesondere bei der Erstellung der Netzentwicklungspläne (siehe [73]), stets von der Annahme ausgehen, dass die erzeugte Energie auch abgenommen und transportiert wird. Dies beruht z. B. auf dem vorrangigen Netzanschluss und der Abnahme der Einspeisung aus EE, die gesetzlich über das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) [74] geregelt sind.

Auf Basis dieser Planungsgrundsätze ergibt sich ein Ausbau des Übertragungsnetzes, welcher für eine Aufnahme bzw. einen Transport nahezu sämtlicher Einspeisestrommengen ausgelegt ist. Vor dem Hintergrund struktureller Überkapazitäten⁹ der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen, die mit einem weiteren Ausbau dieser einhergehen, scheinen diese Grundsätze auf lange Sicht keine wirtschaftlich optimale Lösung herbeizuführen. So macht z. B. auch die Monopolkommission in ihrem aktuellen Sondergutachten darauf aufmerksam, dass „zu befürchten [ist], dass der Netzausbau überdimensioniert sein wird und die Kosten den Nutzen des Leitungsaubaus letztlich deutlich übersteigen werden“ [75, S. 138]. Daher fordert die Monopolkommission weiter, dass die „Möglichkeiten des Abregelns [...] daher - auch außerhalb von Netzungleichgewichten - gegeben sein [sollte]“ [75, S. 138].

Vor diesem Hintergrund wird in diesem Abschnitt der Netzausbau unter Einbeziehung der Möglichkeit der Abregelung von erneuerbarer Stromeinspeisung für die betrachteten Szenarien so dimensioniert, dass die Gesamtkosten des modellierten Systems minimiert werden. Da das Übertragungsnetz im Rahmen dieser Dissertation vereinfacht auf Basis eines Regionen-Netzmodells abgebildet wird (vergleiche Abschnitt 2.2.2.3), stellt die im Folgenden vorgestellte Vorgehensweise zur Ableitung eines Nutzen-Kosten-optimierten Netzausbaus ebenfalls eine Näherung dar. Dies eröffnet für die weiterführenden Untersuchungen jedoch die Möglichkeit, den zeitlichen Ausgleichsbedarf in Bezug auf einen an die Bedürfnisse des Systems angepassten Netzausbauzustand zu analysieren.

Zur Herleitung der notwendigen Netzerweiterungen wird die Differenz aus Nutzen und Kosten des Netzausbaus herangezogen. Der Nutzen erhöhter Stromübertragungskapazitäten der Länge l wird hierfür anhand der Entwicklung der jährlichen variablen Kosten der Stromerzeugung mit zunehmendem Netzausbau ($K^{\text{var}}(N_l^{\text{Netz}})$) gegenüber den variablen Kosten bei Unterstellung des Bestandsnetzes ($K^{\text{var}}(N_0^{\text{Netz}})$) bestimmt (vgl. auch Abbildung 3.7 (b)). Dem Nutzen wird eine Kostenabschätzung für den jeweils hinterlegten Netzausbau gegenüber gestellt ($K^{\text{Netzausbau}}(N_l^{\text{Netz}})$). Der optimale Netzausbauzustand liegt bei dieser Herangehensweise in dem Punkt, an dem die Differenz aus Nutzen durch den Netzausbau und Investitionskosten für den Netzausbau maximal wird:

$$\max f(l) = \underbrace{\left(K^{\text{var}}(N_0^{\text{Netz}}) - K^{\text{var}}(N_l^{\text{Netz}}) \right)}_{\text{Nutzen Netzausbau}} - \underbrace{K^{\text{Netzausbau}}(N_l^{\text{Netz}})}_{\text{Kosten Netzausbau}} . \quad (3.1)$$

Als Annahmen bezüglich der Netzausbaukosten wird mit den in Tabelle 3.2 zusammengestellten Parametern gerechnet. Der zur Erreichung des jeweiligen Netzzustandes notwendige 380 kV-Netzausbau wird anhand der in Abschnitt 2.2.2.5 und 3.4 dargestellten Methodik berechnet.

⁹Überkapazität beschreibt den Zustand, wenn die installierte Leistung der erneuerbaren Stromerzeuger größer ist als die typische Last in Deutschland, sodass bei günstigen Wetterlagen (hohes Windaufkommen, Sonnenschein) die aktuelle Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien die Stromnachfrage innerhalb Deutschlands übersteigt.

Tabelle 3.2: Kostenannahmen für einen Netzausbau mit 380 kV-Freileitungen (Details siehe Anhang B)

| | |
|----------------------------------------------------------------------------|---------------------|
| Investitionskosten | 700 T€/km |
| Betriebskosten | 25 T€/(km a) |
| Zinssatz | 6,25 % |
| Betrachtungszeitraum | 40 a |
| Jährliche Kosten = Annuität der Investitionskosten + Betriebskosten | 73 T€/(km a) |

Abbildung 3.8 stellt die Nutzen-Kosten-Differenz für verschiedene Netzausbauzustände dar. Anhand der Maximalwerte der Kurven lassen sich die optimalen 380 kV-Leitungszubaulängen von 1.900 km im 40%-EE-Szenario, 4.500 km im 63%-EE-Szenario sowie 5.100 km im 85%-EE-Szenario ablesen. Wie bereits in Abbildung 3.7 (S. 55) dargestellt, ermöglicht der kostenoptimale Netzausbau eine fast vollständige Integration der netzbedingten Stromüberschüsse. Da der Netzausbau im Verhältnis zur Energiespeicherung in der Regel die effizientere Option darstellt, wird davon ausgegangen, dass der Netzausbau in der Größenordnung der kostenoptimalen Übertragungsmöglichkeiten realisiert wird. Für Sensitivitätsrechnungen bezüglich des Netzausbaus wird, ausgehend vom optimalen Netzausbauzustand, ein verminderter Netzausbau angenommen. Dieser wird im Vergleich mit den zu erwartenden Stromüberschüssen für jedes EE-Szenario bei einem um gut 1.000 Leitungskilometer geringeren Netzausbau gegenüber dem als optimal ermittelten Netz festgelegt (ebenfalls in Abbildung 3.8 und 3.7 dargestellt).

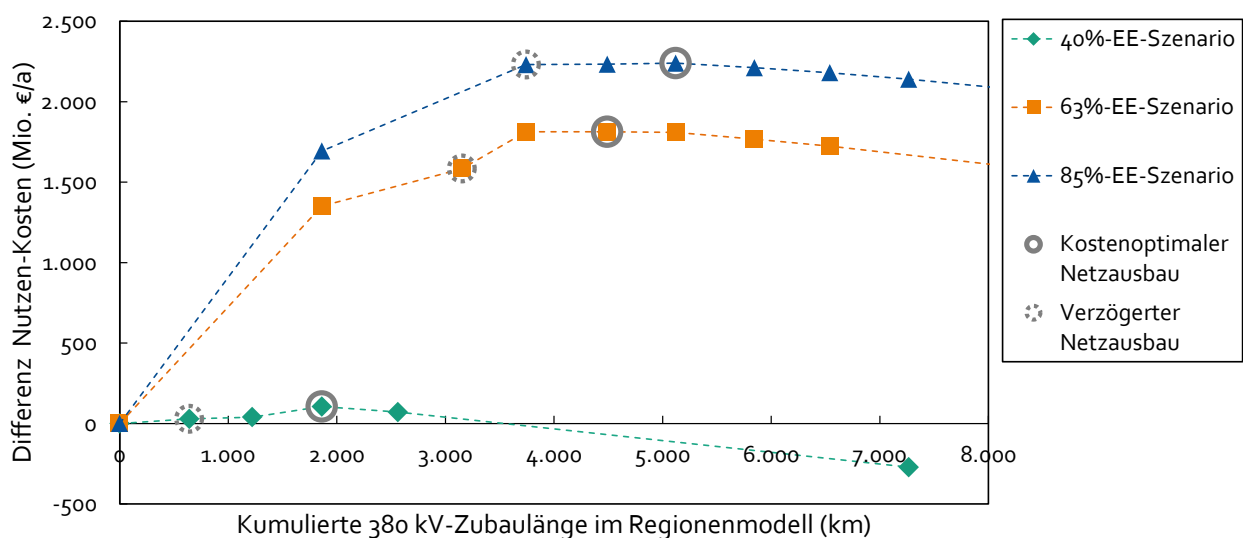


Abbildung 3.8: Bestimmung eines Nutzen-Kosten-optimalen Netzausbaus

In Abbildung 3.9 sind die ermittelten Netzausbauzustände für die drei betrachteten EE-Szenarien grafisch dargestellt. Im Vergleich mit dem Ausgangsnetz wird deutlich, dass durch den implementierten Algorithmus zur Bestimmung des Netzausbaus insbesondere im Westen Deutschlands die Übertragungskapazitäten für einen Transport der EE-Einspeisung aus Nord-Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen verstärkt werden. Darüber hinaus wird im Osten Deutschlands die Verbindung Hamburg/Mecklenburg-Vorpommern/Brandenburg/Sachsen deutlich erkennbar verstärkt.

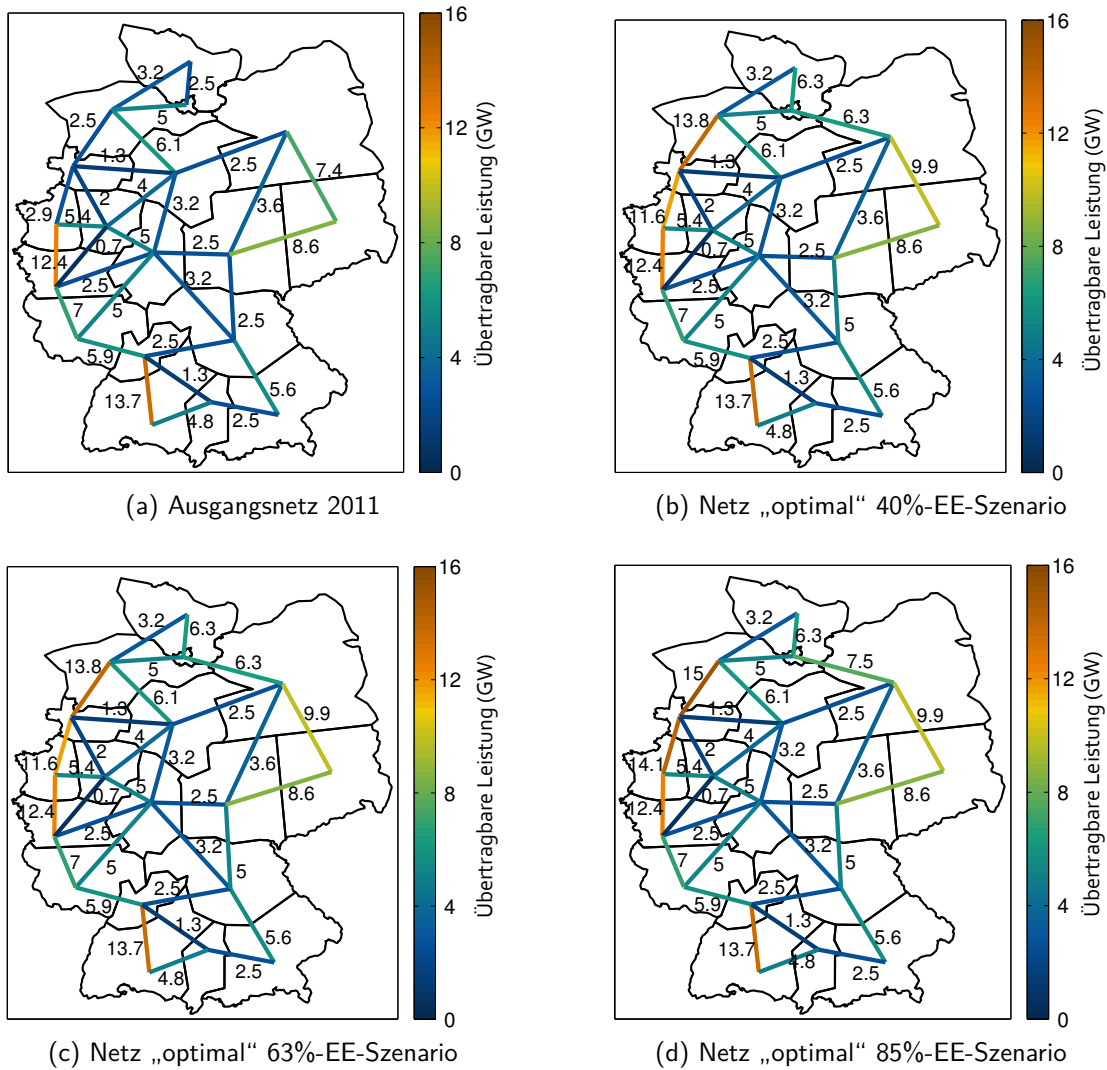


Abbildung 3.9: Darstellung des Netzausbauszenarios „optimal“

3.4.2 Zeitliche Charakteristik netzseitiger Stromüberschüsse

Nachdem im vorherigen Abschnitt jeweils zwei anzunehmende Netzausbaustände für die betrachteten EE-Szenarien abgeleitet wurden, werden nun speziell für diese Netzausbaustände das Aufkommen und die zeitliche Charakteristik der Stromüberschüsse betrachtet.

Wie bereits aufgezeigt wurde, kann bei dem ermittelten optimalen Netzausbau ein Großteil der netzseitigen Stromüberschüsse integriert werden, sodass die Rückwirkungen des optimalen Netzes auf die im Abschnitt 3.2.1 dargestellte Basisrechnung gering sein sollten. Bei genauerer Betrachtung wird deutlich (siehe Kennzahlen in Tabelle 3.3), dass sich diese Annahme insbesondere für die maximalen Überschussleistungen und die virtuelle Speicherdauer bestätigt. Bezogen auf die relative Änderung der Kennzahlen hat die Berücksichtigung der begrenzten Übertragungsnetzkapazitäten jedoch insbesondere im 40% und 63%-EE-Szenario einen deutlichen Einfluss auf die Energiemenge der Stromüberschüsse. Die netzseitigen Stromüberschüsse im 40%-EE-Szenario umfassen ein Vielfaches der marktseitigen Stromüberschüsse, beinhalten mit knapp 140 GWh absolut gesehen jedoch weiterhin eine verhältnismäßig geringe Energiemenge. Auch im 63%-EE-Szenario liegen die netzseitigen Stromüberschüsse merklich über den marktseitigen Stromüberschüssen und erreichen absolut ca. 1,5 TWh. Die zeitliche Charakteristik der Stromüberschüsse

bei kostenoptimiertem Netzausbau entspricht mit 13 und 40 Stunden virtueller Speicherdauer im 40% und 63%-EE-Szenario weiterhin einer Stunden- bis Tagesspeichercharakteristik.

Unter der Annahme eines deutlich verzögerten Netzausbaus sieht die Situation dagegen anders aus. Insbesondere im 63%-EE-Szenario verschärft der verzögerte Netzausbau die Situation netzseitiger Stromüberschüsse signifikant, sodass in knapp 3.000 Stunden Netzengpässe auftreten (bei optimalem Netz sind es ca. 600 Stunden). Für dieses Szenario ergibt sich außerdem eine virtuelle Speicherdauer von 178 Stunden (ca. 7 Tage), sodass unter Annahme eines stark verzögerten Netzausbaus im 63%-EE-Szenario ein Bedarf für langfristige Ausgleichsoptionen besteht.

Im 85%-EE-Szenario ist der Einfluss der Netzausbauzustände „gering“ und „optimal“ auf die absolute Höhe der Stromüberschüsse im Verhältnis zu den ohnehin auftretenden marktseitigen Stromüberschüssen gering. Zwischen der Basisrechnung ohne Beschränkungen durch das Übertragungsnetz und dem Netzausbauzustand gering variiert die überschüssige Energie lediglich zwischen 70,3 und 73,6 TWh. Auch die weiteren charakteristischen Größen bleiben unter der Annahme, dass der potenzielle Speicherstrom aus deutschlandweiten Stromüberschüssen nicht transportiert werden muss, unter dem Einfluss der betrachteten Netzausbauzustände nahezu unverändert.

Tabelle 3.3: Charakteristik der Stromüberschüsse in Abhängigkeit des Netzausbaus

| EE-Anteil | Szenariovariante | Energie (GWh/a) | Max. Leistung (GW) | Anz. Stunden pro Jahr | Virtuelle Speichergröße ⁽¹⁾ (GWh) | Virtuelle Speicherdauer (h) |
|-----------|----------------------|-----------------|--------------------|-----------------------|----------------------------------------------|-----------------------------|
| 40% | Netzausbau gering | 1.635 | 7 | 1.592 | 386 | 58 |
| | Netzausbau optimal | 138 | 3 | 368 | 44 | 13 |
| | Basisrechnung | 1 | 1 | 4 | 1 | 1 |
| 63% | Netzausbau gering | 8.984 | 15 | 1.847 | 2.688 | 178 |
| | Netzausbau optimal | 1.943 | 16 | 790 | 623 | 40 |
| | Basisrechnung | 443 | 15 | 88 | 353 | 23 |
| 85% | Netzausbau gering | 73.559 | 51 | 5.561 | 10.966 | 215 |
| | Netzausbau optimal | 71.617 | 51 | 5.495 | 11.573 | 227 |
| | Basisrechnung | 70.283 | 52 | 5.297 | 12.358 | 239 |

(1) Bestimmung des Speichervolumens unter Annahme eines idealen Speichers und einer gleichmäßigen Ausspeicherung.

3.5 Auswahl von relevanten Sensitivitäten zur Bestimmung eines Anwendungsbereichs für die PtG-Technologie

In den vorherigen Abschnitten wurde das zu erwartende Aufkommen an Stromüberschüssen, welches als Maß für den Ausgleichsbedarf gewählt wurde, für ein Szenario mit zunehmendem EE-Anteil (40%, 63% und 85%-EE) sowie für verschiedene Sensitivitäten bezüglich der zeitlichen und räumlichen Charakteristik analysiert (siehe auch Variantenübersicht auf S. 46). Auf dieser Grundlage wird nun eine Auswahl der Sensitivitätsvarianten getroffen, die einen erhöhten Langzeit-Ausgleichsbedarf aufweisen oder diesen in relevantem Maße beeinflussen, um hierauf aufbauend in Kapitel 4 den Einsatzbereich der PtG-Technologie zu analysieren.

Die Sensitivitäten des 40%-EE-Szenarios sind überwiegend durch einen kurzfristigen Ausgleichsbedarf geprägt. Langfristige Flexibilität kann hier noch vollständig durch fossile Kraftwerke bereitgestellt werden. Sofern nicht von einem stark verzögerten Netzausbau ausgegangen wird,

umfassen die Stromüberschüsse auf Übertragungsnetzebene 0 bis knapp 0,2 TWh/a und werden durch eine virtuelle Speicherdauer von 1 bis 13 Stunden charakterisiert. Dieser Ausgleichsbedarf kann durch typische Stunden- bis Tagesausgleichstechnologien, wie z. B. Pumpspeicher oder Batteriespeicher aber auch durch PtH, abgedeckt werden. Da die Stromüberschüsse nur in wenigen Stunden des Jahres auftreten, wird in den Rechnungen des 40%-EE-Szenarios eine Abregelung der Stromüberschüsse in den meisten Fällen die wirtschaftlichste Option darstellen.

Zu einem vergleichbaren Ergebnis kommt z. B. auch die VDE-Speicherstudie [70] in welcher geschlussfolgert wird, dass bei einem EE-Anteil von etwa 40% nur in etwa 44 Stunden im Jahr eine negative Residuallast auftritt. In diesem Zusammenhang heißt es weiter, dass ein „Abregeln der selten, aber großen Leistungsspitzen der erneuerbaren Energien grundsätzlich wirtschaftlicher als eine Auslegung der Einspeicherleistungen der Speicher auf diese großen Leistungswerte [ist]“ [70, S. 142]. Auch die Speicherstudien [76] und [77] lassen für diesen Transformationszustand des Stromversorgungssystems gleichartige Schlussfolgerungen zu.

Die Sensitivitäten des 63%-EE-Stromversorgungsszenarios stellen sich bezüglich einer gezielten Nutzung von Stromüberschüssen durch neue Ausgleichsoptionen ähnlich dar. Hier liegen die Stromüberschüsse absolut zwar auf einem höheren Niveau (ca. 0,2 bis 2 TWh/a), marktseitige Stromüberschüsse treten jedoch weiterhin mit hohen Leistungsspitzen in nur 30 bis maximal 500 Stunden im Jahr auf. Deren Charakteristik ist weiterhin kurzfristig, durch eine virtuelle Speicherdauer von etwas mehr als einem Tag geprägt.

Lediglich die Sensitivität, bei welcher ein deutlich verzögerter Netzausbau angenommen wurde, hebt sich merklich ab. Sollte diese Konstellation eintreten, so sind signifikante Ineffizienzen bei der Stromerzeugung und -nutzung zu erwarten. Um hier die fehlenden räumlichen Ausgleichsmöglichkeiten zu kompensieren, können zusätzliche zeitliche Ausgleichsoptionen in Betracht gezogen werden, die für die ermittelte langfristige Ausgleichscharakteristik geeignet sind. Diese Sensitivitätsvariante wird daher in die nachfolgenden Analysen zum Anwendungsgebiet der PtG-Technologie mit einbezogen, wohl wissend, dass es sich hierbei um eine Maximalabschätzung bezüglich zu erwartender Stromüberschüsse im 63%-EE-Szenario handelt.

Diese besondere Abhängigkeit zwischen Stromüberschüssen und Netzausbau bei einem Zubau der erneuerbaren Energien in dieser Größenordnung wird ebenfalls anhand des Studienvergleichs in [78] deutlich. Hier werden verschiedene Modellrechnungen des deutschen Strommarktes miteinander verglichen. Es wird ersichtlich, dass die meisten Analysen, in welchen kein umfangreicher Netzausbau entsprechend den aktuellen Netzentwicklungsplänen berücksichtigt wird, erhöhte Stromüberschüsse aufweisen. Die Bedeutung eines schnellen und vollständigen Ausbaus der Stromnetze zur Reduzierung von Stromüberschüssen sowie der Realisierung eines kostengünstigen Energiesystems wird insbesondere in [79] für den Zeithorizont 2023 und 2033 dargestellt. Bei stark verzögertem Netzausbau werden hier auch bei verbrauchsnahe Platzierung der erneuerbaren Energieanlagen deutlich ansteigende Stromüberschüsse aufgezeigt.

Das 85%-EE-Szenario ist generell durch einen hohen Langzeit-Ausgleichsbedarf geprägt. Alle betrachteten Varianten weisen eine Ausgleichsbedarfscharakteristik mit einer virtuellen Speicherdauer größer als eine Woche auf. Absolut gesehen treten in der Basisrechnung ohne zusätzliche Ausgleichsoptionen jährlich 70 TWh Stromüberschüsse auf. Diese werden durch die Sensitivitäten, die die Flexibilität des Systems einschränken (Sensitivität ohne Lastmanagement in Haushalten, begrenzte Übertragungskapazitäten für das Netzausbauszenario „gering“) um bis zu 5% erhöht. Stundenspeicher (modelliert als 5 h Strom-zu-Strom-Speicher) sowie die PtH-Option zur Flexibilisierung des Betriebs der KWK-Kraftwerke wurden auf ihre Eignung zur Reduzierung der Stromüberschüsse untersucht. Dabei hat sich herausgestellt, dass der Einsatz der Stundenspeicher die Stromüberschüsse lediglich geringfügig, die PtH-Option jedoch auch die lang anhaltenden Stromüberschüsse des 85%-EE-Szenarios deutlich reduzieren kann. Zur besseren Vergleichbarkeit dieser

beiden Möglichkeiten werden die Auswirkungen zusätzlicher Stundenspeicher und der Einsatz der PtH-Option für eine kumulierte elektrische Stromaufnahmeleistung von jeweils 8 GW anhand ausgewählter Kenngrößen¹⁰ im Vergleich zur Basisrechnung dargestellt (Tabelle 3.4). Die PtH-Option kann die lang anhaltenden Stromüberschüsse im 85%-EE-Szenario um 43% reduzieren, während die zusätzlichen Stundenspeicher einen Beitrag von 2,4% leisten. Durch die Verdrängung von Erdgas reduziert der Einsatz der PtH-Option auch die variablen Kosten des modellierten Systems um knapp 24%, gegenüber etwas mehr als 1% Kostenreduktion durch die Stundenspeicher. Die Vermeidung von direkten CO₂-Emissionen des Systems erfolgt prozentual gesehen jeweils in der gleichen Größenordnung wie die Reduktion der variablen Kosten.

Tabelle 3.4: Vergleich von Stundenspeichern und Power-to-Heat

| | Variable Kosten des modellierten Systems (Mio. €/a) | Direkte CO ₂ Emissionen des modellierten Systems (Mio. t CO ₂ eq/a) | Nicht genutzte Stromüberschüsse (TWh/a) |
|------------------------------|------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|
| Basisrechnung | 6.943 | 27,3 | 70,3 |
| Basis + 8 GW Stundenspeicher | 6.849 | 26,6 | 68,6 |
| Basis + 8 GW PtH | 5.300 | 21,1 | 40,3 |

Da der Einfluss der Stundenspeicher auf die lang anhaltenden Stromüberschüsse und damit auf den potenziellen Einsatzbereich der PtG-Technologie nur gering ist, wird diese Sensitivität in den folgenden Untersuchungen nicht weiter betrachtet, wohl wissend, dass Kurzzeitspeicher in Photovoltaik dominierten Szenarien, für regionale Anwendungen oder zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen zukünftig zum Einsatz kommen werden. Die PtH-Technologie kann dagegen auch langfristige Stromüberschüsse sehr gewinnbringend verwerten, sodass zu erwarten ist, dass PtH einen deutlichen Einfluss auf den verbleibenden Anwendungsbereich der PtG-Technologie haben wird.

Auf Basis dieser grundlegenden Voruntersuchungen zur Quantifizierung des Langzeit-Ausgleichsbedarfs hat sich herausgestellt, dass bezüglich der verschiedenen EE-Ausbauzustände (40%, 63%, 85%-EE) nur das 85%-EE-Szenario einen deutlichen Langzeit-Ausgleichsbedarf aufweist. Mit dem Ziel die Möglichkeiten der PtG-Technologie zur Bereitstellung eines kombinierten räumlichen und zeitlichen Ausgleichsbedarfs zu bewerten, konzentrieren sich die weiterführenden Untersuchungen in den folgenden Kapiteln daher auf das 85%-EE-Szenario. Die PtH-Option wird als relevante Sensitivität bezüglich des verbleibenden Langzeit-Ausgleichsbedarfs stets mitbetrachtet. Als möglichen Anwendungsfall der PtG-Technologie bei geringerem EE-Ausbau in Kombination mit einem deutlich verzögerten Netzausbau wird darüber hinaus die Szenariovariante geringer Netzausbau bei einem EE-Anteil von 63% einbezogen.

¹⁰Eine detaillierte Beschreibung der Kenngrößen zur Bewertung der Szenariorechnungen befindet sich in Anhang A.

4 Einsatz der Power-to-Gas-Technologie im Gesamtsystem

Nachdem im vorherigen Kapitel der Flexibilitätsbedarf analysiert und Szenariovarianten mit deutlichem Langzeit-Ausgleichsbedarf identifiziert wurden, wird in diesem Kapitel speziell das Potenzial der PtG-Technologie zur Erfüllung dieses Langzeit-Ausgleichsbedarfs untersucht. Dabei gliedern sich die Analysen, die den Einsatz der PtG-Technologie aus Sicht des Gesamtsystems erfassen, in marktseitige und netzseitige Untersuchungen. Während bei den marktseitigen Analysen (Abschnitt 4.1) der kostenminimale Anlageneinsatz zur Deckung der Strom- und Wärmenachfrage ausschließlich auf Basis der Grenzkosten bzw. des Grenznutzens der disponiblen Energieanlagen erfolgt, werden bei den netzseitigen Analysen (Abschnitt 4.2) zusätzlich die technischen Randbedingungen des Übertragungsnetzes sowie Kosten für den Stromtransport berücksichtigt. Ziel der marktseitigen Analysen ist die Bestimmung einer Nutzen-Kosten-optimalen PtG-Leistung zur Speicherung der langfristigen Stromüberschüsse im 85%-EE-Szenario. Die zusätzliche Betrachtung des netzseitigen PtG-Einsatzes zeigt bevorzugte Einspeicherregionen sowie Rückwirkungen des PtG-Betriebs auf den Stromtransport- und Redispatchbedarf auf. Abschließend wird der Freiheitsgrad, der sich durch die Erschließung der Gasinfrastruktur für die Nutzung des Speichergases gegenüber ortsfesten Strom-zu-Strom-Speichern ergibt, beleuchtet (Abschnitt 4.3). Anhand dieser verschiedenen Aspekte werden Rückschlüsse über den Mehrwert der PtG-Technologie aus Sicht des Gesamtsystems abgeleitet.

4.1 Marktseitiger Einsatz

Der Handel von elektrischer Energie über die standardisierten Produkte des Spot- und Terminmarktes oder über den außerbörslichen Over-the-Counter-Handel findet innerhalb Deutschlands zunächst ohne Berücksichtigung der physikalischen Übertragungskapazitäten des Stromnetzes statt (siehe z. B. [9]). Dieses Vorgehen gewährleistet einen möglichst freien Wettbewerb, sodass jeweils die Stromerzeuger mit den geringsten variablen Kosten zur Deckung der aktuellen Stromnachfrage eingesetzt werden können.

Vor diesem Hintergrund wird mithilfe des bereits vorgestellten Simulationsmodells zur Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung (siehe Abschnitt 2.2.1) in diesem Abschnitt zunächst der marktseitige Einsatz von PtG-Anlagen analysiert¹. Entsprechend der Erkenntnisse aus dem vorherigen Kapitel fokussieren sich die Analysen auf das 85%-EE-Szenario, da nur für dieses ein signifikanter marktseitiger Langzeit-Ausgleichsbedarf ermittelt werden konnte. Um die Bandbreite des möglichen Anwendungsbereichs der PtG-Technologie für dieses Szenario deutlich zu machen, wird, ebenfalls auf Basis der Erkenntnisse des vorherigen Kapitels, die PtH-Option als besonders relevante Einflussgröße auf den verbleibenden Langzeit-Ausgleichsbedarf als Sensitivität mit einbezogen.

¹Die wesentlichen Ergebnisse des Abschnitts 4.1 wurden im Vorfeld bereits in den wissenschaftlichen Publikationen [80] und [81] veröffentlicht.

4.1.1 PtG-Einsatz im 85%-EE-Szenario

Ausgehend von der Basisrechnung des 85%-EE-Szenarios, die bereits im vorherigen Kapitel vorgestellt wurde, wird nun die PtG-Technologie als zusätzliche Ausgleichsoption integriert. Es wird eine Vielzahl an Rechnungen durchgeführt, bei denen die insgesamt installierte PtG-Leistung schrittweise erhöht wird. Diese Betrachtung wird sowohl ausgehend von der Basisrechnung, als auch ausgehend von der Sensitivität, in welcher zusätzlich 8 GW PtH-Leistung unterstellt werden, umgesetzt (vergleiche auch Abschnitt 3.2.2).

4.1.1.1 Abbildung der PtG-Technologie

Die PtG-Technologie wird hierfür, wie in Abschnitt 2.2.4.1 beschrieben, als flexible Einspeichereinheit mit einem Wirkungsgrad von 62% abgebildet, die ein vielseitig einsetzbares Speichergas erzeugt. Dem Speichergas wird ein fixer monetärer Wert zugewiesen, der mit negativem Vorzeichen in die Berechnung der variablen Kosten des Gesamtsystems eingeht. Die spätere Nutzung des Speichergases wird hierdurch von der Einspeicherung entkoppelt und muss somit nicht innerhalb des Bilanzrahmens des Modells abgebildet werden. Da das Speichergas generell anstelle von fossilem Erdgas eingesetzt werden kann, wird dessen Wert über den Erdgaspreis, zuzüglich der Kosten für CO₂-Emissionen von fossilem Erdgas, festgelegt. Entsprechend der Annahmen dieser Szenarioanalyse hat das Speichergas im 85%-EE-Szenario einen Wert von 53,40 €/MWh (Preisfad „Mäßig“).

Kosten für den Strombezug müssen bei der Simulation des Gesamtsystems nicht exogen vorgegeben werden. Die variablen Kosten der Strom- und Wärmeerzeugung sind Teil des Modells, sodass durch die modellendogene Strombereitstellung sichergestellt wird, dass der PtG-Betrieb nur dann erfolgt, wenn die variablen Kosten des Gesamtsystems hierdurch verringert werden können. Weitere variable Kosten bzw. mögliche Zusatzeinnahmen durch die Vermarktung der Nebenprodukte werden in dieser Systembetrachtung nicht berücksichtigt (Details siehe Abschnitt 2.2.4).

4.1.1.2 Charakteristik des PtG-Einsatzes

Für eine erste Übersicht über die Einsatzcharakteristik der PtG-Technologie sowie der weiteren disponiblen Stromerzeuger und Speicher zeigt Abbildung 4.1 deren Einsatz exemplarisch für die Berechnungsvariante *Basis+PtH+PtG (10 GW)*.

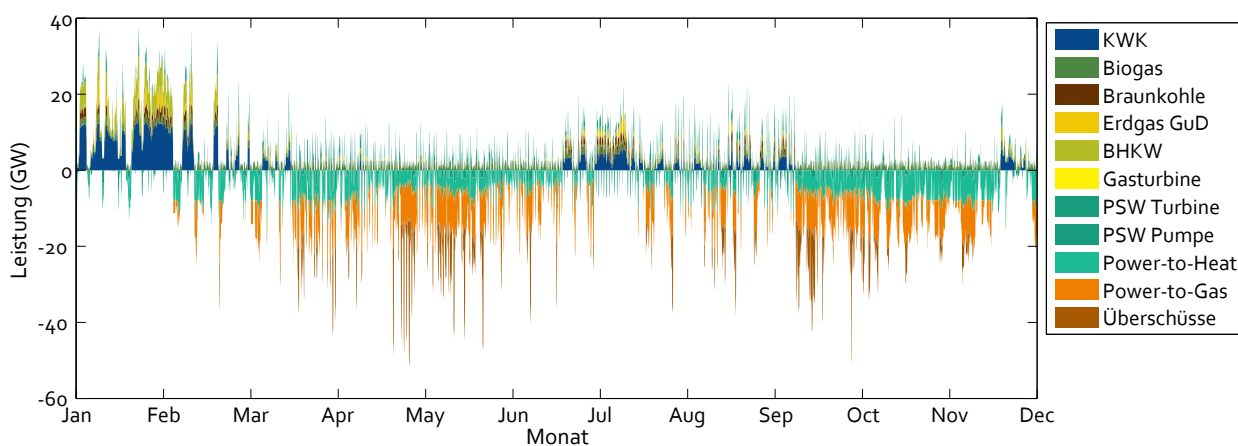


Abbildung 4.1: Einsatz disponibler Erzeuger und Ausgleichsoptionen

Abbildung 4.2 zeigt weiterhin die Strommengen, die im Betrachtungszeitraum eines Jahres in Abhängigkeit der installierten PtG-Leistung für die Konvertierung von Strom zu Gas eingesetzt werden. Diese nehmen erwartungsgemäß mit steigender PtG-Leistung zu. In der Berechnungsvariante, in welcher zusätzlich die Ausgleichsoption PtH eingesetzt wurde, können deutlich weniger Stromüberschüsse durch PtG genutzt werden. Für eine kumulierte PtG-Leistung von z. B. 10 GW betragen die durch PtG umgewandelten Strommengen 31 bis 46 TWh in Abhängigkeit der Durchdringung des Systems mit PtH.

Da Stromüberschüsse in einem höheren Leistungsbereich weniger häufig auftreten, nehmen die mittleren VLS des PtG-Einsatzes mit zunehmender Konkurrenz um die Stromüberschüsse durch eine höhere kumulierte PtG-Leistung sowie bei gleichzeitigem Einsatz der PtH-Option ab. Die VLS betragen für den bereits herausgegriffenen Fall mit einer installierten PtG-Leistung von 10 GW 3.100 bis 4.600 h/a. Bei doppelter installierter PtG-Leistung (20 GW) sinken die VLS auf 2.100 bis 3.300 h/a.

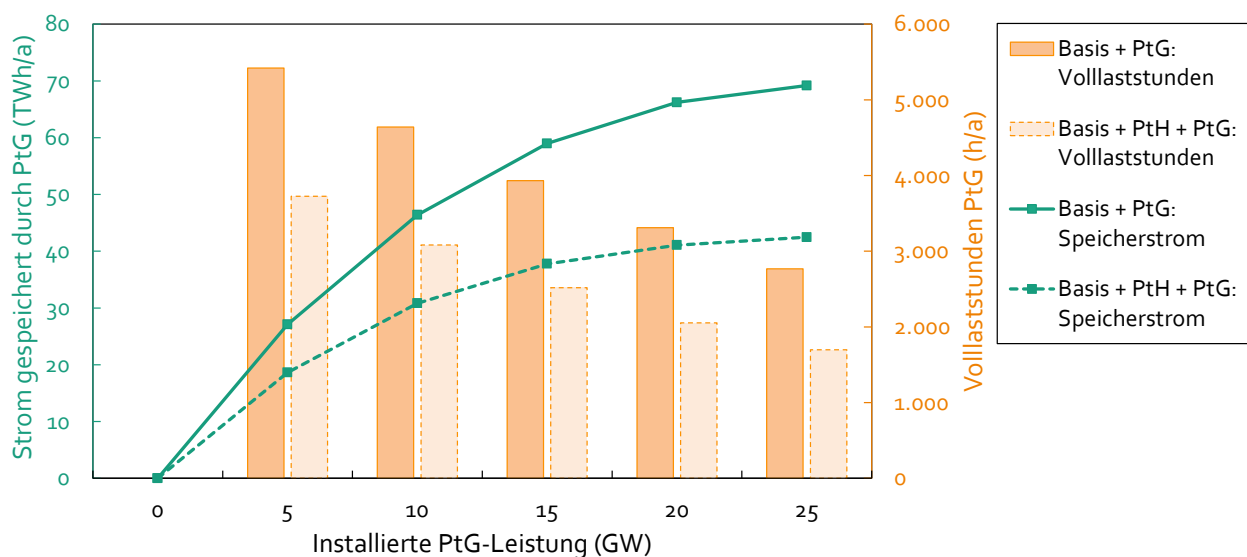


Abbildung 4.2: Speicherstrom und Volllaststunden der PtG-Anlagen

Diese Analyse des PtG-Einsatzes führt zu zwei weitergehenden Fragestellungen: Zum einen erscheint es zielführend, einen genaueren Vergleich der Ausgleichsoptionen PtG und PtH zu führen und deren Interaktion genauer zu betrachten (siehe folgender Unterabschnitt). Zum anderen schließt sich auf Grundlage der deutlich abnehmenden VLS des PtG-Betriebs mit zunehmender PtG-Leistung die Frage nach einer aus Sicht des Gesamtsystems optimalen PtG-Leistung an. Diese wird in Abschnitt 4.1.2 erörtert.

4.1.1.3 Zusammenspiel von PtH und PtG

Abbildung 4.3 schlüsselt die Strommengen, die durch PtH und PtG verwertet werden, sowie die nicht genutzten Stromüberschüsse für die verschiedenen Szenariorechnungen noch einmal detaillierter auf. In der Basisrechnung (*Basis*, ohne PtH und ohne PtG) treten ca. 70 TWh nicht genutzte Stromüberschüsse auf, von denen in der Sensitivitätsvariante *Basis+PtH* ca. 30 TWh durch PtH verwertet werden. Mit steigender PtG-Leistung nehmen die Strommengen, die durch PtG genutzt werden können, bei beiden Varianten zu. Die durch PtH verwerteten Strommengen bleiben von dem zunehmenden PtG-Betrieb nahezu unberührt.

Sowohl durch den Einsatz der PtH-Technologie als auch durch den Einsatz der PtG-Technologie kann im Betrieb ein Mehrwert für das System generiert werden, da durch die Nutzung der

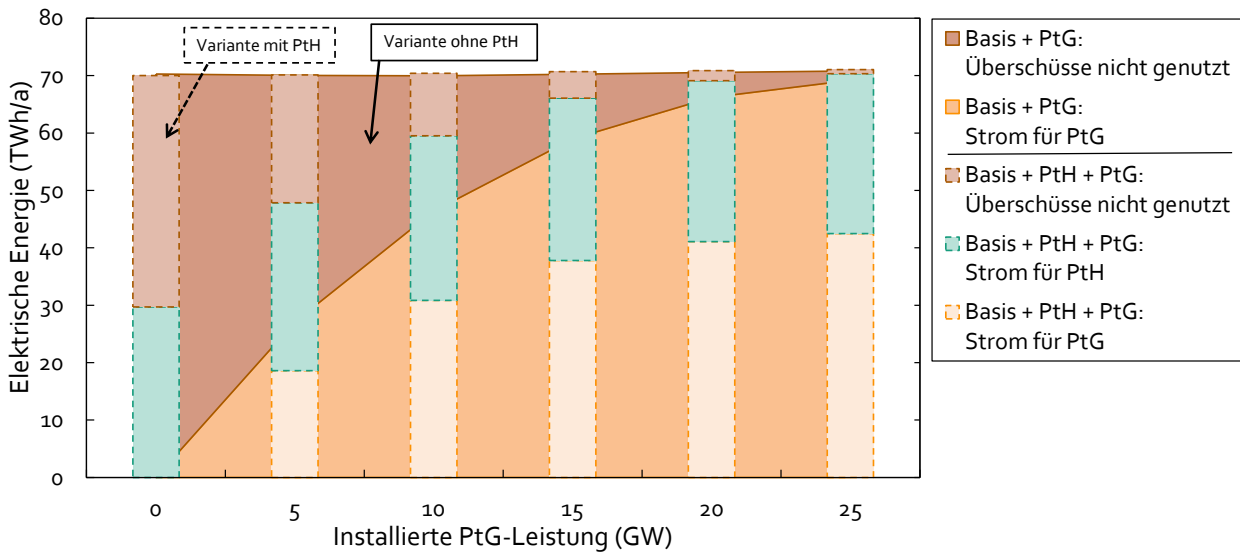


Abbildung 4.3: Genutzte Stromüberschüsse durch PtH und PtG

andernfalls überschüssigen Strommengen der Einsatz von fossilem Erdgas verdrängt bzw. ein Erdgassubstitut erzeugt wird. Es wird angenommen, dass der elektrische Heizstab, durch den die PtH-Technologie modelliert wird, einen Wirkungsgrad von 99% aufweist (vgl. auch Abschnitt 3.2.2.4). Als Opportunität für die alternative Wärmeerzeugung wird ein Erdgaskessel (Wirkungsgrad 95%) unterstellt. Unter diesen Annahmen werden durch den Einsatz von PtH mit einer TWh überschüssigem Strom 1,04 TWh Gas verdrängt. Im Falle der PtG-Technologie ist der Wirkungsgrad von Strom zu Gas mit dem angenommenen Wirkungsgrad von 62% deutlich geringer, sodass bei gleichem Stromeinsatz nur 0,62 TWh Erdgas verdrängt werden können (vgl. auch [15, S. 37]). Solange PtH zur Deckung einer regionalen Wärmenachfrage eingesetzt werden kann, ist die Einsatzreihenfolge für die Einsatzoptimierung zwischen beiden Flexibilitätsoptionen damit klar bestimmt. Die PtG-Anlagen kommen nur dann zum Einsatz, wenn die PtH vollständig genutzt wird oder die Wärmenachfrage, die durch PtH bedient werden kann, bereits gedeckt ist. Somit wird die PtG-Technologie bei ergänzendem Einsatz beider Technologien in Betriebsbereiche mit geringeren VLS verdrängt (vgl. Abbildung 4.2).

Zur Veranschaulichung stellt Abbildung 4.4 den Einsatz der verschiedenen disponiblen Stromerzeuger und Speicher zusätzlich als geordnete Jahresdauerlinie dar. Es wird ersichtlich, dass der Einsatz der PtH-Technologie die für PtG zur Verfügung stehenden Stromüberschüsse bei geringer

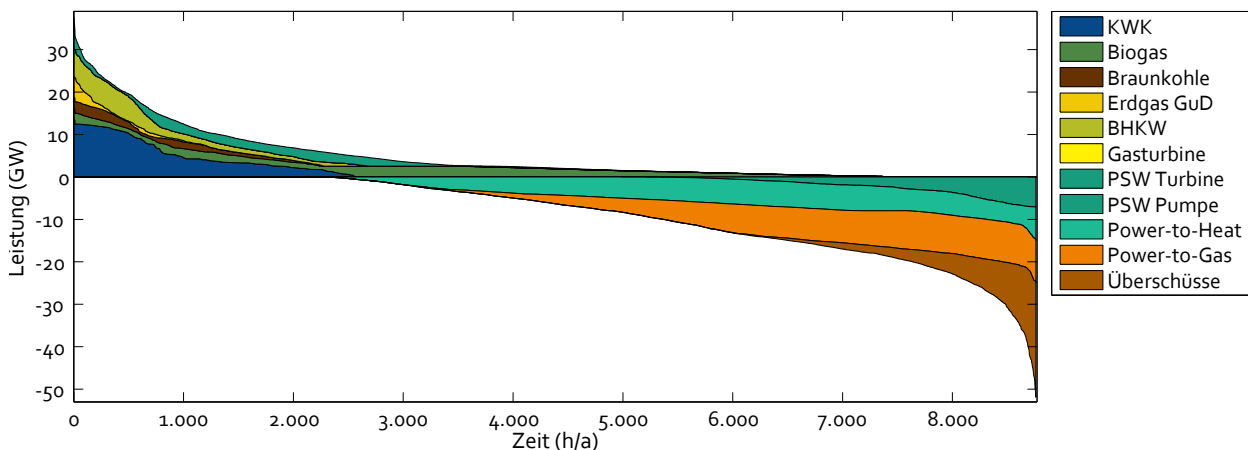


Abbildung 4.4: Jahresdauerlinie der Szenariovariante *Basis+PtH+PtG (10 GW)*

negativer Residuallast begrenzt. Dieser Effekt nimmt mit steigender PtG-Leistung zu. Liegen hohe Überschussleistungen vor, so können insbesondere durch das Zusammenspiel beider Technologien die Stromüberschüsse jedoch fast vollständig genutzt werden.

Im Allgemeinen müssen beim Vergleich zwischen PtG und PtH ergänzend die unterschiedlichen Möglichkeiten, die sich für eine Weiterverwendung der jeweils gespeicherten Energie ergeben, einbezogen werden. Über den PtG-Prozess wird durch den Einsatz von elektrischer Energie ein vielseitig einsetzbares Speichergas erzeugt, das später zu einem großen Anteil in mechanische Arbeit bzw. in elektrische Energie gewandelt werden kann (Exergie). Über den PtH-Prozess wird dagegen ausschließlich Wärme erzeugt, eine Energieform, die bei den typischerweise vorherrschenden Temperaturdifferenzen nicht mehr arbeitsfähig ist (Anergie). Erst bei der zuvor geschilderten Berücksichtigung einer alternativen Wärmebereitstellung z. B. durch einen Erdgaskessel und der damit verbundenen Einsparung von fossilem Erdgas ergibt sich in der dargestellten Systemsimulation eine positive Bilanz von PtH gegenüber PtG. Langfristig wird die Einsatzreihenfolge bzw. der Einsatzumfang beider Technologien demnach zusätzlich von der tatsächlich benötigten Endenergie (Backup-Stromerzeugung, Kraftstoff für den Verkehrssektor, erneuerbarer Rohstoff für die chemische Industrie oder Wärme) abhängen.

4.1.2 Bestimmung einer Nutzen-Kosten-optimierten PtG-Leistung

Für eine weiterführende Bewertung der PtG-Technologie aus Sicht des Gesamtsystems werden die Analysen in diesem Abschnitt um ökonomische Parameter erweitert.

Wie anhand der bisherigen Analysen bereits ersichtlich wurde, treten Stromüberschüsse mit geringen Leistungen in dem hier betrachteten 85%-EE-Szenario relativ häufig auf. Die maximale Überschussleistung wird dagegen nur in wenigen Stunden des Jahres erreicht. In Abhängigkeit der insgesamt verfügbaren Stromaufnahmeleistung durch verschiedene Ausgleichsoptionen verändern sich somit der nutzbare Anteil der Stromüberschüsse und die mittleren Einsatzstunden der Ausgleichstechnologien. Entsprechend des sogenannten Zieldreiecks der Energiepolitik, welches sich aus §1 des EnWG ableitet, gilt es die Aspekte Wirtschaftlichkeit (Bezahlbarkeit), Umweltverträglichkeit sowie Versorgungssicherheit als die drei wesentlichen Zielgrößen der Energieversorgung zu berücksichtigen. Aus Gründen der Umweltverträglichkeit sollte die erneuerbare Stromeinspeisung prinzipiell so umfangreich wie möglich genutzt werden. Da die Bereitstellung einer hohen installierten Leistung an Ausgleichstechnologien je nach Technologie jedoch mit erheblichen Kosten verbunden ist, gilt es aus Gründen der Wirtschaftlichkeit ebenfalls das Verhältnis aus Nutzen und Kosten verschiedener Ausgleichstechnologien aus Sicht des Gesamtsystems zu berücksichtigen. Sofern PtG ergänzend zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen eingesetzt wird oder das Speichergas für den Betrieb erneuerbarer Back-up-Kraftwerke genutzt wird, kann auch der Aspekt der Versorgungssicherheit einen Einfluss auf die Bestimmung einer systemoptimalen PtG-Leistung haben. Dieser Einfluss wird im Folgenden jedoch nicht weiter einbezogen. Analog zur Bestimmung des optimalen Netzausbauzustands (vgl. Abschnitt 3.4.1) wird daher eine Nutzen-Kosten-optimierte PtG-Leistung für das betrachtete 85%-EE-Szenario abgeleitet.

Hierfür wird auf die bereits im vorherigen Abschnitt dargestellten Rechnungen mit zunehmender PtG-Leistung für die beiden Szenariovarianten mit und ohne PtH als zusätzliche Ausgleichsoption zurückgegriffen. In einem ersten Schritt wird der Systemnutzen, der sich durch den Betrieb der PtG-Technologie (sowie der PtH-Option) ergibt, abgeleitet. Anschließend werden dem ermittelten Nutzen die fixen Kosten für den Aufbau und Betrieb der PtG-Anlagen gegenübergestellt, um so eine Nutzen-Kosten-optimierte PtG-Leistung für die betrachteten Szenariovarianten abzuleiten.

Es wird angenommen, dass nur für die PtG-Technologie eine Zubauentscheidung zu treffen ist, und der weitere Anlagenpark fest vorgegeben ist. Ein Zubau der PtH-Option wird über die Sensitivitätsrechnung *Basis+PtH+PtG* einbezogen, in welcher zusätzlich die PtH-Option als gegeben angenommen und wiederum die PtG-Leistung unter den veränderten Rahmenbedingungen zugebaut wird. Für einen vollständigen Vergleich der Varianten werden die Investitionskosten der PtG- und PtH-Anlagen berücksichtigt. Da der Anlagenpark darüber hinaus unverändert bleibt, spielen dessen Vollkosten bei der Bewertung der PtG-Technologie keine Rolle, sodass von allen weiteren Stromerzeugern und Speichern nur die variablen Kosten bilanziert werden.

4.1.2.1 Nutzen des PtG-Einsatzes

Um den Nutzen des PtG-Einsatzes für das Energiesystem zu quantifizieren, werden die variablen Kosten des Gesamtsystems bei zunehmender PtG-Leistung ($K^{\text{var}}(P^{\text{PtG}})$) gegenüber einer Vergleichsrechnung, bei welcher die PtG-Technologie nicht integriert ist ($K^{\text{var}}(P^{\text{PtG}} = 0)$), ausgewertet. Die variablen Kosten des modellierten Systems (K^{var}) umfassen dabei die Anfahr- und Brennstoffkosten aller modellierten Energieanlagen, die im jeweiligen Zeitraum zur Deckung der elektrischen Nachfrage und der Wärmelast beitragen (vgl. auch Definition im Anhang A). Hierdurch werden der Wert des Speichergases, der kostensenkend bilanziert wird, aber ebenso Rückwirkungen auf die disponiblen Stromerzeuger und auf weitere Ausgleichsoptionen erfasst.

$$\text{PtG-Nutzen} = K^{\text{var}}(P^{\text{PtG}} = 0) - K^{\text{var}}(P^{\text{PtG}}). \quad (4.1)$$

Abbildung 4.5 stellt die variablen Kosten des Systems in Abhängigkeit der installierten PtG-Leistung sowie den daraus abgeleiteten Nutzen durch den Einsatz der PtG-Technologie dar. Der Einfluss einer zunehmenden PtG-Leistung ist sowohl ausgehend von der Basisrechnung als auch für die Sensitivität mit Berücksichtigung der PtH-Option ermittelt worden.

Generell sinken die variablen Kosten mit steigender PtG-Leistung, da ein größerer Teil der Stromüberschüsse genutzt werden kann und dem System der Wert des erzeugten Speichergases gutgeschrieben wird. Es wird deutlich, dass der zusätzliche Nutzen durch die PtG-Technologie mit

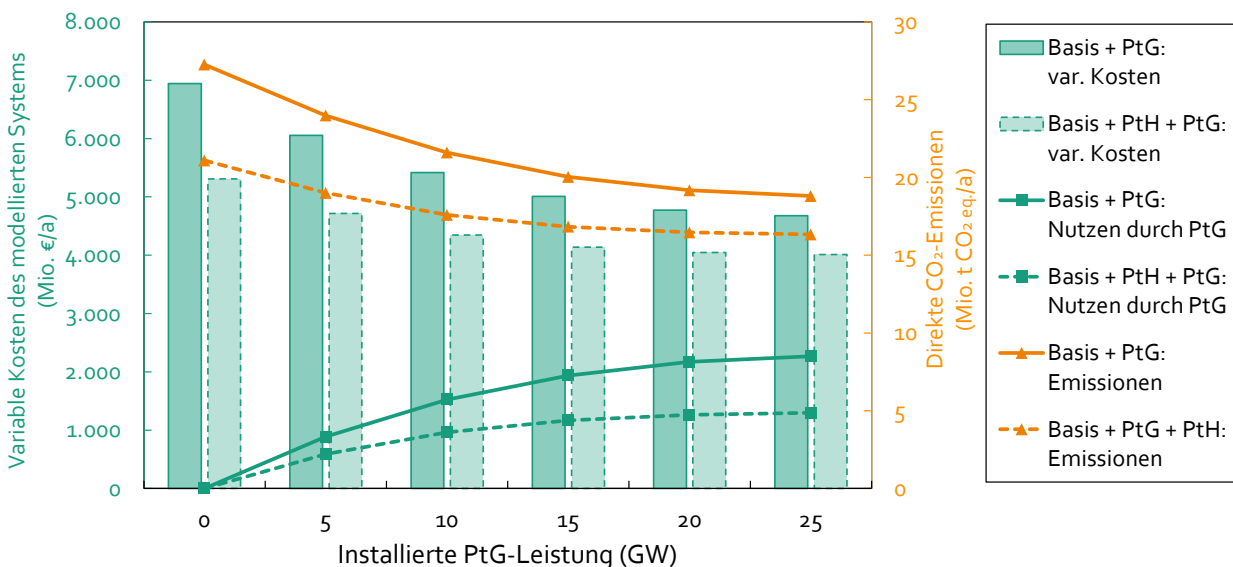


Abbildung 4.5: Variable Kosten und CO₂-Emissionen des modellierten Systems in Abhängigkeit der installierten PtG-Leistung (Preisfad „Mäßig“)

zunehmender kumulierter PtG-Leistung abnimmt, da Stromüberschüsse in den höheren Leistungsbereichen weniger häufig auftreten, sodass im Verhältnis zur installierten Leistung nur noch eine geringere zusätzliche Speichergasmenge erzeugt werden kann.

Im Vergleich der Rechnungen *Basis+PtG* und *Basis+PtH+PtG* werden die geringeren variablen Systemkosten durch Einbeziehung der PtH-Option deutlich. Da in den Rechnungen mit PtH und PtG insgesamt eine höhere Leistung für die Verwertung der Stromüberschüsse zur Verfügung steht und diese daher zu einem größeren Anteil genutzt werden können, war dies zu erwarten. Für einen vollständigen Vergleich dieser beiden Varianten müssen zusätzlich zu den variablen Kosten des Systems die fixen Kosten der PtH-Option mit einbezogen werden. Nach [82–84] und [85] liegen die Investitionskosten für die Einbindung eines elektrischen Heizstabes bzw. eines Elektrokessels in eine vorhandene KWK-Anlage bzw. ein Fernwärmesystem heute zwischen 100 und 200 €/kW und können bei großtechnischen Anlagen in der Zukunft noch darunter liegen. Werden entsprechend für die hier betrachtete Szenariorechnung Investitionskosten von 100 €/kW angenommen, so resultieren hieraus annuitätische Kosten von 141 Mio. € pro Jahr² für die insgesamt berücksichtigte PtH-Leistung von 8 GW. Bei der ermittelten Differenz der variablen Systemkosten zwischen den Szenariovarianten mit und ohne Berücksichtigung der PtH-Option von minimal knapp 700 Mio. €/a (im Falle der maximal betrachteten PtG-Leistung von 25 GW), weist die Variante mit Berücksichtigung der PtH-Option somit auch insgesamt einen deutlichen Kostenvorteil auf.

4.1.2.2 Investitionskosten der PtG-Anlagen

Um eine Abschätzung bezüglich zukünftiger Investitionskosten der PtG-Technologie zu treffen, werden zunächst Angaben aus verschiedenen Studien recherchiert. Dabei werden sowohl Investitionskosten für Elektrolyseanlagen als auch für solche PtG-Anlagen, die zusätzlich eine Methanisierung beinhalten, zusammengestellt (siehe Abbildung 4.6). Darüber hinaus wird entsprechend der Angaben in den jeweiligen Studien eine Zuordnung der Werte zu heutigen Kosten bzw. konservativen Annahmen, mittelfristigen Kosten bzw. eher optimistischen Annahmen und zukünftigen Kosten vorgenommen. Generell ist zu beobachten, dass größere Anlagen (die Darstellung umfasst Anlagen bis zu einer Leistung von ca. 6 MW) tendenziell günstiger sind als kleine Anlagen. Darüber hinaus ist erkennbar, dass die betrachteten Studien ein deutliches Potenzial zur Senkung der Anlagenkosten in der Zukunft aufzeigen. Es muss allerdings berücksichtigt werden, dass die Anlagekosten für zukünftige Anlagen in vielen Fällen auf Basis unsicherer Abschätzungen getroffen wurden und die herangezogenen Quellen z. T. aufeinander verweisen, sodass die aufgezeigten Werte nicht unabhängig voneinander errechnet wurden.

Auf dieser Grundlage wird abgeschätzt, dass die zukünftigen Investitionskosten je kW installierter PtG-Leistung in dem hier betrachteten 85%-EE-Szenario etwa 750 €/kW betragen (siehe auch Tabelle 4.1). Zusätzlich wird angenommen, dass die fixen Betriebskosten (z. B. für Personal und Instandhaltung) jährlich 4% der Investitionskosten umfassen. Um diese fixen Anlagenkosten zur Bewertung der PtG-Technologie dem mittleren jährlichen Nutzen gegenüberzustellen, werden die Investitionskosten mittels der Annuitätenmethode, unter Annahme von 6% Kapitalzinsen und einem Abschreibungszeitraum von 25 Jahren, in jährliche Kosten umgerechnet. Die fixen Anlagenkosten betragen damit 118 €/(kW a).

Um den Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Investitionskosten der PtG-Technologie gerecht zu werden sowie den Einfluss veränderter Investitionskosten auf das Ergebnis einschätzen zu können, werden neben den angestrebten Anlagenkosten von 750 €/kW zusätzlich Varianten mit

²Weitere Annahmen: Abschreibedauer 10 Jahre; Kapitalzinssatz 6%; fixe Betriebskosten 4% der Investitionskosten.

1.000 €/kW und 500 €/kW betrachtet. Die weiteren Parameter bleiben bei dieser Variation der Investitionskosten unverändert.

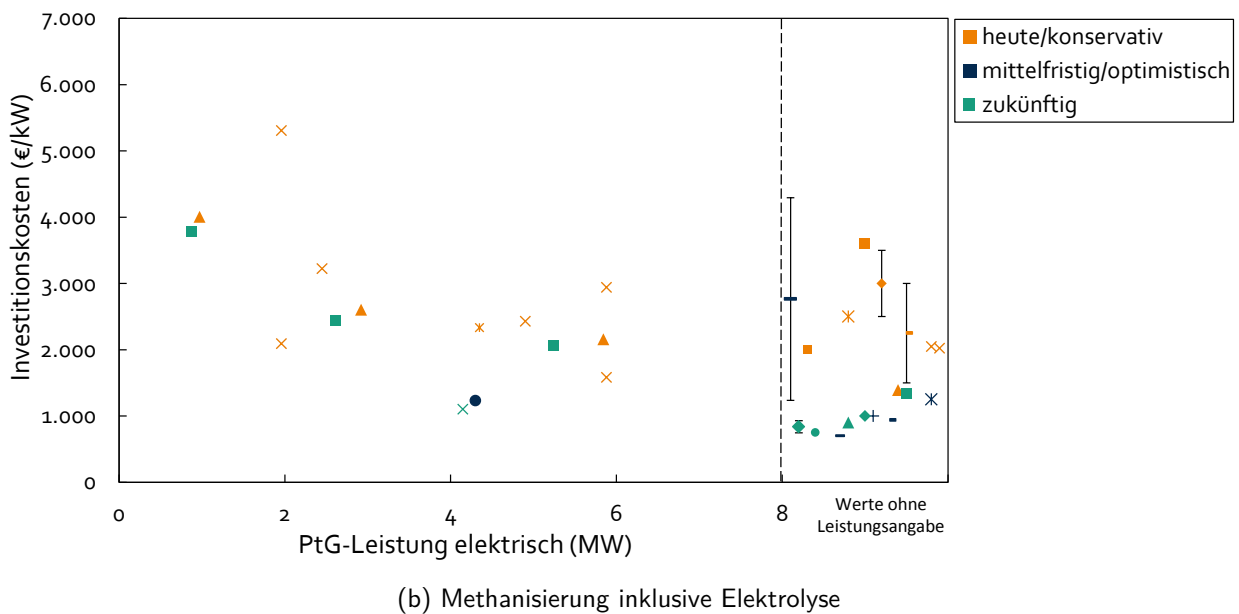
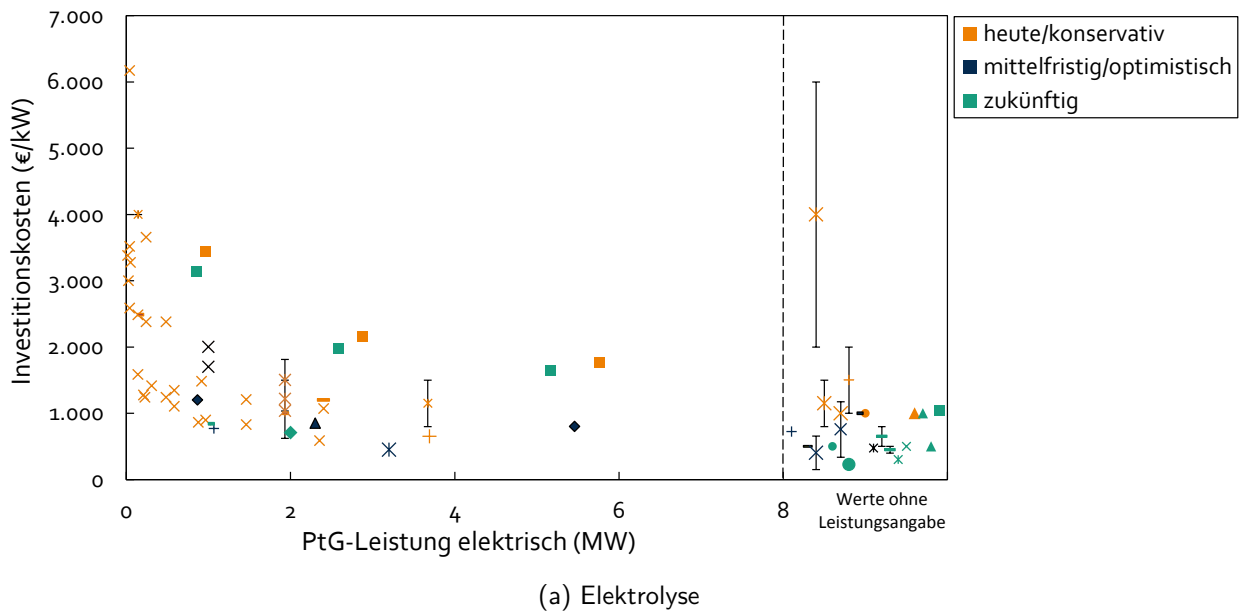


Abbildung 4.6: Investitionskosten der PtG-Technologie (Darstellung auf Basis von [25–27, 38, 82, 85–101])

Tabelle 4.1: Zukünftige Kosten der PtG-Technologie im 85%-EE-Szenario

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|
| Investitionskosten | 750 €/kW elektrische Leistung |
| Jährliche Betriebskosten | 4 % der Investitionskosten |
| Kapitalzinsatz | 6 % |
| Betrachtungszeitraum | 25 a |
| Jährliche Kosten = Annuität der Investitionskosten + fixe Betriebskosten | 118 €/(kW a) |

4.1.2.3 Nutzen-Kosten-Kurven

Durch eine Zusammenführung des ermittelten Systemnutzens aus dem Betrieb der PtG-Anlagen (Abschnitt 4.1.2.1) und der fixen Kosten der PtG-Technologie (Abschnitt 4.1.2.2) lassen sich Nutzen-Kosten-Kurven in Abhängigkeit der installierten PtG-Leistung beschreiben:

$$\max f(P^{\text{PtG}}) = \underbrace{\left(K^{\text{var}}(P^{\text{PtG}} = 0) - K^{\text{var}}(P^{\text{PtG}}) \right)}_{\text{PtG-Nutzen}} - \underbrace{K^{\text{PtG}}(P^{\text{PtG}})}_{\text{PtG-Kosten}}, \quad (4.2)$$

mit P^{PtG} : installierte PtG-Leistung; K^{var} : variable Kosten des Systems pro Jahr für eine Berechnungsvariante und K^{PtG} : fixe jährliche Kosten der PtG-Technologie. Bei dieser Betrachtung werden Nutzen und Kosten jeweils anteilig auf den Zeitraum eines Jahres bezogen. Weiterhin wird angenommen, dass der anhand eines Jahres ermittelte Systemnutzen über den Betriebszeitraum konstant bleibt, bzw. im Mittel den berechneten Wert annimmt.

Die Position des Maximums einer solchen Nutzen-Kosten-Kurve gibt Auskunft über die kostenoptimale PtG-Leistung für eine Serie an Variantenrechnungen, bei welchen die installierte PtG-Leistung die einzige frei zu wählende Größe darstellt. Bei dem Vergleich der Maxima verschiedener Systeme, in denen weitere Parameter verändert wurden, lässt sich der Einfluss dieser Größen auf die systemoptimale PtG-Leistung aufzeigen.

Abbildung 4.7 zeigt die entsprechenden Nutzen-Kosten-Kurven in Abhängigkeit der installierten PtG-Leistung. Grundlage für die Berechnung des Nutzens der PtG-Technologie bildet der Erdgaspreisfad „Mäßig“ (vergleiche Abschnitt 4.1.1.1). Dargestellt sind die Ergebnisse für die angestrebten PtG-Investitionskosten von 750 €/kW sowie für die Sensitivitäten mit 500 und 1.000 €/kW jeweils für die Szenariovarianten mit und ohne der Modellierung von PtH als zusätzliche Ausgleichsoption.

In Abhängigkeit der Durchdringung des Systems mit der ergänzenden Ausgleichsoption PtH ergibt sich für die angestrebten Investitionskosten von 750 €/kW (grüne Kurven) eine optimierte PtG-

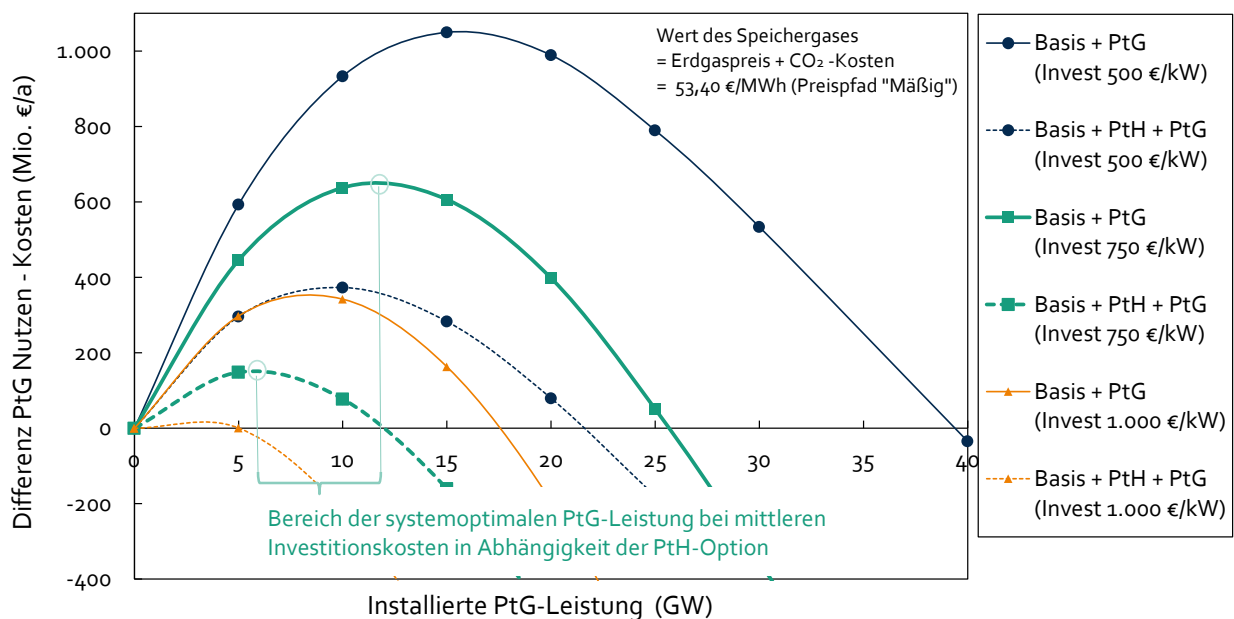


Abbildung 4.7: Nutzen-Kosten-Kurven der PtG-Technologie

Leistung zwischen 6 und 13 GW. Mit geringeren bzw. höheren fixen Kosten für den Aufbau des PtG-Anlagenparks (blaue bzw. orangene Kurven) schiebt sich das Maximum der Nutzen-Kosten-Kurven entsprechend in Bereiche einer höheren bzw. geringeren kumulierten PtG-Leistung. Für die Basisvariante, in welcher PtG als alleinige zusätzliche Ausgleichsoption betrachtet wird, ergibt sich bei der angenommenen Investitionskostenpreizung eine Verschiebung der optimalen Anlagenleistung um ± 4 GW.

4.1.2.4 Einfluss des Speichergaswertes auf das Ergebnis

Da zu erwarten ist, dass der berechnete Nutzen der PtG-Technologie signifikant vom angenommenen Wert des Speichergases abhängt, wird dieser Einfluss ebenfalls analysiert. Während bei den bisherigen Untersuchungen der Wert des Speichergases über den Preis des fossilen Erdgases zuzüglich der bei der Verbrennung von Erdgas anfallenden Kosten für Emissionszertifikate entsprechend des Preispfades „Mäßig“ der BMU-Leitstudie [5] verwendet wurde, wird als Sensitivität nun der Preispfad „Deutlich“ der gleichen Studie herangezogen. Hiernach beträgt der Wert des Speichergases 79,60 €/MWh (64,40 €/MWh Energiepreis zuzüglich 15,10 €/MWh CO₂-Kosten bei einem CO₂-Zertifikatpreis von 75 €/t) gegenüber insgesamt 53,40 €/MWh im Preispfad „Mäßig“.

Bei der Aktualisierung der Berechnung mit dem erhöhten Wert des Speichergases wird zunächst angenommen, dass der Einsatz der PtG-Anlagen durch die Veränderung des Gaspreises nicht beeinflusst wird. Somit können zur Berechnung der neuen Nutzen-Kosten-Kurven die bereits ermittelten Speichergasmengen mit dem neuen Speichergaswert multipliziert werden, um den veränderten Nutzen der PtG-Technologie zu ermitteln. Die Kosten der PtG-Technologie bleiben bei dieser Betrachtung konstant und werden entsprechend der angestrebten Anlagenkosten von 750 €/kW eingerechnet.

Abbildung 4.8 zeigt das Ergebnis dieser Sensitivitätsrechnung. Durch die Variation des Gaswertes vergrößert sich die Bandbreite der optimalen PtG-Leistung von 6 bis 13 GW für den Preispfad „Mäßig“ auf bis zu 16 GW für den optimistischen Fall, bei alleiniger Berücksichtigung der PtG-Technologie kombiniert mit dem Preispfad „Deutlich“. Die systemoptimale PtG-Leistung hängt damit signifikant von dem Wert des erzeugten Speichergases ab.

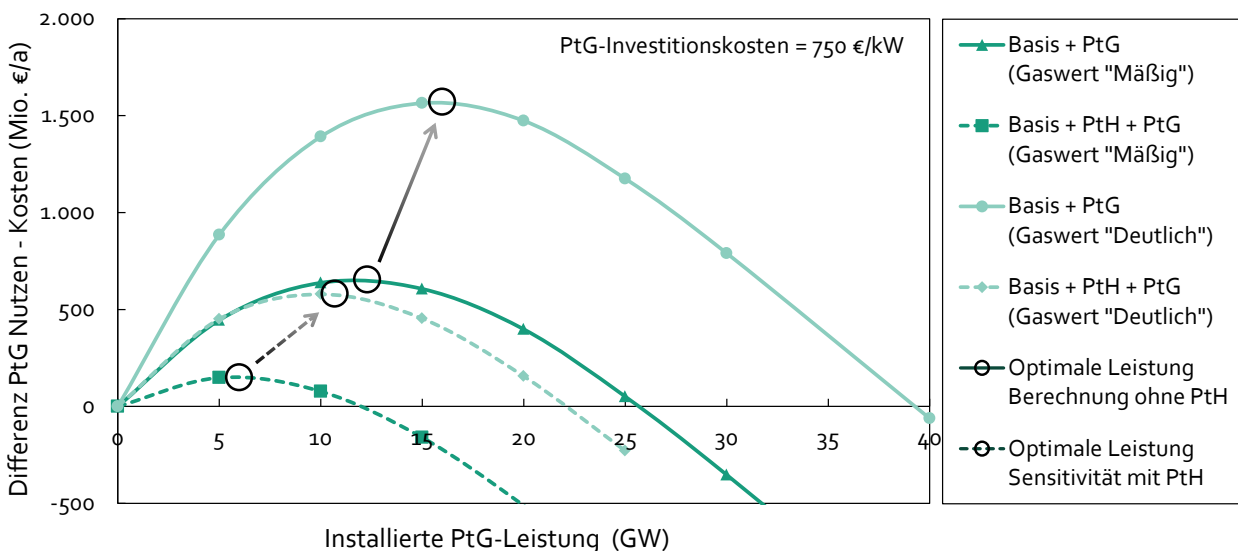


Abbildung 4.8: Einfluss des Speichergaswertes auf die Nutzen-Kosten-Kurven von PtG

Wird, abweichend von der obigen Annahme eines unveränderten Anlageneinsatzes, der erhöhte Speichergaswert bei einer Neuberechnung des Anlageneinsatzes berücksichtigt, so kann sich aus dem veränderten Verhältnis aus Speichergaswert zu Brennstoffkosten (z. B. von Braunkohle) ein erhöhter PtG-Einsatz ergeben. Dieser erhöhte PtG-Einsatz beruht jedoch dann auf einer erhöhten Stromerzeugung disponibler und damit in der Regel fossiler Kraftwerke. Insbesondere in Kombination mit dem Einsatz von KWK-Kraftwerken kann es für das System bei Annahme eines erhöhten Gaswertes kostenoptimal sein, gleichzeitig KWK-Wärme und Strom für PtG-Anlagen bereitzustellen. Für eine Rechnung mit 10 GW PtG erhöht sich bei Annahme des Speichergaswertes nach dem Preispfad „Deutlich“, aber bei ansonsten unveränderten Annahmen zu den Brennstoff- und CO₂-Preisen für die fossilen Energieträger, die durch PtG verwertete Strommenge um 18% bzw. 8,3 TWh/a. Gleichzeitig steigen jedoch auch die CO₂-Emissionen des Systems um 10% bzw. um 2,1 Mio. t CO₂/a. Ein solches ungünstiges Preisgefüge zwischen Speichergaswert und sonstigen fossilen Energieträgern kann sich z. B. durch eine geförderte Vergütung der Einspeisung von Speichergas ergeben. Werden der erhöhten Bewertung des Speichergases nach dem Preispfad „Deutlich“ die ebenfalls erhöhten Brennstoffpreise der anderen Energieträger dieses Preispfades gegenübergestellt, dann sind solche Effekte, die die Klimaschutzwirkung der PtG-Technologie beeinträchtigen würden, nicht zu beobachten.

Da mit PtG ein klimafreundlicher, erneuerbarer Energieträger erzeugt werden soll, wird davon ausgegangen, dass ein erhöhter Speichergaswert entweder mit einer Erhöhung der weiteren Energieträgerpreise einhergeht, oder dass durch ergänzende Anforderungen an den Betrieb von PtG-Anlagen sichergestellt wird, dass diese weiterhin einen vornehmlich überschussgesteuerten Betrieb umsetzen. Die eingangs verwendete Annahme eines unveränderten PtG-Betriebs erscheint für einen konsequenten Beitrag von PtG zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen somit zielführend.

4.1.3 Schlussfolgerungen zum marktseitigen PtG-Potenzial

Die Analyse des marktseitigen Einsatzes der PtG-Technologie hat gezeigt, dass ein Betrieb von PtG-Anlagen im 85%-EE-Szenario die EE-Integration erhöhen und damit gleichzeitig die Stromüberschüsse deutlich senken kann. Durch die Nutzung des so erzeugten klimaneutralen Speichergases anstelle von fossilem Erdgas werden zudem Treibhausgasemissionen vermieden. Eine systemoptimale Nutzung der PtG-Technologie trägt außerdem zu einer Reduktion der Gesamtkosten der Energieversorgung gegenüber einem Vergleichssystem ohne Langzeitspeicher bei.

Unter der Annahme zukünftiger Investitionskosten für die PtG-Technologie von 750 €/kW ergibt sich, in Abhängigkeit des Speichergaswertes sowie der Durchdringung des Systems mit der zusätzlichen Ausgleichsoption PtH, eine Nutzen-Kosten-optimierte PtG-Leistung zwischen 6 und 16 GW. Die Investitionskosten der PtG-Technologie stellen einen weiteren wichtigen Einflussfaktor dar. Wird die angenommene Kostenreduktion nicht erreicht, so verringert sich die Nutzen-Kosten-optimale PtG-Leistung. Bei angenommenen Anlagenkosten von 1.000 €/kW liegt die systemoptimale PtG-Leistung in Abhängigkeit der bereits genannten Einflussgrößen z. B. zwischen 4 und 12 GW.

Bevor eine Bewertung und Einordnung des hier ermittelten marktseitigen PtG-Potenzials im Kontext weiterer Systemstudien vorgenommen wird (siehe Abschnitt 4.4), wird im Folgenden zunächst der zusätzlich mögliche netzseitige Einsatz der PtG-Technologie analysiert.

4.2 Netzseitiger Einsatz

Während im vorherigen Abschnitt der marktseitige PtG-Einsatz analysiert wurde, werden die Analysen in diesem Abschnitt um die Betrachtung des Übertragungsnetzes und die damit verbundenen räumlichen Einflussfaktoren auf den PtG-Einsatz erweitert.

Auch in den heutigen Abläufen des Energiemarktes wird, nachdem der Einsatz der Energieanlagen durch den Markt ermittelt wurde (Abschnitt 4.1), nachgelagert vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) geprüft, ob die notwendigen Stromflüsse auch physikalisch erfüllt werden können. Ist dies nicht im Rahmen eines sicheren Netzbetriebs möglich, wird mittels Redispatch und Einspeisemanagement in das Marktergebnis eingegriffen und durch entsprechende regionale Anpassungen der Erzeugungs- und Speicherleistungen ein sicherer Systemzustand herbeigeführt (Details siehe Abschnitt 4.2.2.3). Da solche Eingriffe in das Marktergebnis mit Kosten für das System verbunden sind, gilt es diese möglichst gering zu halten.

Ziel des Abschnitts ist es daher, den Einfluss der Standortwahl sowie eines netzseitig koordinierten Anlagenbetriebs auf den Einsatzbereich der PtG-Anlagen selbst sowie auf das Gesamtsystem zu ermitteln.

Hierfür wird zunächst eine räumliche Verteilung für zukünftige PtG-Anlagen bestimmt, bei der die Stromüberschüsse des Systems möglichst vollständig und in räumlicher Nähe zur Stromerzeugung genutzt werden können. Hierauf aufbauend wird die Bedeutung eines solchen netzdienlichen Zubaus von PtG-Anlagen sowie der Mehrwert eines netzkoordinierten Anlageneinsatzes für die Realisierung einer effizienten Stromversorgung aus Sicht des Gesamtsystems analysiert.

4.2.1 Räumliche Verteilung der PtG-Anlagen

4.2.1.1 Methodik zur Ermittlung einer netzoptimierten Anlagenverteilung

Grundlage für einen netzdienlichen Betrieb von Energiespeichern ist zunächst eine geeignete Standortwahl. Nur wenn PtG-Anlagen vor einem vorhandenen Netzengpass stehen, können diese gezielt zur Entlastung des Netzes eingesetzt werden. Mit dem Ziel einen netzdienlichen Anlageneinsatz zu ermöglichen, soll daher eine gegebene kumulierte PtG-Leistung so verteilt werden, dass

- im Falle von netzseitigen Stromüberschüssen eine möglichst große Energiemenge vor dem Netzengpass durch PtG genutzt werden kann, sodass diese nicht abgeregelt werden muss und dass
- im Falle von marktseitigen Stromüberschüssen (bzw. allgemein auch im ersten Fall) diese möglichst in räumlicher Nähe zum Ort der Stromerzeugung gespeichert werden, damit für die Speicherstrommengen kein zusätzlicher Netzausbau erfolgen muss und keine unnötigen Energieverluste durch zusätzliche Transportwege und eine höhere Auslastung der Leitungen entstehen.

Unter der Annahme, dass das Speichergas über das Gasnetz vollkommen flexibel zum Ort der späteren Ausspeicherung bzw. allgemein zum Ort der Nutzung transportiert werden kann, werden zur Berechnung bevorzugter stromnetzseitiger Standorte der PtG-Anlagen nur die Belange der Einspeicherung berücksichtigt.

In die Berechnung der optimalen Anlagenverteilung werden daher sowohl das hinterlegte Netzmodell mit den zugehörigen maximal übertragbaren Leistungen als auch transportwegabhängige

Netzverluste, die dem System einen Anreiz geben, den Strom möglichst erzeugungsnah zu speichern, einbezogen. Weiterhin gilt es bei der hier zu treffenden Entscheidung für die Standortwahl der PtG-Anlagen, langfristige Erwartungen zu berücksichtigen. Die bisher angewendete rollierende Planung (siehe Abschnitt 2.2.1) ist für diese Fragestellung nicht geeignet. Vielmehr gilt es unter Berücksichtigung des gesamten Betrachtungshorizonts (hier ein Jahr) eine optimale Anlagenverteilung zu ermitteln. Hierfür wird der gesamte Betrachtungshorizont geschlossen optimiert. PtG wird dabei wie bei den bisherigen Analysen als flexible Stromnachfrage abgebildet, wobei lediglich die insgesamt installierte PtG-Leistung vorgegeben wird. Die installierte Leistung je Region stellt eine freie Variable dar, die von der Optimierung im Kontext der räumlich anfallenden Stromüberschüsse sowie der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz entsprechend der oben beschriebenen Kriterien kostenoptimal gewählt wird (Details zur Modellierung siehe Abschnitt 2.2.4.3).

Unter der Annahme, dass der PtG-Einsatz durch das Aufkommen der Stromüberschüsse bestimmt wird und der zusätzliche Einsatz der PtG-Anlagen keine Rückwirkungen auf den Einsatz der anderen disponiblen Anlagen hervorruft³, sind die maximal für den Einsatz der PtG-Technologie zur Verfügung stehenden überschüssigen Strommengen bereits aus Abschnitt 3.4.2 in zeitlicher und räumlicher Auflösung bekannt. Unter diesen Annahmen kann die Komplexität zur Optimierung der PtG-Leistungsverteilung stark reduziert werden, indem der Anlagenpark bis auf die zu verteilende PtG-Leistung und eine Notfalllast je Region, zur Abbildung der nicht nutzbaren Stromüberschüsse, verringert wird. Die regionalisierte Eingangsresiduallast für eine solche Rechnung umfasst dann zusätzlich zum nicht disponiblen Stromverbrauch sowie der nicht disponiblen Stromerzeugung auch den optimierten Einsatz aller disponiblen Energieanlagen (außer PtG) und lässt lediglich die Verwertung der Stromüberschüsse offen.

Durch die genannte Modellerweiterung und die Reduzierung der Planungsaufgabe auf die Lastdeckung der zuvor ermittelten Stromüberschüsse, unter Einbeziehung von maximalen Übertragungskapazitäten und wegabhängigen Stromtransportkosten, lässt sich die gewünschte optimale PtG-Leistungsverteilung mit dem bestehenden Modell und einem vertretbaren Rechenaufwand bestimmen, sodass eine Vielzahl an Varianten berücksichtigt werden kann.

4.2.1.2 Regionale Verteilung der PtG-Anlagen

Abbildung 4.9 stellt die netzoptimierten Standorte der PtG-Anlagen in Abhängigkeit der insgesamt installierten PtG-Leistung dar. Wie es auf Basis der räumlichen Verteilung der Stromüberschüsse (vergleiche Abbildung 3.5) zu erwarten war, wird ein Großteil der PtG-Leistung in den beiden nördlichen Regionen 21 und 22 positioniert. Insbesondere bei einer kumulierten PtG-Leistung bis 10 GW konzentriert sich die Leistungsverteilung auf diese beiden Regionen. Erst mit zunehmender kumulierter Leistung wird die Anlagenverteilung breiter, da dann zusätzlich seltener auftretende Stromüberschüsse in östlichen und südlichen Regionen erzeugungsnah genutzt werden.

Die PtH-Option hat kaum einen Einfluss auf die Verteilung der PtG-Leistung (siehe Abbildung 3.5). In dem hier unterstellten Szenario ist die PtH-Leistung proportional zu den Wärmebedarfen der KWK-Kraftwerke und damit recht gleichmäßig über Deutschland verteilt, sodass die Heizstäbe im Vergleich zu den PtG-Anlagen nicht gezielt die Stromüberschüsse der nördlichen Regionen nutzen können.

³Bei der gewählten Bewertung des Speichergases nach dem Preispfad „Mäßig“ der BMU-Leitstudie ist diese Annahme zutreffend.

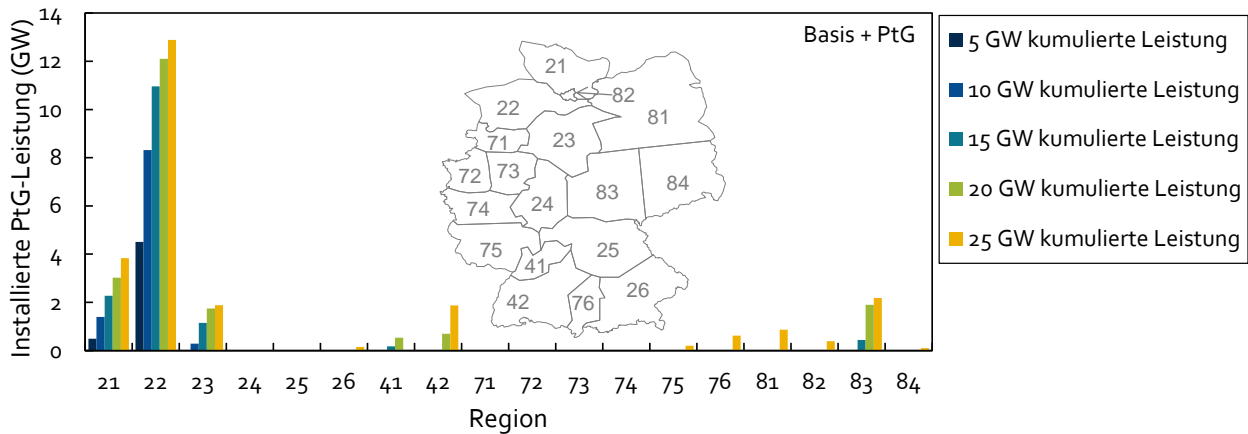
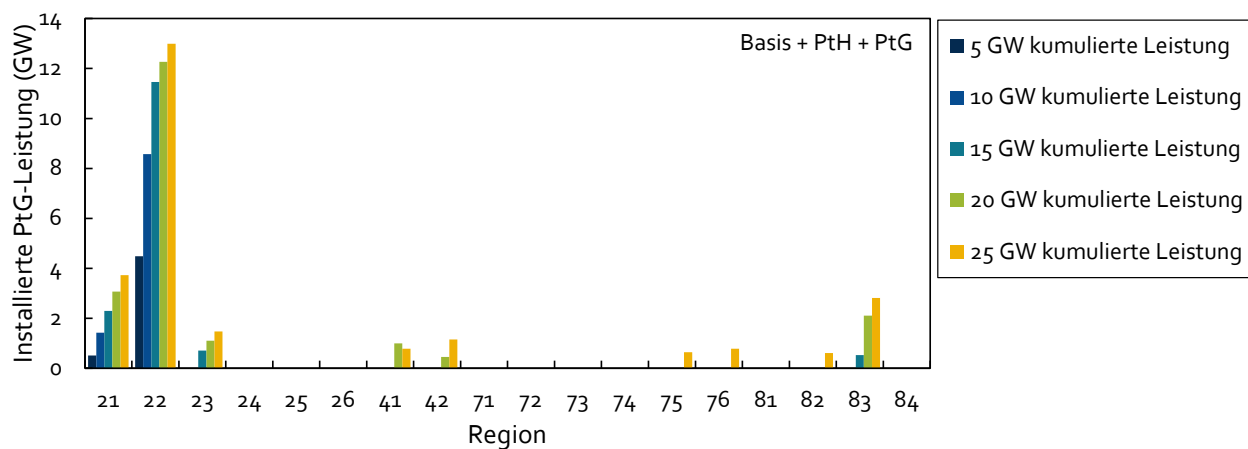
(a) Szenariovariante: *Netz_{opt}/Basis+PtG*(b) Szenariovariante: *Netz_{opt}/Basis+PtH+PtG*

Abbildung 4.9: Netzoptimierte räumliche Verteilung der PtG-Leistung

Weitere Kriterien eines räumlichen Zubaus

Neben den Standortfaktoren aus Sicht des Übertragungsnetzes zur Reduzierung des Transportbedarfs von Überschussstrom sowie zur Maximierung der Nutzung von netzbedingten Stromüberschüssen und zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs im Sinne eines Kosten-Nutzen-optimierten Übertragungsnetzausbaus gibt es einige weitere Faktoren, die eine Standortentscheidung beeinflussen können.

Für einen effizienten Anlagenbetrieb ist es z. B. entscheidend, ob am Standort eine hoch-konzentrierte (möglichst erneuerbare) CO₂-Quelle vorhanden ist (vergleiche auch Abschnitt 2.1.3.2), die ohne erhöhten Aufbereitungsaufwand für die Methanisierung genutzt werden kann, und ob sich am Standort weitere Synergien durch eine Verwertung der Methanisierungsabwärme oder eines Nutzungskonzeptes für den Sauerstoff ergeben können.

Für die Einspeise- und Absatzmöglichkeiten des Speichergases ist darüber hinaus die Nähe zu einem geeigneten Einspeisepunkt in das Erdgasnetz entscheidend. Insbesondere im Falle einer Wasserstoffeinspeisung müssen Grenzwerte eingehalten werden, was nur bei einer Einspeisung in Leitungen mit einem ganzjährig ausreichenden Gasdurchfluss gewährleistet werden kann (vergleiche auch Abschnitt 2.1.3.3).

Inwieweit Einflussfaktoren des Übertragungsnetzes eine bedeutende Rolle bei der Standortwahl für zukünftige PtG-Anlagen spielen sollten, hängt im Wesentlichen davon ab, welcher Systemnutzen

sich aus einer netzoptimalen räumlichen Verteilung ableiten lässt. Im Folgenden wird daher der Einfluss einer netzseitig optimierten räumlichen Verteilung aus Sicht des Gesamtsystems analysiert. In Abschnitt 5.1.3 im nächsten Kapitel werden darüber hinaus die betriebswirtschaftlichen Anreize eines netzdienlichen Betriebs diskutiert.

4.2.2 Mehrwert eines netzdienlichen PtG-Einsatzes

Während im vorherigen Abschnitt eine aus Netzsicht optimierte räumliche Anlagenverteilung bestimmt wurde, wird in diesem Abschnitt analysiert, in welchem Umfang sich allein durch diese optimierte Anlagenplatzierung ein volkswirtschaftlicher Mehrwert gegenüber einer gleichmäßigen Anlagenverteilung generieren lässt. Weiterhin wird untersucht, inwieweit zusätzlich ein netzkoordinierter PtG-Betrieb notwendig ist, um lokale Stromüberschüsse möglichst vollständig nutzen zu können. Für diese Analyse werden die in Tabelle 4.2 dargestellten Varianten miteinander verglichen.

Tabelle 4.2: Übersicht der Vergleichsrechnungen

| <i>Basis und Basis+PtH</i> in Kombination mit | <i>PtG_{opt}</i> | <i>PtG_{eq}</i> |
|--------------------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|
| <i>Markt</i> | <i>Markt / PtG_{opt}</i> | <i>Markt / PtG_{eq}</i> |
| <i>Netz</i> | <i>Netz / PtG_{opt}</i> | <i>Netz / PtG_{eq}</i> |

Die Berechnungsvarianten unterscheiden sich durch die räumliche Verteilung der modellierten PtG-Anlagen (*PtG_{opt}*: netzoptimierte Anlagenverteilung; *PtG_{eq}*: gleichmäßige Anlagenverteilung) sowie durch die Berechnung eines ausschließlich marktseitigen Anlageneinsatzes (*Markt*) oder eines netzkoordinierten Betriebs der disponiblen Energieanlagen (*Netz*). An einigen Stellen wird es als sinnvoll erachtet, zusätzlich zum Netzausbauzustand „optimal“, welcher bei den netzseitigen Rechnungen im Allgemeinen hinterlegt ist, das Übertragungsnetz entsprechend des Netzausbau-szenarios „gering“ zu verwenden. Dies wird dann explizit durch *Netz_{opt}* und *Netz_{gering}* gekennzeichnet. Analog zu dem bisherigen Vorgehen werden die genannten Berechnungsvarianten jeweils in Abhängigkeit der installierten PtG-Leistung sowie unter Berücksichtigung des Einflusses der zusätzlichen Ausgleichsoption PtH ausgewertet.

4.2.2.1 Verhältnis zwischen netz- und marktseitigem PtG-Betrieb

Zunächst werden die Strommengen, die in den verschiedenen Varianten durch die PtG-Technologie verwertet werden können, analysiert und verglichen. Auf diese Weise wird ermittelt, inwieweit die modellierten PtG-Anlagen zusätzlich zum marktseitigen Anlageneinsatz netzseitig betrieben werden.

Abbildung 4.10 stellt die durch PtG genutzten Strommengen in Abhängigkeit der installierten Leistung für die verschiedenen Sensitivitäten dar. Durch den Vergleich des marktseitigen PtG-Einsatzes (blaue Linie) und des netzseitigen Einsatzes bei optimaler PtG-Verteilung (grüne Linie) wird deutlich, dass sich der PtG-Einsatz, bezogen auf die in Summe genutzten Stromüberschüsse zwischen netz- und marktseitigem Einsatz, nur geringfügig unterscheidet. In den Simulationen ohne Berücksichtigung von PtH als zusätzlicher Ausgleichsoption erhöht der netzseitige Anlageneinsatz den PtG-Betrieb insgesamt um lediglich ca. 1%.

Bei den Sensitivitätsrechnungen mit Berücksichtigung der PtH-Option (gestrichelte Linien) ist die Differenz etwas ausgeprägter. Hier erhöht die netzseitige Anpassung den kumulierten Strombezug durch PtG um 9 bis 10% bezogen auf den marktseitigen Einsatz. Da die PtH-Heizstäbe im Szenario entsprechend des Wärmebedarfs der KWK-Kraftwerke recht gleichmäßig über Deutschland verteilt sind, induzieren diese eine räumlich verteilte Nutzung der Stromüberschüsse, was zu einem erhöhten Transportbedarf führt. Die Varianten mit PtH weisen daher leicht erhöhte Stromüberschüsse durch Netzengpässe auf, die im netzseitigen Anlageneinsatz von den optimal verteilten PtG-Anlagen zusätzlich genutzt werden können.

Der geringe Unterschied zwischen kumuliertem marktseitigen und kombiniertem markt- und netzseitigen PtG-Einsatz gilt, sofern ein gut ausgebautes Übertragungsnetz vorhanden ist. Wird dagegen ein verzögerter bzw. ein geringerer Netzausbau angenommen, so erhöhen sich die netzseitigen Überschüsse und damit auch die durch die netzoptimal verteilten PtG-Anlagen nutzbaren Strommengen (Einfluss exemplarisch für 10 GW PtG-Leistung in Abbildung 4.10 dargestellt).

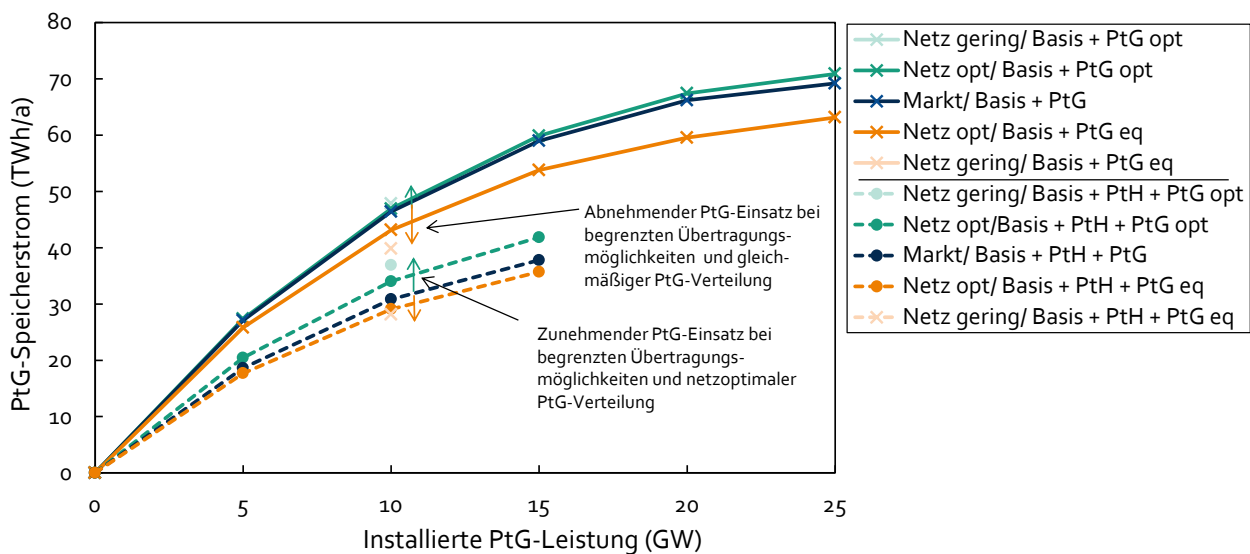


Abbildung 4.10: Strombezug durch PtG bei marktseitigem und netzseitigem Anlageneinsatz sowie bei netzoptimierter und gleichmäßiger Anlagenverteilung

Zusätzlich hängt der netzseitige Einsatz stark von der räumlichen Verteilung der PtG-Anlagen ab. Bei gleichmäßiger räumlicher Verteilung der PtG-Anlagen über die 18 Netzregionen wird der Strombezug der PtG-Anlagen durch einen kombinierten netzseitigen Einsatz nicht erhöht, sondern verringert. Bei Anwendung der räumlich gleichmäßigen Anlagenverteilung können im Gegensatz zur netzoptimalen Verteilung bei gleicher kumulierter PtG-Leistung einige TWh weniger Strom gespeichert werden (z. B. 4 bis 5 TWh bei einer installierten PtG-Leistung von 10 GW sowie bei Annahme des Netzausbauzustands „optimal“). Das unterstellte Übertragungsnetz ermöglicht zwar einen umfassenden Stromtransport innerhalb Deutschlands, wurde jedoch nicht auf den Transport sämtlicher Stromüberschüsse ausgelegt. Daher können bei Unterstellung der gleichmäßigen PtG-Verteilung die überschüssigen Strommengen nicht zu allen Zeiten zu den ungünstiger platzierten PtG-Anlagen transportiert werden, sodass deren Einsatzbereich sowohl gegenüber einem netzseitigen Einsatz bei optimierter PtG-Verteilung, als auch gegenüber dem ausschließlich marktseitigen Einsatz abnimmt.

Im 63%-EE-Szenario, in welchem ein verzögerter Netzausbau einen besonders hohen Einfluss auf die zu erwartenden Stromüberschüsse des Systems hat (vergleiche Analyse des Ausgleichsbedarfs in Kapitel 3), stellt sich die netzseitige Analyse des PtG-Einsatzes wie folgt dar. Deutschlandweite, d. h. marktseitige Stromüberschüsse treten im betrachteten 63%-EE-Szenario kaum auf,

weshalb durch einen marktseitigen PtG-Betrieb (unter Annahme der in Abschnitt 2.2.4 zusammengestellten Parameter) bei einer unterstellten PtG-Leistung von 2 GW lediglich knapp eine TWh Strom gespeichert würde (siehe Abbildung 4.11). Da die Stromüberschüsse bei verzögertem Netzausbau im 63%-EE-Szenario jedoch stark zunehmen, übersteigt der netzseitige PtG-Einsatz den allein marktseitigen Speicherbetrieb, anders als bei den zuvor betrachteten Rechnungen für das 85%-EE-Szenario, hier deutlich. Aus Sicht des Stromsektors wird ein Einsatz von PtG-Anlagen im 63%-EE-Szenario nur bei deutlich verzögertem Netzausbau und damit insbesondere netzseitig interessant. Aus dieser Perspektive ist im betrachteten 63%-EE-Szenario eine netzgetriebene räumliche Verteilung der PtG-Anlagen, die eine Nutzung der netzbedingten Stromüberschüsse erst möglich macht, essenziell. Der höchste PtG-Einsatz wird im Fall $Netz_{gering}/Basis+PtG_{opt}$ erreicht. Hier liegen die VLS des PtG-Einsatzes bei 1.800 h/a.

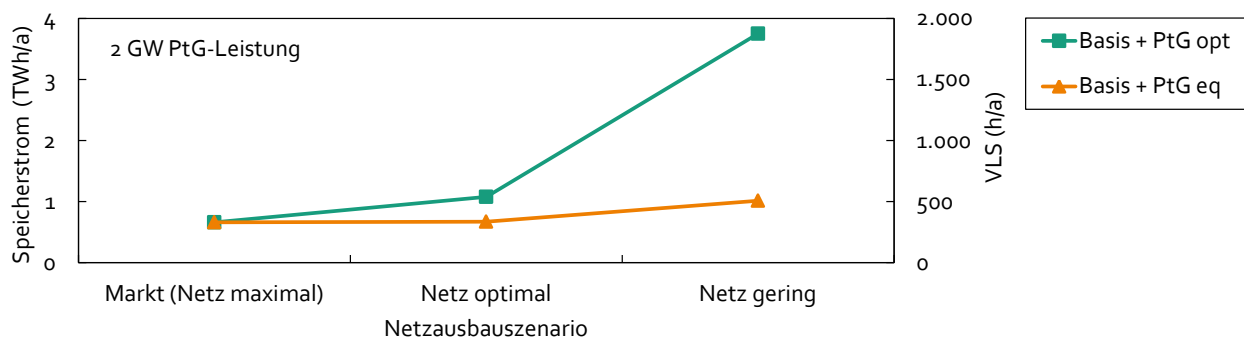


Abbildung 4.11: Strommengen für den Einsatz von 2 GW PtG-Leistung im 63%-EE-Szenario zur Verwertung von Stromüberschüssen

Bei einer überschlägigen Nutzen-Kosten-Analyse des PtG-Einsatzes im 63%-EE-Szenario ergibt sich für den günstigsten Fall ($Netz_{gering}/Basis+PtG_{opt}$) ein Nutzen anhand des Wertes des erzeugten Speichergases von etwa 86 Mio. €/a (der Gaswert „Mäßig“ im 63%-EE-Szenario beträgt 39,80 €/MWh). Im Verhältnis zu den in diesem Fall unterstellten Anlagenkosten von 1.000 €/kW (fixe jährliche Kosten von 118 €/(kW a)), woraus für die angenommene installierte PtG-Leistung jährliche Kosten von 236 Mio. €/a resultieren, kann aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten kein positives Nutzen-Kosten-Verhältnis erzielt werden. Aus Sicht der Gesamtkosten der Stromversorgung kann daher bei dem hier unterstellten EE-Ausbau keine beschleunigte Einführung von PtG empfohlen werden. Allerdings wird zur Weiterentwicklung und Erprobung der Technologie ein gewisser Ausbaupfad benötigt. Nur durch den Bau und Betrieb weiterer Anlagen können z. B. Lernkurven durchschritten werden, die zu den geringeren Anlagenkosten, die für das 85%-EE-Szenario angenommen wurden, führen. Unter diesem Gesichtspunkt ist es durchaus anzustreben, prädestinierte Standorte im Zusammenhang mit Netzengpässen in der Übergangszeit für eine zielgerichtete Erprobung der Technologie zu nutzen (vgl. auch Abschnitt 5.2.2).

4.2.2.2 PtG-Einsatz je Region

Während im vorherigen Abschnitt der PtG-Einsatz kumuliert über alle Anlagen und in Summe über ein Jahr betrachtet wurde, wird der Vergleich zwischen markt- und netzseitigem PtG-Einsatz nun in stündlicher Auflösung sowie separat für jede modellierte Netzregion analysiert. Hierdurch lassen sich die Effekte des netzseitigen PtG-Einsatzes detaillierter darstellen (siehe Abbildung 4.12 und 4.13).

Anhand des jeweils dargestellten Vergleichs aus marktseitigem PtG-Einsatz sowie der notwendigen netzseitigen Anpassungen wird ersichtlich, dass ein netzoptimierter PtG-Einsatz regional

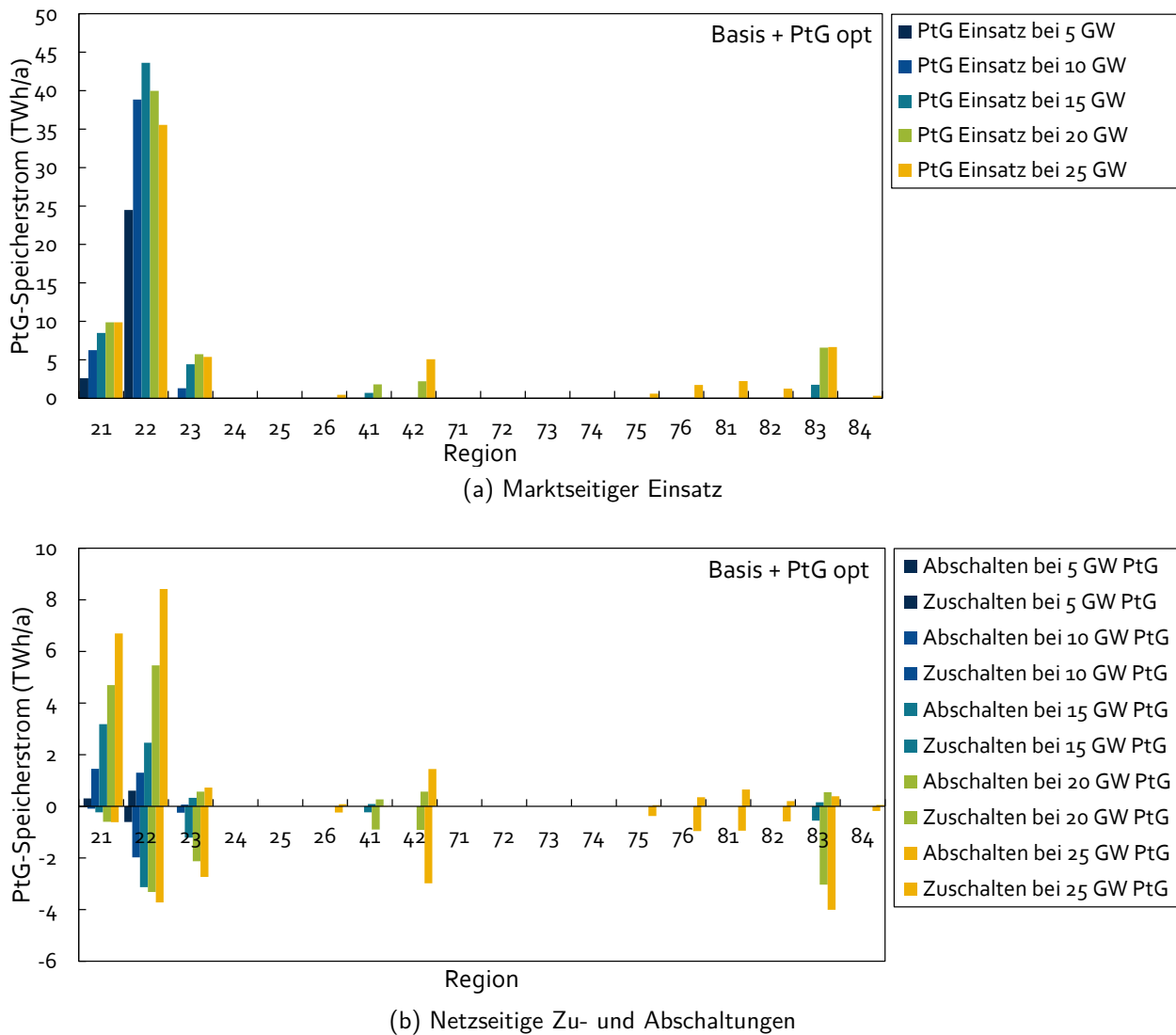


Abbildung 4.12: PtG-Einsatz bei optimaler PtG-Anlagenverteilung ($Netz_{opt}/Basis+PtG_{opt}$)

durchaus deutliche Unterschiede gegenüber einem marktseitigen Anlageneinsatz aufweist, obwohl der netzseitige PtG-Einsatz in Summe kaum Einfluss auf die durch PtG genutzten Strommengen hat.

Unter der Annahme, dass alle PtG-Anlagen einheitliche Grenzkosten haben und damit unter gleichen Bedingungen am Markt teilnehmen, werden die PtG-Anlagen im marktseitigen Einsatz in Summe so eingesetzt, dass sich unabhängig vom Standort nahezu gleiche VLS ergeben. Der je Region von der PtG-Technologie genutzte Einspeicherstrom teilt sich damit annähernd proportional zur Verteilung der installierten Leistungen auf die Regionen auf. Besonders deutlich wird dies in der Variante $Netz_{opt}/PtG_{eq}$, in der für alle Regionen die gleiche installierte PtG-Leistung angenommen wird. Hier im marktseitigen Einsatz werden standortunabhängig annähernd die gleiche Strommenge durch PtG verwertet (Abbildung 4.13 (a)), wodurch sich ebenfalls vergleichbare VLS je Region ergeben.

Bei Berücksichtigung der Übertragungskapazitäten des Stromnetzes sind jedoch nicht alle PtG-Standorte gleichermaßen zur Verwertung der Überschüsse geeignet. Demzufolge treten gegenüber dem marktseitigen Anlageneinsatz Abweichungen auf. Dies wird anhand der Abschaltung von PtG-Anlagen im netzseitigen Einsatz (dargestellt durch negative Werte) sowie der Zuschaltungen (positive Werte) im Vergleich zum marktseitigen Anlagenbetrieb deutlich (Abbildung 4.13 (b)).

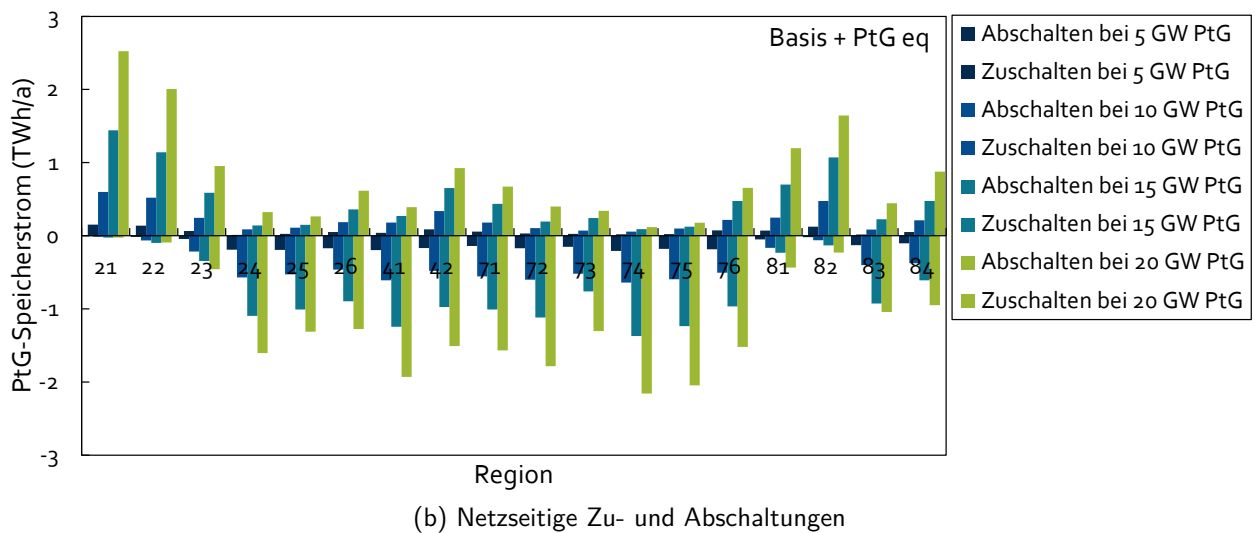
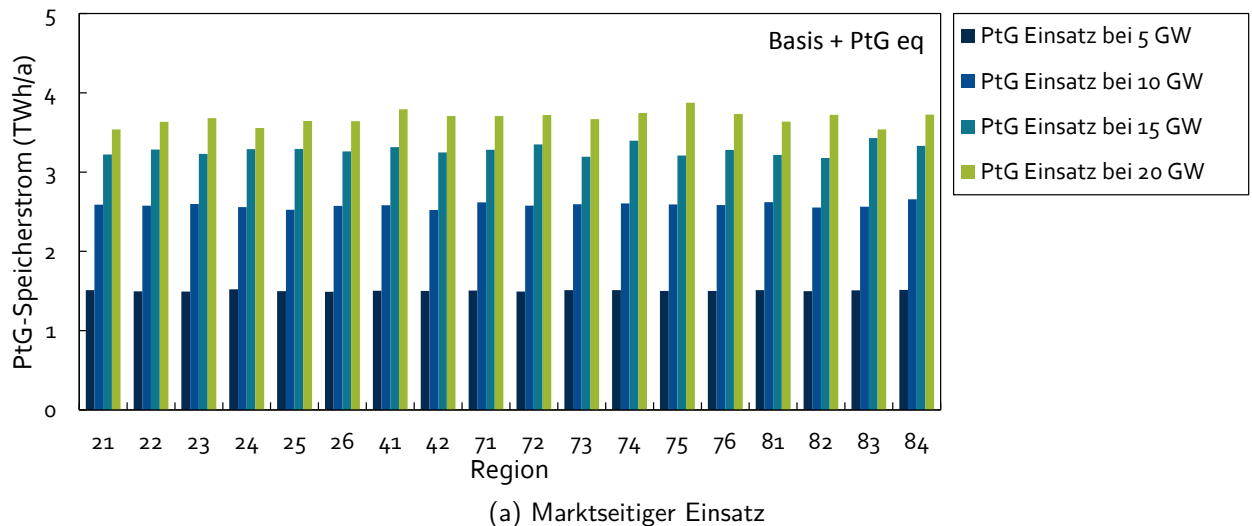


Abbildung 4.13: PtG-Einsatz bei gleichmäßiger PtG-Anlagenverteilung ($Netz_{opt}/Basis+PtG_{eq}$)

Bei Annahme der netzoptimierten Anlagenverteilung werden PtG-Anlagen in den beiden Nordregionen (21/22) vermehrt zugeschaltet, da diese in vielen Fällen Ausgangspunkt der Stromüberschüsse sind. Zeitgleich kommt es insbesondere in Regionen 23, 42 und 83 vermehrt zu Abschaltungen. Die PtG-Anlagen in diesen Regionen werden zwar marktseitig eingesetzt, netzseitig können die Stromüberschüsse zu den entsprechenden Zeitpunkten jedoch nicht bzw. nur mit erhöhten Übertragungsverlusten in diese Regionen transportiert werden, sodass deren Betriebszeiten im netzoptimierten Einsatz reduziert werden. Insgesamt gleichen sich Zu- und Abschaltungen jedoch annähernd aus, sodass sich die in Summe durch PtG verwerteten Stromüberschüsse durch den netzseitigen Einsatz nur geringfügig verändern.

Bei Annahme der gleichmäßigen PtG-Verteilung werden in den fünf nördlichsten Regionen (21, 22, 23, 81 und 82) PtG-Anlagen vermehrt zugeschaltet, während es in allen südlicheren Regionen vermehrt zu Abschaltungen kommt. Hier übersteigt die Summe der Abschaltungen die möglichen Zuschaltungen günstiger platzierter PtG-Anlagen, sodass der Anwendungsbereich der gleichmäßig verteilten PtG-Anlagen in Summe geringer ausfällt.

Bei dieser differenzierten Sichtweise wird deutlich, dass sich die netzseitigen Anpassungen des PtG-Einsatzes, insbesondere bei Annahme einer gleichmäßigen Anlagenverteilung sowie bei steigender PtG-Leistung, häufen. Für eine installierte PtG-Leistung von 10 GW betragen die Zuschal-

tungen bei gleichmäßiger PtG-Verteilung 4,0 TWh (9% bezogen auf den marktseitigen Einsatz) und die Abschaltungen 7,4 TWh. Bei einer netzoptimierten Anlagenverteilung mit gleicher Leistung treten 2,8 TWh PtG-Zuschaltungen (6%) und 2,3 TWh Abschaltungen auf. Somit können einige Standorte von einem netzoptimierten Einsatz profitieren, während an anderen Standorten die Einsatzzeiten zurückgehen. Die hiermit verknüpften betriebswirtschaftlichen Konsequenzen für PtG-Anlagen an verschiedenen Standorten werden in Abschnitt 5.1.3 genauer betrachtet. Im Folgenden werden jedoch zunächst die Rückwirkungen des netzkonformen Anlageneinsatzes auf die variablen Kosten des Gesamtsystems analysiert.

4.2.2.3 Kosten für den netzkonformen Anlageneinsatz

Ergänzend zu den unterschiedlichen Möglichkeiten zur Verwertung von Stromüberschüssen im netzseitigen PtG-Einsatz stellt sich die Frage, welche Rückwirkung die räumliche Verteilung der PtG-Anlagen auf die Kosten des Energiesystems hat. Hierfür wird erneut der ausschließlich marktseitige mit dem kombinierten netzseitigen Anlageneinsatz verglichen. Dabei muss zunächst berücksichtigt werden, dass nur der netzkoordinierte Anlageneinsatz sicher zu einem gültigen Systemzustand führt. Unterscheiden sich markt- und netzseitiger Anlageneinsatz, so weist der zugehörige marktseitige Einsatz Netzengpässe auf, die in der Praxis durch ein nachträgliches Eingreifen des Übertragungsnetzbetreibers in das Marktergebnis gelöst werden. Da zur Erfüllung der zusätzlichen technischen Randbedingungen des Übertragungsnetzes eine Abweichung vom kostenoptimalen Anlageneinsatz hervorgerufen wird, sind die variablen Kosten des Systems für den allein marktseitigen Anlageneinsatz stets kleiner bzw. gleich den variablen Kosten eines netzkoordinierten Anlageneinsatzes. Die Kostendifferenz zwischen markt- und netzseitigem Anlageneinsatz bildet somit eine Grundlage zur Abschätzung der Kosten, die durch eine Anpassung der Erzeugungs- bzw. Speicherleistungen zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs entstehen. Unter der Annahme, dass alle modellierten Erzeuger (auch die nicht disponiblen EE-Anlagen) und Speicher dem ÜNB über einen kostenbasierten Redispatch für den netzkoordinierten Anlageneinsatz zur Verfügung stehen, wird hierdurch eine Abschätzung der Redispatchkosten vorgenommen. Um diese Zusammenhänge genauer nachvollziehen zu können, werden im Folgenden kurz die Grundzüge des in Deutschland angewendeten kostenbasierten Redispatches erläutert.

Grundzüge des kostenbasierten Redispatches

Im Rahmen des Redispatches ordnet der ÜNB an, die Erzeugungsleistung von ausgewählten Kraftwerken und Speichern anzupassen, um auf diese Weise einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Alle Erzeugungsanlagen und Speicher, die heute eine disponible Netto-Nennwirkleistung von mindestens 50 MW aufweisen (alle Anlagen eines Betreibers, die am gleichen Netzanschlusspunkt angeschlossen sind, werden hierbei zusammengerechnet) und mindestens in die 110 kV-Netzebene einspeisen, sind dazu verpflichtet, sich für den Redispatch zur Verfügung zu stellen [102]. Die im Rahmen des Redispatches zur Verfügung stehenden Anlagen werden im Bedarfsfall entsprechend dem „Quotient[en] aus Netz stützender Wirkung und der für die Anpassung der Wirkleistungseinspeisung zu entrichtenden Vergütung [...] [ausgewählt, sodass eine] Minimierung der Auswirkungen für die Betreiber von Erzeugungsanlagen und Speichern und zudem die Kosteneffizienz von Maßnahmen zur Wirkleistungsanpassung“ [102, S. 43] gewährleistet sind.

Die Vergütung des in Deutschland angewendeten kostenbasierten Redispatches orientiert sich an den tatsächlich anfallenden bzw. eingesparten Aufwendungen einer Anlage [103, S. 2]. Da der Redispatch ein Eingriff in den Markt ist, soll dieser keinesfalls zu zusätzlichen Gewinnen

führen, sondern ausschließlich einen Aufwandsersatz gewährleisten [103, S. 11]. „Marktprämien, Gewinnzuschläge und Opportunitäten sind [daher] nicht zu vergüten“ [103, S. 2].

Demnach erhält ein Kraftwerk, welches im Rahmen des Redispatches seine Erzeugungsleistung erhöht, die Aufwendungen für den zusätzlichen Betrieb vergütet. Ein Kraftwerk dagegen, für welches eine Reduzierung der Erzeugungsleistung angefordert wird, muss z. B. den Gegenwert der hierdurch eingesparten Brennstoffkosten an den ÜNB bezahlen [103, S. 13ff].

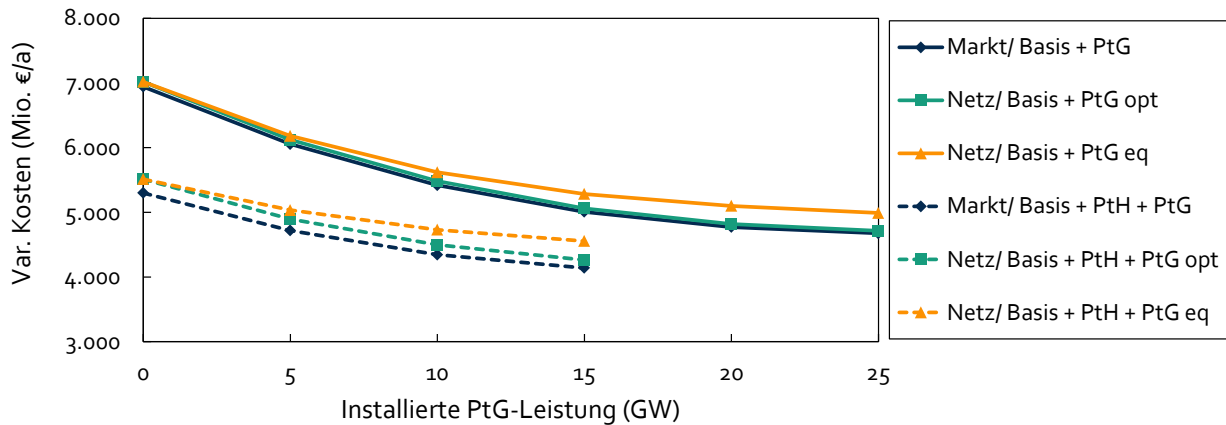
Wird dieses Prinzip auf einen möglichen Einsatz von PtG-Anlagen im Rahmen des kostenbasierten Redispatches übertragen, so müsste eine PtG-Anlage, die im Redispatch zugeschaltet wird, einen festgelegten Wert für das Speichergas, welches sie durch den zusätzlichen netzseitigen Betrieb erzeugt, abzüglich der sonstigen variablen Betriebskosten an den ÜNB bezahlen. Wird eine PtG-Anlage im Redispatch abgeschaltet, so würde sie entsprechend den Wert für die entgangene Gasproduktion abzüglich der eingesparten Betriebskosten vom ÜNB erhalten.⁴

Abschätzung der Redispatchkosten unter Einfluss der PtG-Technologie

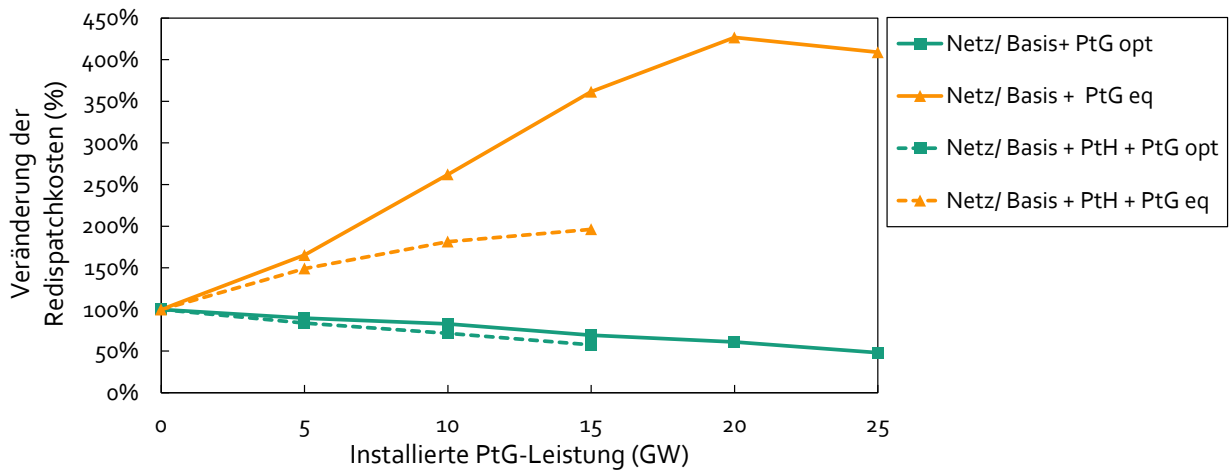
Abbildung 4.14 (a) stellt die variablen Kosten des Systems für den markt- und netzseitigen Einsatz bei Berücksichtigung des Übertragungsnetzzenarios $Netz_{opt}$ in Abhängigkeit der installierten PtG-Leistung dar. Wie bereits für den marktseitigen Einsatz in Kapitel 4.1.2.1 dargestellt, nehmen die variablen Kosten des Systems mit steigender PtG-Leistung ab, da in größerem Umfang Stromüberschüsse genutzt werden können. Für eine Abschätzung der Redispatchkosten ist dieser absolute Einfluss auf die Kosten jedoch nicht von Bedeutung. Vielmehr gilt es, wie oben erläutert, die Kostenunterschiede zwischen markt- und netzseitigem Einsatz zu analysieren. Im Falle einer netzoptimalen räumlichen Verteilung der PtG-Technologie sind die variablen Kosten des netzkonformen Anlageneinsatzes geringfügig höher als die des marktseitigen Einsatzes. Bei der unterstellten gleichmäßigen PtG-Verteilung liegen diese mit zunehmender PtG-Leistung deutlich darüber.

Die relative Kostendifferenz zwischen markt- und netzseitigem Anlageneinsatz ist explizit in Abbildung 4.14 (b) dargestellt. Dabei wird die Entwicklung der Redispatchkosten mit zunehmender PtG-Leistung der verschiedenen Varianten im Verhältnis zur jeweiligen Ausgangsrechnung ohne PtG-Anlagen ($P_{PtG} = 0$) aufgezeigt. Die Redispatchkosten im Ausgangspunkt beinhalten einen Redispatch zwischen disponiblen Anlagen an unterschiedlichen Standorten, wobei durch die netzbedingte Leistungsreduzierung eines kostengünstigeren disponiblen Kraftwerks und die gleichzeitige Leistungserhöhung eines in der Regel teureren Kraftwerks zur Wiederherstellung der Gesamtbilanz aus Erzeugung und Verbrauch zusätzliche Stromerzeugungskosten entstehen. Führt die Einspeisung erneuerbarer, nicht disponibler Stromerzeuger zu einem Netzengpass, so wird hier angenommen, dass diese ebenfalls im Zuge des Redispatches heruntergeregelt und gleichzeitig durch eine disponible Ersatzerzeugung kompensiert wird. Durch eine Leistungsreduzierung der nicht disponiblen Stromeinspeiser können jedoch im Allgemeinen kaum Betriebskosten eingespart werden, sodass die Kosten für die Ersatzerzeugung um so stärker ins Gewicht fallen. Diese Mehrkosten für einen netzkonformen Anlagenbetrieb werden im Ausgangspunkt ($P_{PtG} = 0$) zu 100% gesetzt.

⁴Hierbei handelt sich um eine idealisierte bzw. zukünftige Annahme, denn heute stehen i. d. R. nur Anlagen größer 50 MW im Redispatch zur Verfügung. Die aktuellen Ausführungen für den Einsatz von Speichern im Rahmen des Redispatches beziehen sich weiterhin nur auf eine Anpassung der Ausspeicherleistung (Leistungserhöhung oder -reduzierung) und auf eine Erhöhung der Einspeicherleistung. Eine Reduzierung der Einspeicherleistung wird aktuell im Rahmen des Redispatches nicht genauer erläutert. Stattdessen wird auf die Regelung für abschaltbare Lasten verwiesen. [103]



(a) Variable Kosten des Systems



(b) Redispatchkosten

Abbildung 4.14: Kosten des netzkonformen Anlageneinsatzes

Der Einfluss der PtG-Anlagen auf die Kosten für einen netzkonformen Anlageneinsatz wird im Folgenden entsprechend des übertragenen Prinzips des kostenbasierten Redispatches genauer erläutert.

Im Falle der optimalen PtG-Verteilung nehmen die zu erwartenden Redispatchkosten mit zunehmender PtG-Leistung leicht ab (siehe Abbildung 4.14 (b), grüne Kurven), da die netzbedingten Stromüberschüsse in erhöhtem Umfang durch die zusätzlichen PtG-Anlagen genutzt werden können. Hierdurch entsteht ein Gegenwert (im Ausgangspunkt ohne PtG wurden diese Strommengen ohne Nutzung abgeregelt), der die Redispatchkosten verringert. Wie in Abbildung 4.12 (b) aufgezeigt wurde, findet außerdem ein Redispatch zwischen unterschiedlich platzierten PtG-Anlagen statt. Ein solcher Redispatch, der durch die Anpassung zweier PtG-Anlagen vor und hinter dem Engpass realisiert werden kann, findet für das System kostenneutral statt, da zu zahlende und zu erstattende Aufwendungen von und an PtG-Anlagen in gleicher Höhe anfallen.

Bei Annahme der gleichmäßigen PtG-Verteilung steigt die Kostendifferenz zwischen markt- und netzkonformen Anlageneinsatz bis zu einer PtG-Leistung von ca. 20 GW deutlich an (siehe Abbildung 4.14 (b), orangene Kurven). Während die PtG-Anlagen marktseitig uneingeschränkt eingesetzt werden können, werden die Anlagen in den südlichen Regionen im Redispatch vermehrt abgeschaltet und können nicht im gleichen Umfang an anderer Stelle zugeschaltet werden, sodass den südlich platzierten Anlagen ein Einnahmefall durch eine geringere Gaserzeugung entsteht. Im Rahmen des kostenbasierten Redispatches würde der Einnahmefall durch einen

festgelegten Speichergaswert abzüglich der sonstigen variablen Betriebskosten durch den ÜNB kompensiert, wodurch die Redispatchkosten des Systems ansteigen. Im Gegensatz zur optimalen PtG-Verteilung, bei welcher diese Kompensationszahlungen durch zusätzliche Einnahmen einer zeitgleich zugeschalteten PtG-Anlage ausgeglichen werden, steht einem Teil der im Redispatch abgeschalteten PtG-Anlagen eine Abregelung von erneuerbarer Stromerzeugung gegenüber.

Bei der Szenariovariante mit PtH als zusätzlicher Ausgleichsoption fällt die relative Änderung der Redispatchkosten bei gleichmäßiger PtG-Verteilung deutlich geringer aus. In absoluten Zahlen ist der Redispatchbedarf bei Einsatz der PtH-Option jedoch schon in der Ausgangsrechnung höher, da die Heizstäbe für die Szenariosimulation nicht netzoptimal, sondern entsprechend der Wärmesenken verteilt wurden, wodurch die Netzbelastung in diesen Varianten generell höher ausfällt. Somit ist zwar der relative Einfluss der PtG-Option auf die Redispatchkosten bei dieser Sensitivität geringer, absolut betrachtet liegen die Auswirkungen des PtG-Einsatzes jedoch in der gleichen Größenordnung.

Insgesamt wird deutlich, dass die PtG-Anlagen nur bei optimaler räumlicher Verteilung ihren vollen Nutzen entfalten können. Allerdings fallen der erhöhte Redispatchbedarf bzw. die erhöhten Redispatchkosten bei netzseitig ungünstiger Platzierung der PtG-Anlagen nur an, da der Netzausbau nicht auf einen vollständigen Transport der Stromüberschüsse ausgelegt wurde. Theoretisch kann die Notwendigkeit eines netzseitigen Eingriffs in den Anlageneinsatz daher auch über einen weiteren Netzausbau reduziert werden. Dies ermöglicht eine ortsunabhängige Energiespeicherung, kann jedoch die Kosten für den PtG-Ausbau nicht einsparen, da ohnehin nahezu ausschließlich marktseitige Stromüberschüsse eingespeichert werden, deren zeitlicher Ausgleichsbedarf, trotz Erhöhung der räumlichen Ausgleichsmöglichkeiten innerhalb des gewählten deutschlandweiten Bilanzrahmens, bestehen bleibt. Vor diesem Hintergrund stellt eine netzseitig optimierte Platzierung von PtG-Anlagen eine sehr effiziente Möglichkeit dar, den zeitlichen Ausgleichsbedarf zu bedienen und dabei gleichzeitig die Notwendigkeit für zusätzliche Stromtransporte zu reduzieren.

4.2.3 Schlussfolgerungen zur Bedeutung des netzseitigen PtG-Einsatzes

Auf Basis der vorangegangenen Analysen zur Ermittlung der Bedeutung eines netzdienlichen PtG-Einsatzes gegenüber einem ausschließlich marktseitigen Betrieb der PtG-Anlagen können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden.

Unter der Annahme eines an die Versorgungsaufgabe angepassten Übertragungsnetzes⁵, welches für eine effiziente Energieversorgung anzustreben ist, erhöht der netzseitige PtG-Einsatz die Strommengen, die insgesamt durch die PtG-Technologie genutzt werden, kaum. Eine umfangreiche Speicherung der marktseitigen Stromüberschüsse ist physikalisch allerdings nur dann möglich, wenn die PtG-Anlagen nach Gesichtspunkten der EE-Einspeisung und der Übertragungskapazitäten des Netzes günstig platziert werden. Werden PtG-Anlagen dagegen weit entfernt von den anfallenden Stromüberschüssen platziert, so können die Speicherstrommengen mit dem vorhandenen Netz nicht vollständig zu den weiter entfernten PtG-Anlagen transportiert werden, sodass ein zusätzlicher Netzausbau für den Transport des Speicherstromes zielführend ist.

Darüber hinaus haben die Simulationen gezeigt, dass eine netzseitig optimierte Platzierung alleine noch keinen netzdienlichen Einsatz der Anlagen bewirkt. In vielen Fällen ist es notwendig, den

⁵Das hinterlegte Übertragungsnetz im Netzausbauzustand „optimal“ ermöglicht einen nahezu vollständigen Transport der Stromeinspeisungen, die zur Versorgung der regional eingesetzten Lasten notwendig sind. Es ist jedoch nicht auf eine Übertragung der darüber hinaus anfallenden marktseitigen (deutschlandweiten) Stromüberschüsse ausgelegt.

PtG-Einsatz im Anschluss an das Marktergebnis z. B. im Rahmen des Redispatches an die Bedürfnisse des Übertragungsnetzes anzupassen. Allerdings ermöglicht die netzoptimale räumliche Verteilung, dass ein Redispatch zwischen verschiedenen PtG-Anlagen so umgesetzt werden kann, dass die marktseitigen Stromüberschüsse physikalisch zu den PtG-Anlagen transportiert werden können. Unter diesen Bedingungen gleichen sich Zu- und Abschaltungen zwischen unterschiedlichen PtG-Anlagen aus, sodass die Redispatchkosten des Systems bei steigender PtG-Leistung konstant bleiben bzw. leicht gesenkt werden können. Bei einer ungünstigen PtG-Verteilung überwiegen die netzseitigen Abschaltungen von PtG-Anlagen. In einigen Fällen muss dann ein netzseitiges Abschalten einer PtG-Anlage durch eine Abregelung erneuerbarer Stromeinspeisung an einer anderen Stelle kompensiert werden. Hierdurch entstehen Kosten für das Gesamtsystem, die zu steigenden Redispatchkosten bei einer netzseitig ungünstigen Platzierung von PtG-Anlagen führen können.

Bei der unterstellten räumlichen Verteilung der EE-Einspeisung des betrachteten 85%-EE-Szenarios erfolgt der netzoptimale Zubau von PtG-Anlagen bis zu einer Leistung von 10 GW insbesondere in den Regionen an Nord- und Ostsee. Diese räumliche Verteilung steht insbesondere in Verbindung mit der konzentrierten Einspeisung der Offshore-Strommengen, die zusammen mit der hohen Windenergiedichte an Land in diesen Regionen zu den deutlichen Stromüberschüssen führen. Es ist zu erwarten, dass in einem stärker dezentral ausgelegten EE-Zubauszenario sowie bei Hinzunahme weiterer Kriterien für die Standortwahl von PtG-Anlagen, z. B. die Nutzung von Synergieeffekten bei der CO₂-Beschaffung, einer Abwärmenutzung oder der Nähe zum Gasnetz, eine räumlich optimierte Anlagenverteilung durchaus großräumiger verteilt ausfallen kann. Unabhängig von dem genauen Szenario können die PtG-Anlagen jedoch nur bei einer an die Gegebenheiten des Szenarios angepassten räumlichen Verteilung sowie der Möglichkeit eines netzkoordinierten Betriebs ihren vollen Nutzen entfalten.

4.3 Freiheitsgrade durch die Gasnetzinfrastuktur

PtG-Energiespeicher mit Einspeisung des Speichergases in das Erdgasnetz unterscheiden sich von typischen Stromspeichern, wie Pump- oder Druckluftspeichern, unter anderem dadurch, dass sie die gespeicherte Energie nicht nur zeitlich verlagern können, sondern über die vorhandene Gasnetzinfrastuktur zusätzlich ein räumlicher Energietransport möglich ist (siehe auch Abschnitt 2.1.3). Hierdurch kann der Ort der Einspeicherung weitestgehend unabhängig vom Ort der späteren Nutzung des Speichergases gewählt werden. Der universelle chemische Energieträger „Speichergas“ kann zudem in verschiedensten Sektoren eingesetzt werden (vergleiche Abschnitt 2.1.3.4), wodurch sich zusätzliche Freiheitsgrade für die Optimierung des Systems ergeben. Deren Einfluss soll im Folgenden explizit aufgezeigt werden.

4.3.1 Einsatzcharakteristik des Speichergases im Stromsektor

Bisher wurde die PtG-Technologie stets verwendungsoffen für den Konvertierungsschritt von Strom zu Gas betrachtet. Unabhängig von der späteren Verwendung des Speichergases wurde jeder erzeugten kWh Gas ein fixer Wert zugewiesen, durch welchen das System einen Anreiz hat, Stromüberschüsse für die Erzeugung von Speichergas zu nutzen (vgl. auch Abschnitt 2.2.4.1). In diesem Abschnitt wird nun exemplarisch eine Nutzung des Speichergases für die Rückverstromung in gasbetriebenen Kraftwerken unterstellt, wofür auf die zweite Modellierungsvariante von PtG als Strom-zu-Strom-Langzeitspeicher zurückgegriffen wird (vgl. Abschnitt 2.2.4.2). Hierbei werden die PtG-Anlagen über einen Gasspeicher, welcher das Erdgasnetz repräsentiert, mit einem

GuD-Kraftwerk je Region verknüpft. Der modellierte Gasspeicher lässt einen uneingeschränkten räumlichen Transport des Speichergases zu, sodass Ein- und Ausspeicherung räumlich unabhängig voneinander erfolgen können. Um die für PtG als Stromspeicher zu erwartenden typischen langfristigen Speicherzyklen abbilden zu können, wird für die explizite Modellierung keine kurzfristige rollierende Planung sondern eine geschlossene Optimierung eines Jahres angewendet (Details zur Modellierung siehe Abschnitt 2.2.4.2). Weiterhin wird das Regionen-Netzmodell entsprechend des Netzausbauzustands $Netz_{opt}$ eingebunden, sodass durch die Optimierung ein netzkoordinierter Anlageneinsatz, sowohl für die PtG-Anlagen als auch für die Stromerzeugungsanlagen, erfolgt (siehe auch Abschnitt 2.2.3 und 3.4.1). Auf Basis dieser expliziten Betrachtung der Nutzung des Speichergases für die Back-up-Stromerzeugung lassen sich neben der bereits analysierten räumlichen und zeitlichen Einspeichercharakteristik durch PtG auch bevorzugte Strombedarfszeitpunkte und -regionen sowie der Verlauf des Speicherfüllstands ermitteln.

Die Einspeichercharakteristik der PtG-Technologie bleibt von der veränderten Modellierung der PtG-Anlagen unbeeinflusst und beschränkt sich weiterhin auf die Zeitpunkte mit erhöhten Stromüberschüssen. Räumlich gesehen liegen diese insbesondere in den beiden nördlichen Regionen, in welchen fast die gesamte netzoptimal verteilte PtG-Leistung (bei 10 GW kumulierter Leistung) platziert wird (vergleiche Abschnitt 4.2.1.2). Wird dem System in allen Regionen ausreichend Ausspeicherleistung zur Verfügung gestellt, so ergibt sich die in Abbildung 4.15 (a) dargestellte räumliche Verteilung für die Nutzung des Speichergases. Eine Rückverstromung des Speichergases zur Spitzenlastdeckung findet für das gewählte Szenario damit idealerweise räumlich verteilt über Deutschland statt. Da in dieser Rechnung für die Rückverstromung GuD-Kraftwerke unterstellt wurden, konnte die Optimierung die räumliche Verteilung alleine auf Basis des zusätzlichen Strombedarfs in den jeweiligen Regionen vornehmen. Bei einer Rückverstromung in KWK-Kraftwerken und BHKW müssen zusätzlich Kriterien des regionalen Wärmebedarfs einbezogen werden, die entsprechend der Kraftwerksstandorte ein verändertes Bild generieren würden. Die Grundtendenz eines räumlich verteilten und entfernt von den bevorzugten Einspeicherstandorten entstehenden Bedarfs nach Speichergas bleibt jedoch bestehen.

Eine solche räumliche Verteilung der Ein- und Ausspeicherung ist lediglich über PtG möglich und kann nicht durch typische ortsfeste Speicher realisiert werden. Technisch gesehen könnte jedoch auch eine Nutzung des Speichergases an den Einspeicherstandorten erfolgen. Die typischen Überschussregionen verfügen für eine möglichst vollständige Nutzung der dort eingespeisten EE-Strommengen in der Regel über hohe Kuppelkapazitäten zu den benachbarten Regionen, sodass die Ausspeicherung auch unter Annahme von ortsfesten Speichern in vollem Umfang erfolgen kann. Hierdurch würden jedoch der Übertragungsaufwand sowie die Verluste im Stromnetz erhöht. Außerdem werden die Nutzungsoptionen des Speichergases bei ortsfesten Speichern am Ort der Stromüberschüsse, z. B. für eine dezentrale Nutzung in KWK-Kraftwerken oder im Verkehrssektor, eingeschränkt. Weiterhin benötigen diese neue lokale Speicherkapazitäten, die im Vergleich zu einer Speicherung in der vorhandenen Gasnetzinfrastruktur mit zusätzlichen Investitionskosten verbunden sind. Im Falle einer lokalen Speicherung von Wasserstoff, überirdisch oder unterirdisch in Kavernen, müssen diese Nachteile jedoch gegenüber geringeren Investitionskosten und einem höheren Wirkungsgrad der Konvertierungseinheit abgewogen werden.

Die explizite Abbildung der Nutzungsphase des Speichergases im Stromsektor ermöglicht es weiterhin den Verlauf des Speicherfüllstands, der sich aus Speichergasproduktion und -nutzung ergibt, zu bilanzieren. Dieser ist in Abbildung 4.15 (b) dargestellt und weist einen langfristigen Doppelzyklus auf. Bei der hinterlegten EE-Einspeisung auf Basis des Wetterjahres 2006 findet eine Entleerung des Speichers insbesondere zu Beginn des Jahres (Januar bis Mitte Februar) sowie im Spätsommer (Mitte Juli bis einschließlich September) statt. Eine solche langfristige Energieverlagerung, welche eine maximale Speicherkapazität für 13 TWh Methan erfordert, kann durch die bestehenden Erdgasspeicher realisiert werden. Die heutigen Kavernen- und Porenspeicher fassen

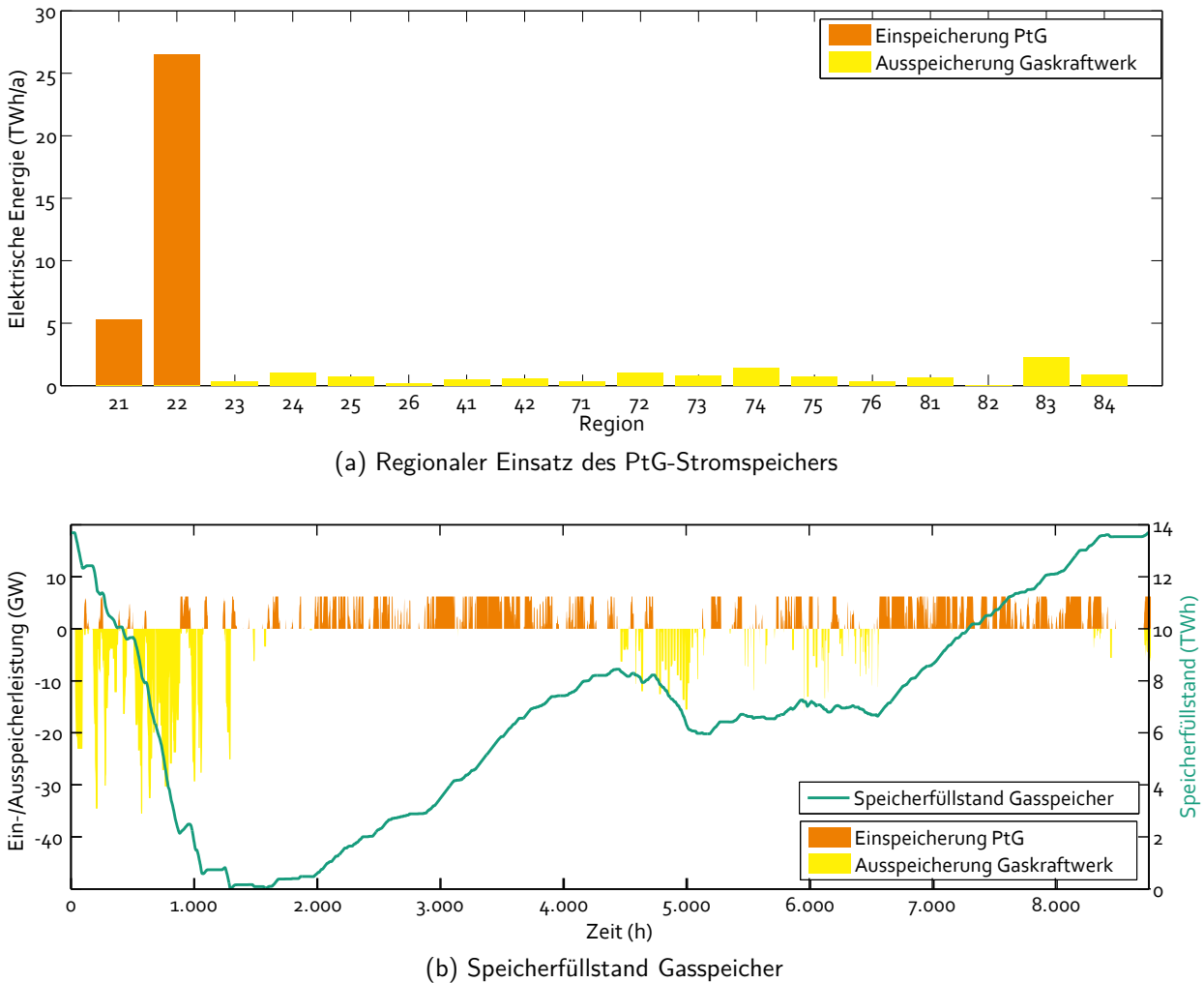


Abbildung 4.15: PtG als Stromspeicher (Netz_{opt}/ Basis+PtH+PtG_{opt} 10 GW)

in Summe etwa 240 TWh Erdgas (vgl. Abschnitt 2.1.3), sodass die Langzeitspeicherung durch PtG in diesem Szenario mit ca. 7% des bestehenden Speichervolumens realisiert werden könnte.

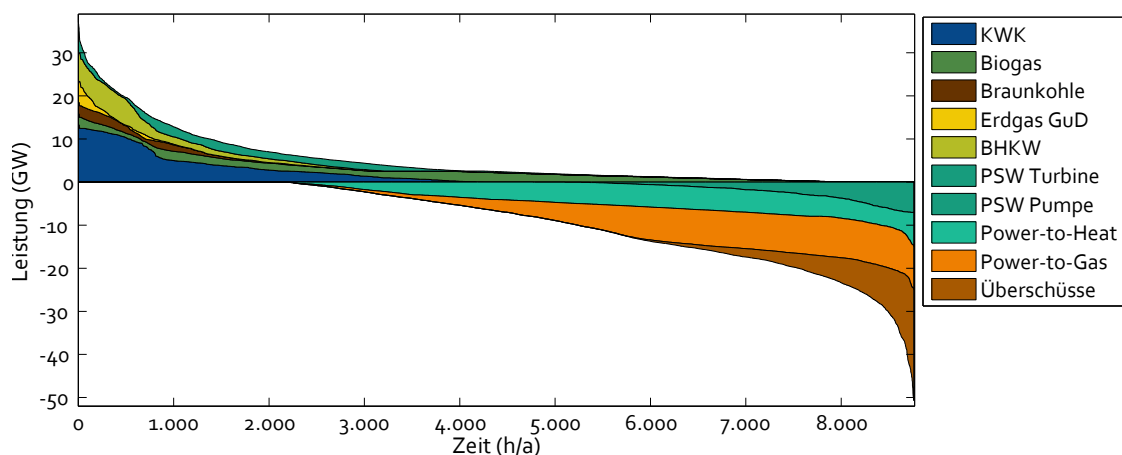
4.3.2 Mehrwert des flexibel einsetzbaren Speichergases

Abschließend wird der Wert des flexibel einsetzbaren Speichergases gegenüber einem ausschließlichen Strom-zu-Strom-Speicher anhand eines Beispiels dargestellt. Hierzu wird der Einsatz von PtG zur Erzeugung des flexibel einsetzbaren Speichergases in Wechselwirkung mit einem ausschließlichen Strom-zu-Strom-Langzeitspeicher, wie er z. B. im europäischen Kontext durch eine umfangreiche Kopplung mit den norwegischen Speicherwasserkapazitäten erreicht werden könnte, betrachtet. Während dem über PtG erzeugten Speichergas in dieser Rechnung erneut ein fester Gaswert entsprechend des Preispfades „Mäßig“ zugewiesen wird, kann der zusätzlich modellierte Langzeit-Stromspeicher ausschließlich zur Stromaufnahme und -erzeugung eingesetzt werden. Weiterhin wird jedoch angenommen, dass der Langzeit-Stromspeicher einen Wirkungsgradvorteil gegenüber PtG mit anschließender Rückverstromung aufweist. Es wird ein Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad von 70% unterstellt. Bei der Rückverstromung des Speichergases in einem effizienten GuD-Kraftwerk würde dieser bei 37% liegen.

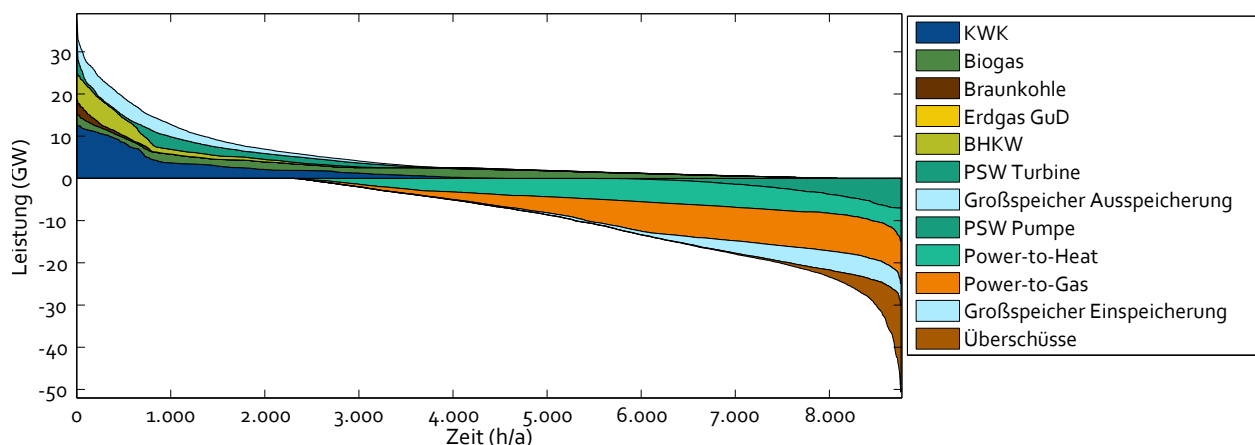
Abbildung 4.16 (a) zeigt die Jahresdauerlinie des Einsatzes der disponiblen Stromerzeuger, Speicher und Ausgleichsoptionen für eine Szenariorechnung, in welcher die PtH-Option und 10 GW

netzoptimal verteilte PtG-Anlagen als zusätzliche Ausgleichsmöglichkeiten integriert sind. Abbildung 4.16 (b) stellt das Ergebnis einer weiteren Rechnung dar, in welcher zusätzlich der oben beschriebene Langzeit-Stromspeicher mit einer Ein- und Ausspeicherleistung von jeweils 5 GW modelliert wurde. Aus dem Vergleich der beiden Rechnungen wird deutlich, dass der zentrale Strom-zu-Strom-Speicher trotz seines höheren Wirkungsgrades den Einsatz der PtG-Technologie nur geringfügig beschränkt und insbesondere zusätzliche Stromüberschüsse speichert. Insgesamt verringert sich der PtG-Einsatz bei dieser Konstellation um 2 TWh und reduziert damit die VLS von 3.400 auf 3.200 h/a. Auf den Einsatz der PtH-Technologie oder die PSW hat diese zusätzliche Speicheroption ebenfalls nur einen geringen Einfluss. Der zentrale Stromspeicher selbst verwertet bei 5 GW installierter Leistung 10 TWh Stromüberschüsse (2.000 VLS bezogen auf die Einspeicherleistung).

Der zum Teil bevorzugte Einsatz der PtG-Technologie gegenüber dem effizienteren Stromspeicher, der ebenfalls für einen Langzeitausgleich ausgelegt ist, lässt sich durch den Mehrwert des flexibel einsetzbaren Speichergases im Zusammenhang mit der KWK-Stromerzeugung erklären. Bis auf wenige TWh Stromerzeugung aus bestehenden Braunkohle-Kondensationskraftwerken (2,5 TWh) und GuD-Kraftwerken (1 TWh) wird die disponible Stromerzeugung im Szenario zusätzlich durch einen vorgegebenen Wärmebedarf, der von den modellierten KWK-Kraftwerken und BHKW zu decken ist, beeinflusst. Die modellierten KWK-Systeme können, flexibilisiert durch einen elektrischen Heizstab (PtH) sowie einen Back-up-Gaskessel, das vorgegebene Wärmeprofil auch unabhängig von der Stromerzeugung decken. Für eine alleinige Erzeugung von Wärme über den Back-up-



(a) Netz opt/ Basis + PtH + PtG 10 opt



(b) Netz opt/ Basis + PtH + PtG 10 opt + zentraler Stromspeicher

Abbildung 4.16: Interaktion zwischen PtG und einem reinen Strom-zu-Strom-Speicher

Gaskessel, welcher in Zeiten ohne Stromüberschüsse anstelle der PtH-Option eingesetzt wird, entstehen im Vergleich zu einer kombinierten Deckung des Wärme- und Strombedarfs erhöhte Kosten und Emissionen. Insofern ist eine Verdrängung der KWK-Stromerzeugung durch einen erhöhten Einsatz des zentralen Strom-zu-Strom-Speichers nur in begrenztem Maße kosteneffizient. Anstelle eines Einsatzes des Strom-zu-Strom-Speichers ist es für das System daher in vielen Situationen vorteilhafter, über PtG ein flexibel einsetzbares Speichergas zu erzeugen und den verbleibenden Strom- und Wärmebedarf durch KWK-Kraftwerke zu decken.

Dieser Vergleich zwischen der Speicherung über PtG und einem reinen Strom-zu-Strom-Speicher macht deutlich, dass die zusätzlichen Optimierungsmöglichkeiten durch das flexibel einsetzbare Speichergas je nach Anwendungsfall mögliche Wirkungsgradnachteile ausgleichen können. Die Energiespeicherung in Form des vielseitig einsetzbaren Speichergases beinhaltet somit insbesondere im Zusammenspiel der Energiesektoren sowie in der Erschließung von Nutzungsfeldern, in welchen hohe Preise für einen chemischen Energieträger bzw. hohe CO₂-Reduktionen erzielt werden können, zusätzliche Chancen.

4.3.3 Schlussfolgerungen zu den Freiheitsgraden einer Speicherung in der Erdgasinfrastruktur

Die exemplarische Darstellung einiger Freiheitsgrade, die die Energiespeicherung in Form eines flexibel einsetzbaren chemischen Energieträgers bei Nutzung der vorhandenen Erdgasinfrastruktur mit sich bringt, führt zu den folgenden Schlussfolgerungen.

Die Nutzung der Gasnetzinfrastruktur als räumliches Verbindungselement zwischen Einspeicherung und Verwendung des Speichermediums eröffnet die Möglichkeit einer weitestgehend unabhängigen Optimierung beider Teilaspekte. Räumlich gesehen ist hierdurch insbesondere eine Einspeicherung der Stromüberschüsse am Ort ihrer Entstehung möglich, wodurch ein zusätzlicher Netzausbau für den Transport von Speicherstrom vermieden werden kann. Gleichzeitig ist eine dezentrale Verwendung des Speichergases z. B. in effizienten KWK-Kraftwerken oder im Verkehrssektor möglich. Die hierdurch erzielbaren Synergieeffekte durch eine weitgehend unabhängige Optimierung von Einspeicher- und Nutzungskonzepten führen bei geeigneter Anwendung z. B. zu einem Vorteil der PtG-Technologie gegenüber ortsfesten⁶ Strom-zu-Strom-Speichern. Hierdurch ergeben sich erweiterte Chancen für die PtG-Technologie, die z. B. bei einem alleinigen Vergleich von Wirkungsgraden und Kosten zweier Speichertechnologien nicht erfasst werden.

4.4 Zusammenfassung und Einordnung der Ergebnisse

Die Analysen zur Bewertung des PtG-Einsatzes aus Sicht des Gesamtsystems haben gezeigt, dass die PtG-Technologie einen wichtigen Beitrag zur Gestaltung eines erneuerbaren, kosteneffizienten Energiesystems leisten kann. In dem betrachteten 85%-EE-Szenario, welches eine kumulierte dargebotsabhängige Erzeugungsleistung von 170 GW aufweist (PV und Windkraft), konnte eine Nutzen-Kosten-optimierte PtG-Leistung zwischen 6 und 16 GW abgeleitet werden. Die Bandbreite des Ergebnisses zeigt den Einfluss der zusätzlichen Ausgleichsoption PtH, die ebenfalls dazu geeignet ist langfristige Stromüberschüsse zu verwerten, sowie die Unsicherheit über den Wert des Speichergases im zukünftigen Energiesystem. Darüber hinaus liegen dieser Berechnung angestrebte Investitionskosten für die PtG-Technologie von 750 €/kW zugrunde. Erhöhte Investitionskosten

⁶„Ortsfest“ bedeutet in diesem Zusammenhang, dass Ein- und Ausspeicherung des Stroms am gleichen Ort erfolgen müssen.

von z. B. 1.000 €/kW verringern den Bereich der systemoptimalen PtG-Leistung auf etwa 4 bis 12 GW.

Bei einem Vergleich der ermittelten marktseitigen PtG-Potenziale mit den Ergebnissen anderer Systemstudien, die ebenfalls Aussagen bezüglich des Speicher- bzw. Ausgleichsbedarfs im zukünftigen Stromversorgungssystem treffen, gibt es mehrere Analysen, die einen Bedarf zur Langfristspeicherung in der hier genannten Größenordnung ausweisen. So wird beispielsweise in der VDE-Speicherstudie [70] ein Anwendungsbereich von ca. 18 GW für die Langzeitspeicherung in einem „volkswirtschaftlich günstigen Stromsystem“ [70, S. 141] abgeleitet (Szenario mit 80% EE, ohne PtH, aber mit zusätzlichen Stundenspeichern). Während die VDE-Speicherstudie in ihren Analysen ausschließlich zwischen Stunden- und Langzeitspeichern unterscheidet, ohne einzelne Technologien in den Vordergrund zu stellen, untersuchen Möller et al. [104] für ein deutschlandweites Szenario speziell den Anwendungsbereich von Elektrolyseanlagen und Pumpspeichern für ein vergleichbares EE-Szenario (EE-Anteil zwischen 82 und 90%). Auf Basis der dort durchgeführten Optimierungsrechnungen wird eine PtG-Leistung zwischen 6 und 19 GW ermittelt. Beide Untersuchungen legen den Fokus auf eine deutschlandweite Betrachtung ohne Berücksichtigung des europäischen Kontextes und sehen keine Möglichkeit für eine Sektorkopplung zwischen Strom und Wärme vor.

In einer erweiterten Szenariorechnung kommen Höfling et al. [105] bei einer zunächst ausschließlich deutschlandweiten Analyse und der Hinterlegung eines ambitionierten EE-Szenarios (EE-Anteil > 80%) zu einem Langzeitspeicherbedarf (abgebildet durch flexible PtG-Einspeichereinheiten) zwischen 16 und 32 GW. Die darüber hinaus berechneten Varianten zeigen jedoch, dass sich das Ergebnis bei Annahme eines weniger ambitionierten EE-Ausbau sowie der Kopplung mit Europa sehr sensitiv verändert. Durch beide Varianten kann der Langzeitspeicherbedarf im Extremfall deutlich reduziert werden.

Die Auswirkungen von Stromimporten und -exporten auf den Einsatzbereich von Langzeitspeichern in Deutschland hängen sehr stark von den Annahmen der zukünftigen Kuppelkapazitäten und Erzeugungsstrukturen in den benachbarten Ländern ab. Zusätzlich werden diese durch exogene Vorgaben von EE-Deckungsanteilen und Zielen, die im jeweiligen Land erreicht werden sollen, beeinflusst. Die im Rahmen dieser Dissertation genutzte Szenariosimulation der BMU-Leitstudie [5] berücksichtigt den Stromaustausch mit den europäischen Nachbarländern. Da in der europäischen Simulation des Anlageneinsatzes gleichzeitig Vorgaben zur Erreichung verschiedener Klimaschutzziele im deutschen Strom-, Verkehrs- und Wärmesektor vorgegeben wurden, führt dies zu einem Nettoimport nach Deutschland, der insgesamt eine Nutzung der Stromüberschüsse in Deutschland mit erhöhten VLS für PtG begünstigt (vgl. Abschnitt 2.3.4). Andere Untersuchungen, die ebenfalls auf einen starken europäischen Austausch setzen, jedoch weniger strikte Vorgaben zur Erreichung von spezifischen Sektor- oder Länderzielen machen, kommen dagegen zu dem Schluss, dass europäische Ausgleichseffekte und Speicher in den Nachbarländern den Bedarf an Langzeitspeichern innerhalb Deutschlands stark verringern (siehe hierzu z. B. [105, 106]). Die Bestrebungen der europäischen Energiepolitik zur Schaffung eines funktionierenden EU-Binnenmarktes für Elektrizität sowie gleichzeitige Aktivitäten der Länder zur Etablierung nationaler Lösungen, z. B. im Zusammenhang mit Fragen des Netzbetriebs und der Versorgungssicherheit, werden den Langzeitspeicherbedarf in Deutschland damit entscheidend beeinflussen.

Neben den Auswirkungen eines europäischen Ausgleichs haben die Untersuchungen in diesem Kapitel gezeigt, dass insbesondere die PtH-Option einen deutlichen Einfluss auf den Anwendungsbereich der PtG-Technologie hat. In diesem Zusammenhang wird z. B. auch in Schaber et al. [82] ein großes Potenzial zur Strom-Wärme-Kopplung durch PtH angenommen (1.160 TWh), welches nach Einschätzung dieser Untersuchung eine vollständige Nutzung der Stromüberschüsse

über den PtH-Pfad ermöglichen kann. In Ergänzung dazu werden in Böttger et al. [107] die verfügbaren PtH-Potenziale in deutschen Fernwärmenetzen detailliert untersucht. In Abhängigkeit der Auslegung der PtH-Systeme im Verhältnis zur Wärmejahreshöchstlast wird dort ein technisches Potenzial zwischen 9 und 16 GW ausgewiesen. Im Vergleich zu diesen Untersuchungen bildet die im Rahmen der vorliegenden Dissertation angenommene Durchdringung des Systems mit der PtH-Option (8 GW) den unteren Bereich des technischen Potenzials ab.

In Abhängigkeit des benötigten erneuerbaren Endproduktes ist jedoch auch bei erhöhten PtH-Potenzialen ein Bedarf an PtG-Energiespeichern wahrscheinlich. Soll z. B. zur Bereitstellung von erneuerbaren Back-up-Kraftwerken ein Langzeitspeicher für den Pfad der Rückverstromung bereitgestellt werden oder sollen langfristige Klimaschutzoptionen für Anwendungsgebiete geschaffen werden, in welchen es aus heutigen Gesichtspunkten auch langfristig kaum möglich ist auf den Einsatz von chemischen Energieträgern mit einer hohen Energiedichte zu verzichten (z. B. im Flugverkehr), so wird die Nutzung von Strom zur Herstellung von klimafreundlichen erneuerbaren Energieträgern nachfragebedingt eine zunehmende Rolle spielen (weitere Ausführungen im Ausblick, Abschnitt 6.2). Es ist daher zu erwarten, dass es langfristig einen steigenden Bedarf an erneuerbaren, chemischen Energieträgern geben wird, der ggf. auch eine erhöhte Zahlungsbereitschaft für diese induziert.

Bei Berücksichtigung dieser Überlegungen stellt nach Einschätzung der Autorin somit die Szenariovariante, bei welcher die PtH-Option die angenommene Systemdurchdringung erreicht und gleichzeitig ein erhöhter Wert für das erneuerbare Speichergas erzielt werden kann, eine realistische Kombination dar. Für diesen Fall wurde eine systemoptimale PtG-Leistung von 11 GW ermittelt. Diese Variante erreicht unter den getroffenen Annahmen einen EE-Anteil von 90%⁷. Die etwa 10 TWh an Stromüberschüssen, die bei dieser Kosten-Nutzen-optimierten Auslegung nicht verwertet werden, bieten das Potenzial den EE-Anteil darüber hinaus zu erhöhen und gleichzeitig die CO₂-Emissionen des Systems zu senken, ohne zusätzliche erneuerbare Stromerzeugungsanlagen zu errichten. Hierfür wäre allerdings ein Ausbau der Speicherkapazitäten über das Nutzen-Kosten-Optimum hinaus notwendig. Da die Nutzen-Kosten-Kurven im Bereich des Optimums relativ flach verlaufen (siehe Abbildung 4.8), ist dies bis zu einem gewissen Umfang auch aus gesamtwirtschaftlichen Gesichtspunkten zu vertreten, insbesondere dann, wenn den weiteren Zielgrößen wie EE-Anteil und CO₂-Emissionen eine erhöhte Bedeutung zugemessen wird, die in den monetären Parametern nicht erfasst wurden. Unter den Gesichtspunkten eines kostenoptimalen Zubaupfades gilt es für eine Erhöhung bzw. Reduzierung der Zielgrößen EE-Anteil und CO₂-Emissionen jedoch zusätzlich den Zubau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten sowie weiterer Ausgleichsoptionen zu berücksichtigen.

Für die Ermittlung des dargestellten systemoptimalen Anwendungsbereichs der PtG-Technologie wurde zunächst ausschließlich der marktseitige Einsatz der PtG-Anlagen betrachtet, der im Wesentlichen auf einer Nutzung deutschlandweiter Stromüberschüsse beruht. Die anschließend durchgeführten Analysen des netzseitigen Einsatzes haben gezeigt, dass dieser im 85%-EE-Szenario und unter der Annahme eines angemessen ausgebauten Übertragungsnetzes kaum einen zusätzlichen Einsatzbereich für die PtG-Technologie darstellt. Die genannte systemoptimale Größenordnung bleibt daher auch bei Berücksichtigung eines kombinierten markt- und netzseitigen PtG-Einsatzes bestehen.

Die Analyse unterschiedlicher PtG-Anlagenverteilungen im Zusammenhang mit einem netzseitigen PtG-Einsatz hat zusätzlich gezeigt, dass eine netzoptimale Anlagenplatzierung für eine umfangreiche Nutzung der marktseitigen Stromüberschüsse eine wichtige Voraussetzung darstellt. Sind

⁷Der EE-Anteil gibt die genutzte EE-Stromerzeugung bezogen auf den Bruttostromverbrauch unter der Annahme an, dass das Speichergas vollständig zur Rückverstromung eingesetzt wird. Andernfalls würde der EE-Anteil im Stromsektor zugunsten eines alternativen Anwendungsbereichs etwas geringer ausfallen.

die PtG-Anlagen gleichmäßig über Deutschland verteilt, so muss für eine umfängliche Nutzung der Stromüberschüsse ein zusätzlicher Netzausbau, der insbesondere für den Transport von Speicherstrom benötigt wird, erfolgen. Andernfalls können die marktseitigen Stromüberschüsse nicht vollständig zu den netzseitig ungünstig platzierten PtG-Anlagen transportiert werden.

Einen besonderen Stellenwert nimmt der netzseitige PtG-Einsatz bei geringerem EE-Ausbau ein, wenn gleichzeitig von einer deutlichen Verzögerung des Netzausbaus ausgegangen wird. Diesen Zusammenhang zeigt ebenfalls eine detaillierte Analyse von Breuer et al. [108] auf, die den möglichen Einsatz von PtG-Anlagen im Redispatch untersucht. Für das Szenariojahr 2020 wurde auch dort deutlich, dass der marktseitige Einsatz von PtG-Anlagen in diesem Zeithorizont (bzw. bei dem damit verbundenen EE-Anteil) kaum eine Rolle spielt. In Verbindung mit Netzengpässen im Übertragungsnetz könnten PtG-Anlagen, sofern diese vor einem regelmäßig auftretenden Netzengpass positioniert sind, jedoch gezielt im Redispatch zum Einsatz kommen. Geeignete Standorte für PtG-Energiespeicher wurden in dieser Berechnung, die eine leitungsscharfe Modellierung des Übertragungsnetzes umfasst, in räumlicher Nähe zur Nordseeküste und in Sachsen ermittelt.

Da PtG-Energiespeicher durch die Nutzung der vorhandenen Gasnetzinfrasturktur zudem die Möglichkeit eröffnen, Einspeicher- und Nutzungskonzepte weitestgehend unabhängig voneinander zu optimieren, ist eine Ausspeicherung, z. B. in KWK-Kraftwerken, oder eine Nutzung des Speichergases in anderen Sektoren nicht an die Einspeicherstandorte gebunden. Während die in diesem Kapitel vorgestellten Szenarioanalysen aufzeigen, dass die Einspeicherung durch PtG insbesondere im Norden Deutschlands stattfindet, erfolgt die Nutzung des Speichergases vorzugsweise relativ gleichmäßig verteilt über Deutschland. Dieser zusätzliche räumliche Freiheitsgrad für die Optimierung des Gesamtsystems sowie die vielseitigen Anwendungsfelder für eine Nutzung des Speichergases konnten als potenzielle Vorteile für die PtG-Technologie, insbesondere im Vergleich zu ortsfesten Strom-zu-Strom-Speichern, identifiziert werden.

Im Anschluss an diese Untersuchungen, bei welchen eine „allwissende“ Systemoptimierung angewendet wurde, deren Ziel es war, die Kosten des Gesamtsystems zu minimieren, stellt sich die Frage, wie sich die Situation aus Sicht eines einzelnen Marktakteurs, hier eines PtG-Anlagenbetreibers, darstellen wird. Im folgenden Kapitel wird daher analysiert, ob der systemische Nutzen der PtG-Technologie auch einen kostendeckenden Betrieb für einen Anlagenbetreiber ermöglicht. Nur dann ist zu erwarten, dass sich Investoren finden, die den aus Systemsicht sinnvollen PtG-Anlagenpark realisieren.

5 Betriebswirtschaftliche Analyse des Power-to-Gas-Einsatzes

Nachdem im vorherigen Kapitel der Einsatz der PtG-Technologie aus Sicht des Gesamtsystems analysiert wurde, wird abschließend eine betriebswirtschaftliche Bewertung des PtG-Einsatzes im zukünftigen Energiesystem vorgenommen. Ziel ist es zu analysieren, ob sich für die als systemoptimal identifizierte PtG-Leistung auch aus betriebswirtschaftlicher Perspektive ein Geschäftsmodell im Stromsektor ergeben kann. Hierfür wird zunächst die wirtschaftliche Situation von PtG-Anlagen im 85%-EE-Szenario über die Berechnung von Methangestehungskosten aufgezeigt (Abschnitt 5.1). Durch den Vergleich der hierüber ermittelten wirtschaftlich realisierbaren PtG-Leistung mit dem systemoptimalen Anwendungsbereich wird abschließend die langfristige Perspektive der PtG-Technologie bewertet sowie erste Ansätze für Handlungsoptionen aufgezeigt, mit welchen die Umsetzung eines systemoptimalen PtG-Betriebs unterstützt werden könnte (Abschnitt 5.2).

5.1 Darstellung der Wirtschaftlichkeit anhand von Methangestehungskosten

Für die betriebswirtschaftliche Bewertung der PtG-Anlagen werden die Methangestehungskosten für den bereits im vorherigen Kapitel ermittelten PtG-Einsatz im 85%-EE-Szenario berechnet. Durch den Vergleich zwischen Methangestehungskosten und dem angenommenen Wert für das erzeugte Speichergas kann abgeleitet werden, ob durch den betrachteten PtG-Betrieb eine Refinanzierung der Anlage erreicht werden kann.

Für die Berechnung der Methangestehungskosten wird zunächst der marktseitige PtG-Einsatz zugrunde gelegt. Es wird unterstellt, dass die PtG-Anlagen am grenzkostenbasierten Spotmarkt ihren Strom beziehen und auf dieser Basis eine Berechnung der Strombezugskosten durchgeführt (siehe Abschnitt 5.1.1). Bei Berücksichtigung des Strombezugspreises sowie der im vorherigen Kapitel getroffenen Annahmen zu den fixen und weiteren variablen Kosten der PtG-Technologie werden die Methangestehungskosten für den marktseitigen Einsatz in Abhängigkeit von ausgewählten Parametervariationen berechnet und dargestellt (Abschnitt 5.1.2). Unter der Annahme, dass das produzierte Speichergas zu einem festen Wert verkauft werden kann, lässt sich die Wirtschaftlichkeit der PtG-Anlagen für das berechnete Szenario anhand des Vergleichs aus Methangestehungskosten und angenommenem Speichergaswert bewerten. Darauf aufbauend wird der Einfluss eines möglicherweise zusätzlich erfolgenden netzseitigen Anlageneinsatzes auf die Betriebsbilanz an verschiedenen Anlagenstandorten analysiert (Abschnitt 5.1.3). Abschließend werden die Erkenntnisse auf einen möglichen PtG-Einsatz bei geringerem EE-Anteil (63%-EE-Szenario) übertragen (Abschnitt 5.1.4).

5.1.1 Berechnung der Strombezugskosten

Im Gegensatz zur Modellierung und Bewertung des PtG-Betriebs als Teil des Gesamtsystems, bei welcher die Strombereitstellung für die PtG-Technologie modellendogen erfolgt und damit keine explizite Angabe eines Strompreises für den PtG-Strombezug vorgegeben wird, ist der Strombezugspreis eine entscheidende Eingangsgröße für die betriebswirtschaftliche Bewertung der PtG-Anlagen. Unter der Annahme eines vollständigen und grenzkostenbasierten Strommarktes werden die Strombezugskosten der PtG-Anlagen auf Basis der in Kapitel 4.1 analysierten Modellrechnungen nach folgenden Grundsätzen abgeleitet: PtG stellt eine zusätzliche Last dar, deren zusätzlicher Stromverbrauch in der Systemsimulation von den modellierten Stromeinspeisern bereitgestellt wird. Wie bereits aus den vorherigen Analysen des PtG-Einsatzes hervorgeht, werden die PtG-Anlagen nahezu ausschließlich durch erneuerbare Stromüberschüsse betrieben, deren Grenzkosten zu 0 €/MWh angenommen werden. Weiterhin wird unterstellt, dass die variablen Stromverbraucher und Speicher durch Gebote in Höhe ihres Grenznutzens, d. h. ihrer maximalen Zahlungsbereitschaft, einen preiselastischen Beitrag zur Nachfragekurve bilden. Hierdurch ergeben sich für die relevanten Stunden, in welchen PtG-Anlagen betrieben werden, situationsabhängige Möglichkeiten für den Schnittpunkt aus Angebots- und Nachfragekurve, über welchen der Marktpreis bestimmt wird (siehe auch [109]). Die zu unterscheidenden Fälle, die für die Abschätzung der Strombezugskosten der PtG-Technologie zugrunde gelegt werden, sind in Abbildung 5.1 dargestellt und werden im Folgenden erläutert.

- a) In den Zeiten, in welchen die nicht disponiblen EE-Einspeisungen die gesamte Nachfrage inklusive der flexiblen Nachfrage decken können, ergibt sich ein Schnittpunkt zwischen Nachfrage- und Angebotskurve bei einem Strompreis von 0 €/MWh (angenommenes Gebot für die nicht disponible EE-Einspeisung). In diesen Zeiten ist eine Abregelung der überschüssigen EE-Stromeinspeisung nötig.
- b) Darüber hinaus gibt es Zeitpunkte, in welchen die nicht disponible Stromerzeugung nicht vollständig zur Deckung der flexiblen Nachfrage von Lastmanagementanwendungen und Speichern ausreicht. In solchen Situationen wird, sofern das Angebot der nächsten Erzeugungseinheit, welche die Nachfrage decken könnte, größer als die Zahlungsbereitschaft der flexiblen Nachfrage ist, nur ein Teil dieser Nachfrage bedient. In diesem Fall wirkt die Nachfragekurve im Schnittpunkt mit der Angebotskurve preissetzend. Es wird angenommen, dass sich der Grenznutzen einer PtG-Anlage durch den Wert des Speichergases multipliziert mit dem Wirkungsgrad der Anlage ergibt. Für die Bewertung des Speichergases mit dem Preispfad „Mäßig“ beträgt der so definierte Grenznutzen und damit auch der Strombezugspreis in den Stunden, in welchen die PtG-Nachfrage preissetzend ist, 33,10 €/MWh.
- c) In Zeiten, in welchen der Schnittpunkt zwischen Nachfrage- und Angebotskurve oberhalb des Grenznutzens der PtG-Technologie bzw. allgemein oberhalb des Grenznutzens der flexiblen Nachfrage liegt, wirkt die disponible Stromerzeugung preissetzend (typischer Fall am heutigen Markt). In solchen Fällen werden keine PtG-Anlagen betrieben, sodass auf eine Bestimmung des Strompreises für diese Stunden verzichtet werden kann.

Wird dieses Vorgehen auf den bereits im vorherigen Kapitel analysierten marktseitigen PtG-Einsatz angewendet, so ergeben sich die in Abbildung 5.2 zusammengestellten mittleren Strombezugskosten für den Betrieb der PtG-Anlagen. Je höher die installierte PtG-Leistung gewählt wird, desto öfter tritt der Fall ein, dass nicht die gesamte PtG-Nachfrage durch die vorhandenen Stromüberschüsse gedeckt werden kann, sodass die PtG-Nachfrage mit ihrem Grenznutzen den Preis setzt (Fall b). Damit nimmt der mittlere Strombezugspreis bei steigender PtG-Leistung zu. Aus gleichem Grund liegt der Strompreis in der Szenariovariante „Basis + PtH + PtG“ oberhalb des

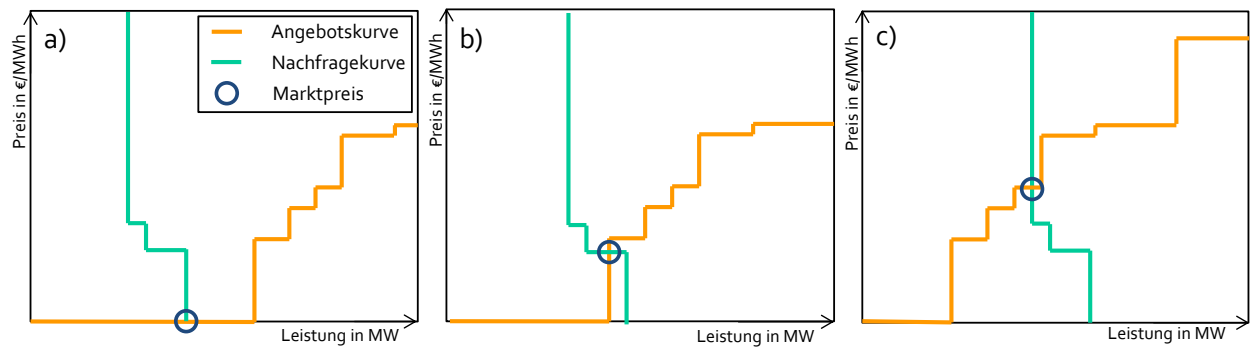


Abbildung 5.1: Preisbildung am grenzkostenbasierten Markt

Strompreises der Variante „Basis + PtG“. Durch die zusätzliche PtH-Nachfrage treten Situationen, in welchen die PtG-Nachfrage nicht vollständig gedeckt werden kann, bereits bei geringeren PtG-Leistungen vermehrt auf, was mit einem deutlicheren Anstieg des Strompreises einhergeht.

Zusätzlich zu den Strombezugskosten unter Annahme des Preispfades „Mäßig“ für die Bewertung des Speichergases (dunkelgrüne Kurven) sind die Strombezugskosten bei Unterstellung des Speichergaswertes nach dem Preispfad „Deutlich“ dargestellt (blassgrüne Kurven). Entsprechend des erhöhten Grenznutzens der PtG-Anlagen bei Annahme des deutlichen Preispfades steigt auch die Zahlungsbereitschaft und damit das Grenzgebot der PtG-Anlagen. Gleichzeitig erhöht sich der Marktpreis in den Stunden, in welchen die PtG-Anlagen mit ihrem Gebot den Preis setzen, auf 49,40 €/MWh.

Unter diesen Annahmen führt somit sowohl ein erhöhter Speichergaswert als auch eine erhöhte Konkurrenz um die Stromüberschüsse des Systems (hier in Abhängigkeit der PtH-Option und der kumulierten PtG-Leistung aufgezeigt) zu steigenden Strombezugskosten für die PtG-Technologie.

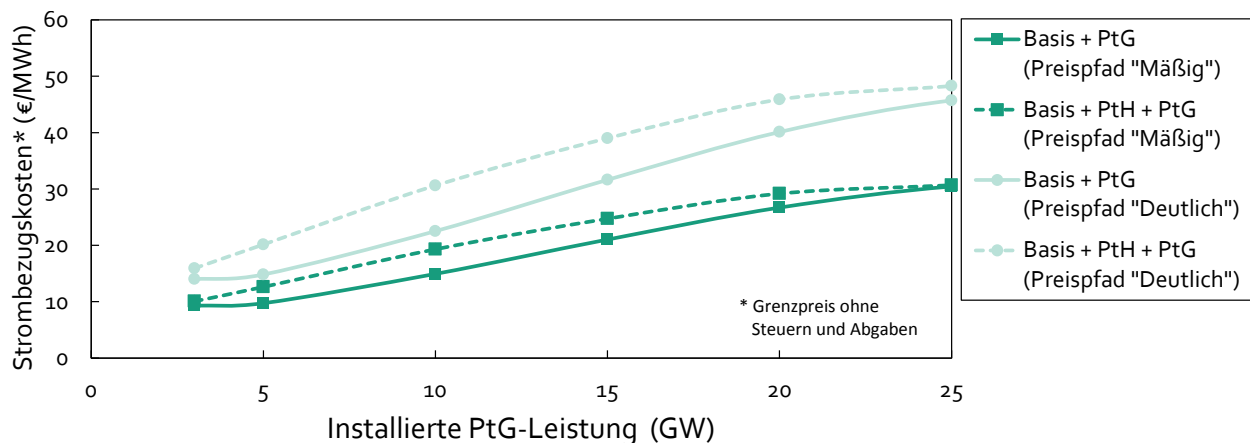


Abbildung 5.2: Mittlere Strombezugskosten der PtG-Technologie im 85%-EE-Szenario

5.1.1.1 Steuern und Abgaben

Über die Preisbildung am Spotmarkt hinaus beeinflussen weiterhin Steuern und Abgaben den Strombezugspreis. Stromspeicher sind gemäß der aktuellen Rechtslage als Letztverbraucher eingestuft und als solche grundsätzlich zur Zahlung von Steuern und Abgaben auf die von ihnen zum Zweck der Speicherung aus dem Netz entnommenen und verbrauchten Strommengen verpflichtet. Da Stromspeichern im Gegensatz zu herkömmlichen Stromverbrauchern eine besondere Rolle

im Energiesystem beigemessen wird, gibt es zahlreiche Sonderregelungen, die eine Reduzierung bzw. eine Befreiung des Speicherstroms von Letztverbraucherabgaben ermöglichen (siehe auch Tabelle C.1 im Anhang).

Aktuell macht die EEG-Umlage den höchsten Bestandteil an den Letztverbraucherabgaben aus. Im Jahr 2014 beträgt diese für nicht privilegierte Letztverbraucher 62,40 €/MWh [110]. Während Pumpspeicher von der EEG-Umlage befreit sind, trifft dies auf PtG-Anlagen nur zu, wenn diese ein erneuerbares Speichergas erzeugen und dieses zur Rückverstromung einsetzen (§37 Abs. 4 EEG 2012). PtG-Anlagen, deren Speichergas im Verkehrs- oder Wärmesektor eingesetzt wird, müssen damit aktuell die EEG-Umlage bezahlen (entsprechend §41 Abs. 1 i. V. m. Abs. 3 EEG kann eine PtG-Anlage, die dem produzierenden Gewerbe zuzuordnen ist, eine Reduzierung beantragen). Einen weiteren Bestandteil der Letztverbraucherabgaben stellen die Netzentgelte dar. Hier regeln §19 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und §118 Abs. 6 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) die Möglichkeit der Vereinbarung eines individuellen vergünstigten Netzentgeltes bzw. eine generelle Befreiung für neue Speicher über einen Zeitraum von 20 Jahren. Diese Regelung ist sowohl für Stromspeicher als auch für den Einsatz der PtG-Technologie zur Produktion eines flexibel einsetzbaren Speichergases gültig. Darüber hinaus gibt es zahlreiche weitere Umlagen (z. B. KWK- und Offshore-Umlage), die gemeinsam mit den Netzentgelten abgerechnet werden. Sofern eine Befreiung für die Netzentgelte vorliegt, gilt dies in der Regel ebenfalls für diese Umlagen. Darüber hinaus bleibt noch die Stromsteuer zu nennen, von welcher PtG-Anlagen als produzierendes Gewerbe ggf. auf Antrag befreit werden können (§9a Stromsteuergesetz - StromStG). PSW sind dagegen grundsätzlich von der Zahlung der Stromsteuer befreit (§12 Nr. 2 Stromsteuer-Durchführungsverordnung - StromStV).

5.1.1.2 Auswirkung der Letztverbraucherabgaben auf die Strombezugskosten

Bei dem zuvor angewendeten Vorgehen zur Bestimmung des Strombezugspreises der modellierten PtG-Anlagen am grenzkostenbasierten Strommarkt wirken sich mögliche Steuern und Abgaben, die eine PtG-Anlage auf den Strombezug zahlen muss, nicht einfach additiv auf den berechneten Strompreis aus, sondern beeinflussen bereits die Marktgebote der Anlagen. Unter der Annahme, dass keine Steuern und Abgaben auf den Strompreis zu zahlen sind, lässt sich die maximale Zahlungsbereitschaft und damit das Grenznutzengebot einer PtG-Anlage, wie bereits beschrieben, über die erwartbaren Einnahmen aus dem Gasverkauf multipliziert mit dem Wirkungsgrad der Technologie ableiten (ggf. noch reduziert um weitere variable Betriebskosten). Müssen nun zusätzlich Steuern und Abgaben auf den Strombezug bezahlt werden, so würde der Anlagenbetreiber diese bei der Bestimmung seines Maximalgebots berücksichtigen und mit einem entsprechend reduzierten Gebot am Strommarkt teilnehmen. Die Summe aus Marktpreis und Abgaben verändert sich damit in den Stunden, in welchen eine PtG-Anlage durch ihr Gebot den Preis bestimmt, nicht. In den Stunden, in welchen nach obigen Betrachtungen ein Strombezug zu 0 €/MWh möglich ist, bewirken die Abgaben jedoch eine entsprechende Erhöhung der Strombezugskosten.

Unter der Annahme, dass alle um die Stromüberschüsse konkurrierenden Technologien gleichermaßen Steuern und Abgaben für den Strombezug bezahlen müssen und diese geringer ausfallen als der jeweilige Grenznutzen der Ausgleichstechnologien, so bleibt die Einsatzreihenfolge der Ausgleichsoptionen hiervon zunächst unberührt. Unter diesen Voraussetzungen würden dann ebenfalls die Einsatzzeiten der PtG-Anlagen unverändert bleiben. Allerdings beeinflussen die steigenden Strombezugskosten die Wirtschaftlichkeit der Anlagen signifikant. Bereits die Zahlung der EEG-Umlage des Jahres 2014 erhöht bei einem PtG-Wirkungsgrad von 60% die Methan-gestehungskosten um 104 €/MWh Gas, was deutlich höher ist, als der angenommene Wert des Speichergases. Damit liegen die heutigen Endverbraucherabgaben, sofern keine Sonderregelung für

eine Befreiung oder Reduzierung vorliegt, oberhalb des Grenznutzens der PtG-Anlagen. Die zuvor angeführte Überlegung trifft damit unter heutigen Rahmenbedingungen nicht zu. Fallen Steuern und Abgaben auf den Strombezug einer Ausgleichstechnologie höher aus als deren Grenznutzen, so ist keine wirtschaftliche Marktteilnahme möglich, da nur durch negative Gebote am Strommarkt eine Deckung der variablen Kosten erzielt werden kann. Negative Strompreise treten jedoch heute und auch im zukünftigen Strommarkt sehr selten auf. Unter der Annahme, dass disponible Energieanlagen (insbesondere auch KWK-Kraftwerke) im zukünftigen Energiesystem für einen sehr dynamischen Betrieb ausgelegt sind und auch die erneuerbare Stromeinspeisung den Marktesetzen folgt, dann wird deren Leistung bei einem Stromüberangebot heruntergeregelt, sodass es kaum zu negativen Strompreisen kommen wird. Eine solche ungünstige Konstellation, in welcher Steuern und Abgaben auf den Strombezug den Grenznutzen von potenziellen Ausgleichstechnologien übersteigen, würde einen Betrieb von Ausgleichsoptionen über den Spotmarkt verhindern, was vor dem Hintergrund des identifizierten langfristigen Nutzens der PtG-Technologie nicht zielführend wäre.

Da zu erwarten ist, dass langfristig Rahmenbedingungen etabliert werden, die eine systemdienliche Marktteilnahme von Ausgleichstechnologien ermöglichen, deren genaue Ausgestaltung sowie mögliche generelle Änderungen am Marktdesign jedoch heute kaum abzusehen sind, wird in den nachfolgenden Betrachtungen zunächst unterstellt, dass keine Steuern und Abgaben zu zahlen sind. In der abschließenden Diskussion der Ergebnisse wird dieser Aspekt jedoch noch einmal aufgegriffen, da eine „gerechte“ Verteilung der Kosten des Stromversorgungssystems, die heute z. B. über die EEG-Umlage und die Netznutzungsentgelte gewälzt werden, eine zentrale Herausforderung für ein zukünftiges Energiesystem darstellt.

5.1.2 Ableiten von Methangestehungskosten

Auf Basis der ermittelten Strombezugskosten sowie der bereits getroffenen Annahmen zu den weiteren Kostenannahmen (siehe Abschnitt 4.1.2.2 und Tabelle 2.2) können die Methangestehungskosten für den PtG-Einsatz in den betrachteten Szenariorechnungen des 85%-EE-Szenarios ermittelt werden.

In Abbildung 5.3 sind zunächst die Methangestehungskosten unter der Annahme der angestrebten Investitionskosten von 750 €/kW sowie bei einer Bewertung des Speichergases nach dem Preispfad „Mäßig“ dargestellt (grüne Kurven). Zusätzlich ist jeweils der zugehörige Anteil der Strombezugskosten an den Methangestehungskosten (orangene Kurven) eingezeichnet. Das Zusammenspiel aus steigenden Strombezugskosten sowie gleichzeitig abnehmenden mittleren VLS bei zunehmender PtG-Leistung (vergleiche hierzu Abbildung 4.2, S. 65) führt dazu, dass die Methangestehungskosten deutlich ansteigen. Die waagerechte Linie zeigt den angenommenen Wert des Speichergases. Nur dann, wenn dieser oberhalb der Kurve der Methangestehungskosten liegt, können die Kapital- und Betriebskosten der PtG-Anlagen durch die Einnahmen aus der Gaserzeugung gedeckt werden.

Es wird ersichtlich, dass die Methangestehungskosten bei angenommenen Investitionskosten der PtG-Technologie von 750 €/kW für eine insgesamt installierte Leistung zwischen ca. 3 und 9 GW (in Abhängigkeit der Durchdringung des Systems mit der ergänzenden Ausgleichsoption PtH) unterhalb des in der Simulation vorgegebenen Speichergaswertes von 53,40 €/MWh liegen. An den eingezeichneten „Break-even“-Punkten, an welchen die Methangestehungskosten dem Wert für das Speichergas entsprechen, erreicht der kumulierte PtG-Anlagenpark im Mittel mehr als 4.000 VLS.

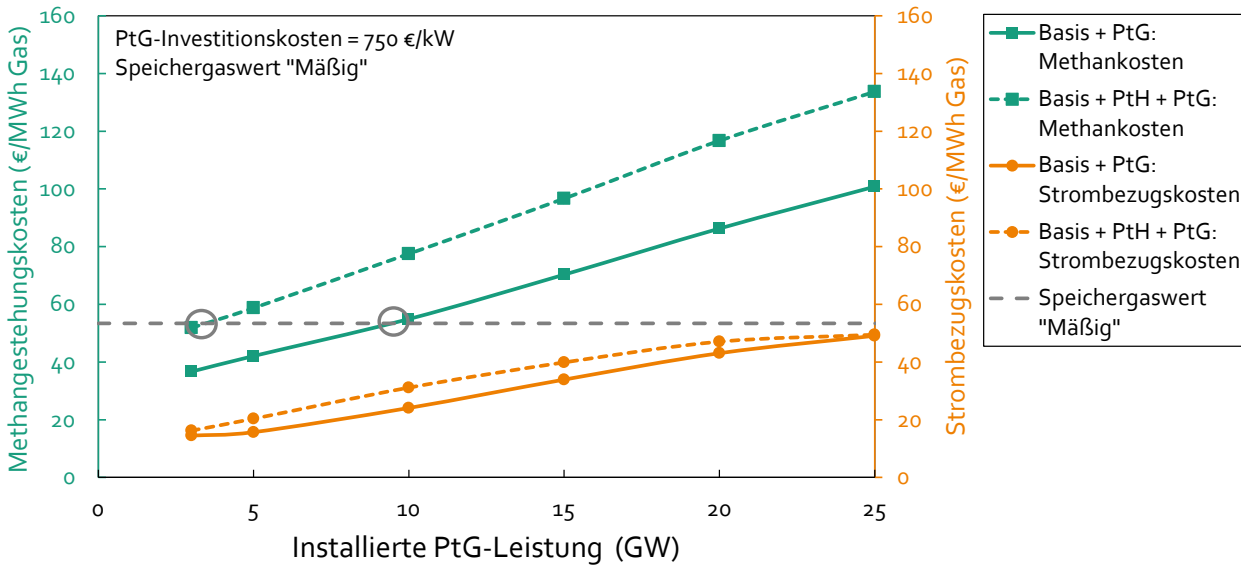


Abbildung 5.3: Mittlere Methangestehungskosten der PtG-Technologie im 85%-EE-Szenario bei angestrebten Investitionskosten von 750 €/kW und Gaspreis „Mäßig“

5.1.2.1 Einfluss der Investitionskosten

Um den Einfluss der Investitionskosten sowie der fixen Betriebskosten auf das Ergebnis aufzuzeigen, stellt Abbildung 5.4 ausgehend von der Basisvariante mit angestrebten Investitionskosten von 750 €/kW die Methangestehungskosten für jeweils eine Variante mit höheren bzw. geringeren fixen Kosten dar (Investitionskosten 1.000 bzw. 500 €/kW; weitere Annahmen siehe Tabelle 4.1).

Unter der Annahme der erhöhten Investitionskosten liegen die Methangestehungskosten in der Variante *Basis+PtH+PtG* bereits bei der kleinsten betrachteten kumulierten PtG-Leistung von 3 GW oberhalb des unterstellten Speichergaswertes. In dieser Sensitivitätsvariante wird somit, bei einem Strombezug über den Spotmarkt und bei einem Verkauf des Speichergases zu einem festen Wert, keine Refinanzierung der PtG-Anlagen erreicht. Im günstigsten Fall (sehr geringe bzw. geförderte Investitionskosten in der Szenariovariante *Basis+PtG*) erhöht sich die installierte

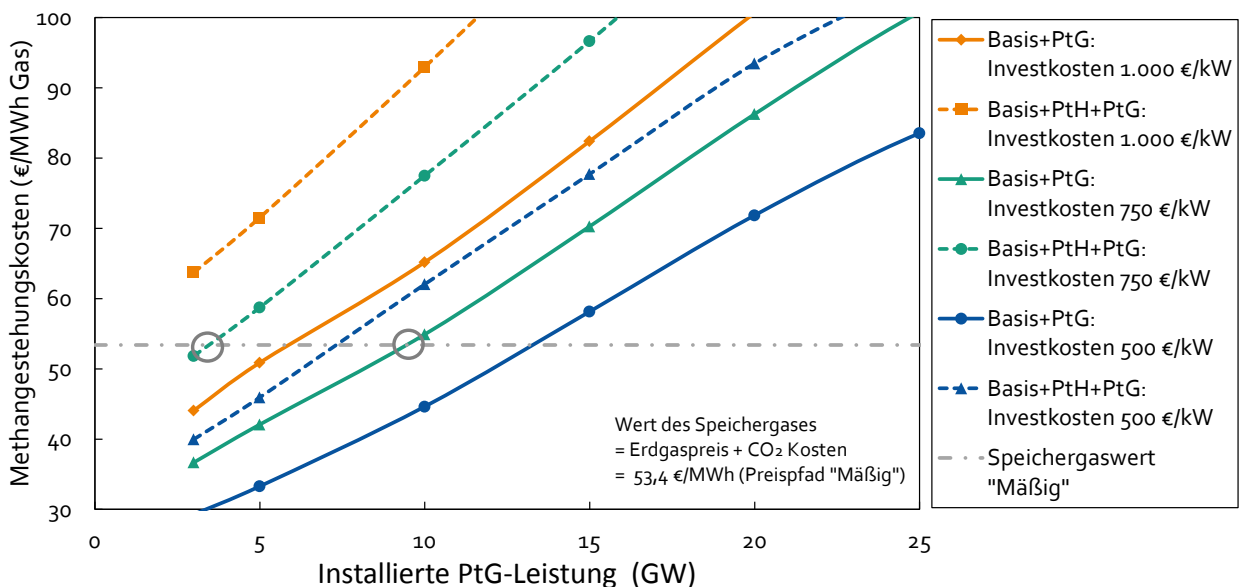


Abbildung 5.4: Mittlere Methangestehungskosten in Abhängigkeit der Investitionskosten

PtG-Leistung, bei welcher Methangestehungskosten und Gaswert übereinanderliegen, dagegen auf etwa 13 GW.

Die Investitionskosten stellen somit eine entscheidende Einflussgröße auf die Wirtschaftlichkeit der PtG-Anlagen dar. Nur wenn die hier unterstellten Kostenreduktionen erreicht werden können, ist ein wirtschaftlicher Einsatz der PtG-Technologie realistisch.

5.1.2.2 Einfluss eines höheren Speichergaswertes

Eine weitere entscheidende Einflussgröße auf die Wirtschaftlichkeit einer PtG-Anlage ist der erzielbare Verkaufspreis für das Speichergas. Bei den bisherigen Betrachtungen in diesem Kapitel wurde der Wert des Speichergases anhand des Preispfades „Mäßig“ vorgegeben. Analog zu den Betrachtungen des Gesamtsystems in Abschnitt 4.1.2.4 wird nun ebenfalls der Einfluss eines erhöhten Speichergaswertes entsprechend des Preispfades „Deutlich“ herangezogen. Dieser wird mit 79,60 €/MWh Gas angenommen. Für die erneute Berechnung der Methangestehungskosten wird entsprechend der Ausführungen in Abschnitt 4.1.2.4 unterstellt, dass sich der PtG-Einsatz, und damit die VLS der PtG-Anlagen, durch den erhöhten Grenznutzen nicht ändern. Allerdings führt der erhöhte Wert des Speichergases zu einem erhöhten Grenznutzen der PtG-Technologie und damit im Mittel zu steigenden Strombezugskosten (vergleiche Abschnitt 5.1.1). Insgesamt steigt die wirtschaftlich realisierbare PtG-Leistung bei Annahme eines erhöhten Speichergaswertes an (Abbildung 5.5). Durch den Vergleich der berechneten Methangestehungskosten mit dem jeweils unterstellten Speichergaswert wird ersichtlich, dass sich die wirtschaftlich umsetzbare Leistung von 3 bis 9 GW (bei Speichergaswert „Mäßig“) auf ca. 7 bis 13,5 GW (bei Speichergaswert „Deutlich“) erhöht.

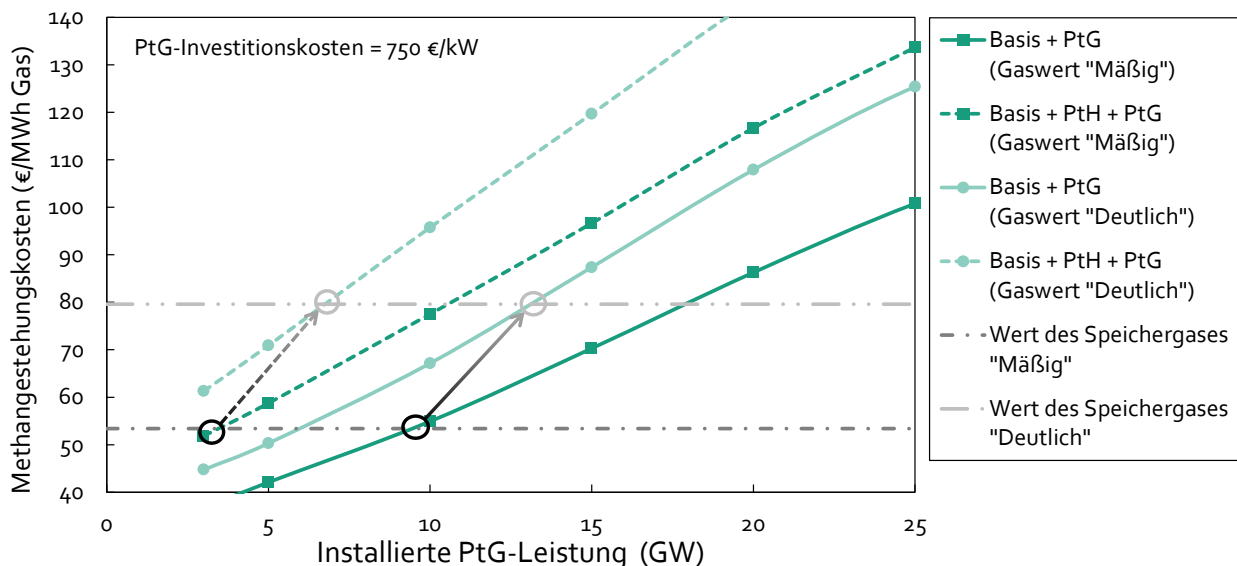


Abbildung 5.5: Mittlere Methangestehungskosten in Abhängigkeit des Gaspreises

Im Allgemeinen stehen die hier verglichenen Fälle für eine maximale Zahlungsbereitschaft der PtG-Technologie von 33,10 €/MWh (Preispfad „Mäßig“) und 53,80 €/MWh (Preispfad „Deutlich“) für den Strombezug. Wie sich die Betriebsbilanz der PtG-Anlagen dabei im Einzelnen aus den verschiedenen variablen Kostenbestandteilen zusammensetzt, ist für das Ergebnis nicht entscheidend. Der Effekt einer zunehmenden Wirtschaftlichkeit bei Unterstellung eines erhöhten Speichergaswertes könnte damit ebenfalls durch mögliche Zusatzeinnahmen im Betrieb (Vermarktung von Wärme oder Sauerstoff) bzw. durch den Einfluss geringerer Strombezugskosten erreicht werden.

5.1.3 Einfluss des netzseitigen PtG-Einsatzes auf die Wirtschaftlichkeit

Während bisher ausschließlich ein Einsatz der PtG-Anlagen am Spotmarkt zur Berechnung der Methangestehungskosten berücksichtigt wurde, wird in diesem Abschnitt der mögliche Einfluss eines kombinierten markt- und netzseitigen Betriebs auf die Wirtschaftlichkeit der PtG-Anlagen analysiert.

5.1.3.1 Redispatch als Möglichkeit für einen netzseitigen Einsatz

Wenn Schaltmaßnahmen im Netz nicht ausreichen, um die Stromflüsse, die sich aus dem Marktergebnis ergeben, im Rahmen eines sicheren Netzbetriebs zu realisieren, so wird die Erzeugungsbzw. Speicherleistung ausgewählter Anlagen durch den Übertragungsnetzbetreiber im erforderlichen Maße angepasst. Neben der Möglichkeit einer netzbedingten Anpassung der Erzeugungsleistung von EE-Anlagen durch das Einspeisemanagement [111] hat der Übertragungsnetzbetreiber insbesondere die Möglichkeit, die Leistung von ausgewählten Kraftwerken und Speichern im Rahmen des sogenannten Redispatches zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs anzupassen.

Wie bereits in Abschnitt 4.2.2.3 beschrieben, orientiert sich die Vergütung für die Anlagen, deren Erzeugungsleistung im Rahmen des in Deutschland angewendeten kostenbasierten Redispatches angepasst wird, an den für eine Anlage tatsächlich anfallenden bzw. eingesparten Aufwendungen [103, S. 2]. Da der Redispatch ein Eingriff in den Markt ist, soll die Vergütung des Redispatches nicht zu zusätzlichen Gewinnen für die teilnehmenden Anlagen führen [103, S. 11].

Theoretisch scheint es daher zwar möglich, dass PtG-Anlagen, sofern sie mindestens in der 110 kV-Spannungsebene betrieben werden, als Energiespeicher am Redispatch teilnehmen und bei einer netzseitig günstigen Anlagenplatzierung über eine Zuschaltung im Rahmen des Redispatches erhöhte Betriebsstunden erlangen (vergleiche Abschnitt 4.2.2.3). In wieweit hierdurch allerdings Zusatzeinnahmen generiert werden können, ist fraglich. In den genaueren Ausführungen der Vergütungsregelung für Speicher heißt es, dass diese bei einer Erhöhung der Abnahmelast (Einspeicherung) im Rahmen des Redispatches ihre ersparten Aufwendungen abzüglich der nachgewiesenen zusätzlichen Aufwendungen für die Befüllung des Speichers an den Übertragungsnetzbetreiber zu zahlen haben [103]. Als ersparte Aufwendung ist hierbei der „Gegenwert der durch die Erhöhung der Abnahmelast gespeicherten Energie anzusehen“ [103, S. 21]. Eine Reduzierung der Abnahmelast ist in diesem Zusammenhang aktuell nicht vorgesehen. Hier wird stattdessen auf die Regelung für abschaltbare Lasten verwiesen. Sollte es in der Zukunft zu einer erhöhten Teilnahme von PtG-Anlagen am Redispatch kommen und somit bei ungünstiger netzseitiger Platzierung ein erhöhter Bedarf für eine Verringerung der Abnahmeleistung bestehen, so erscheint dies jedoch prinzipiell nach den gleichen Gesichtspunkten möglich. In einem solchen Fall würde eine PtG-Anlage, deren Abnahmeleistung reduziert wird, eine geringere Menge Gas produzieren, wodurch dem Anlagenbetreiber nach dem Prinzip des kostenbasierten Redispatches der Wert des fehlenden Speichergases abzüglich der eingesparten Betriebskosten erstattet werden sollte.

Unter den Rahmenbedingungen des kostenbasierten Redispatches besteht damit betriebswirtschaftlich kein bzw. nur ein sehr geringer Anreiz für eine netzdienliche Platzierung von PtG-Anlagen. Durch einen netzseitigen Mehrbetrieb können keine zusätzlichen Gewinne erzielt werden und im Falle einer netzseitigen Abschaltung ist zu erwarten, dass zumindest ein Grundwert für das Speichergas (ohne Gewinnzuschläge) durch den ÜNB ausgeglichen wird.

Insgesamt bleibt festzuhalten, dass der kostenbasierte Redispatch eine Engpassmanagementmethode ist und nicht mit dem Ziel angewendet wird, Energieanlagen zu einer netzdienlichen

Standortwahl zu bewegen oder einen netzdienlichen Betrieb anzureizen. Angesichts eines steigenden Bedarfs an Stromtransporten und der Ergebnisse aus den systemischen Betrachtungen (siehe Abschnitt 4.2), die deutlich gemacht haben, dass eine netzdienliche Platzierung von PtG-Anlagen nicht zu vernachlässigende Vorteile für das Gesamtsystem aufweist, gilt es jedoch für die langfristige Perspektive zusätzliche räumliche Anreize in Erwägung zu ziehen (siehe auch Abschnitt 5.2.1.1).

5.1.3.2 Wirtschaftlichkeit von PtG an verschiedenen Standorten

Auf Basis der obigen Überlegungen wird im Folgenden, losgelöst von den heutigen Marktregeln, analysiert, welche betriebswirtschaftlichen Unterschiede bei verursachergerechter Weitergabe der Aufwendungen und Einsparungen eines regional differenzierten Betriebs von PtG-Anlagen bestehen können.

Hierfür wird angenommen, dass sich der mittlere Strombezugspreis einer PtG-Anlage ausschließlich auf Basis des marktseitigen Einsatzergebnisses ergibt. Unabhängig vom Anlagenstandort werden daher die bereits in Abbildung 5.2 dargestellten mittleren Strombezugskosten für den PtG-Betrieb der Berechnungsvariante *Netz opt/ Basis+PtG (10 GW)* zugrunde gelegt (d. h. Strombezugskosten von 15,20 €/MWh bei Annahme des Preispfades „Mäßig“). Bei ebenfalls identischer Annahme der fixen Kosten für den Bau und Betrieb der PtG-Anlagen unterscheiden sich die PtG-Standorte lediglich durch ihre Betriebsstunden, die auf Basis des kombinierten markt- und netzseitigen Einsatzes in der jeweiligen Region erreicht werden.

Die regionalen Methangestehungskosten, die sich aufgrund der unterschiedlichen VLS bei netzoptimierter und gleichmäßiger Anlagenverteilung für die 18 modellierten Netzregionen ergeben, sind in Abbildung 5.6 dargestellt. Während bei den Rechnungen mit gleichmäßiger Anlagenverteilung für jede Region ein Wert angegeben wird, kann bei Annahme der netzoptimierten PtG-Verteilung nur für die Regionen eine Aussage getroffen werden, in welchen Anlagen platziert wurden. Zur Einordnung der regionalen Methangestehungskosten stellen die gestrichelten Linien jeweils die mittleren Methangestehungskosten einer Variante dar.

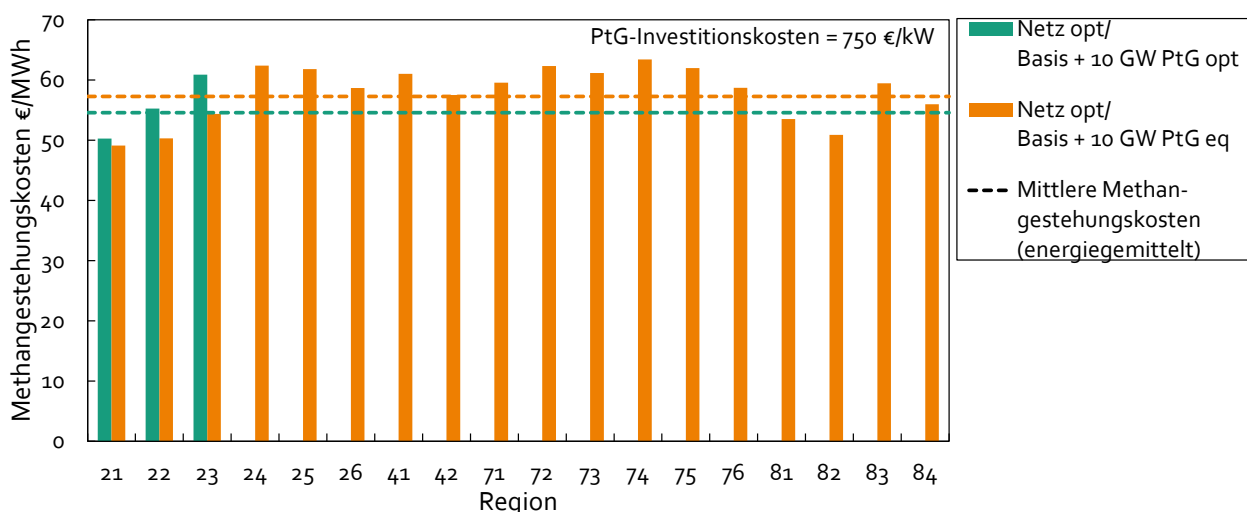


Abbildung 5.6: Methangestehungskosten je Region im 85%-EE-Szenario bei einem kombinierten markt- und netzseitigen Anlageneinsatz

Es wird deutlich, dass die mittleren Methangestehungskosten in den Rechnungen mit gleichmäßiger Anlagenverteilung oberhalb der mittleren Methangestehungskosten bei optimaler PtG-Anlagenverteilung liegen. Durch den kombinierten netzseitigen Einsatz werden bei ungünstiger

Anlagenverteilung vermehrt Anlagen herunter geregelt, sodass die VLS in diesen Rechnungen im Mittel abnehmen (vergleiche auch Abschnitt 4.2.2.2). Unabhängig von der Anlagenverteilung liegen die Methangestehungskosten insbesondere in den nördlichen Regionen 21 und 22 unterhalb des Durchschnitts, sodass diese Regionen bei Berücksichtigung des netzseitigen Einsatzes auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht für eine Platzierung der PtG-Anlagen mit einer kumulierten Leistung von 10 GW in dem gewählten Szenario zu bevorzugen wären. Bei einer gleichmäßigen Anlagenverteilung erreichen außerdem die Anlagen in den Regionen 23, 81 und 82 unterdurchschnittliche Methangestehungskosten.

Da der netzseitige PtG-Einsatz im 85%-EE-Szenario im Verhältnis zur Bedeutung des marktseitigen Einsatzes insgesamt eine untergeordnete Rolle spielt, bewegen sich die Unterschiede der Methangestehungskosten in einem Bereich von ca. 10 €/MWh. Insbesondere dann, wenn die Wirtschaftlichkeit einer Anlage eher unsicher ist, könnten die Mehreinnahmen aus dem netzseitigen Betrieb bei einer günstigen Platzierung der Anlage jedoch einen wichtigen Vorteil bringen.

5.1.4 Wirtschaftlichkeit bei geringerem EE-Anteil

Während sich die bisherigen Analysen zur Wirtschaftlichkeit der PtG-Technologie auf einen Einsatz im 85%-EE-Szenario bezogen haben, soll abschließend die Wirtschaftlichkeit anhand des möglichen Einsatzes der PtG-Technologie im 63%-EE-Szenario betrachtet werden.

Wie bereits in Abbildung 4.11 (S. 79) dargestellt wurde, sind die zu erwartenden VLS einer PtG-Anlage bei einem EE-Anteil von 63% im marktseitigen Einsatz sehr begrenzt. Beim Betrieb der PtG-Technologie im Basisszenario wurde die Einsatzentscheidung der PtG-Anlagen unter der Annahme eines Speichergaswertes, der wie in den bisherigen Betrachtungen anhand des Erdgaspreises zuzüglich CO₂-Kosten der Szenariovariante bemessen wird (Speichergaswert 39,80 €/MWh, vergleiche auch Abschnitt 2.2.4), bestimmt. Da deutschlandweite Stromüberschüsse und damit Strompreise, die unterhalb des Grenznutzens der PtG-Anlagen liegen, in diesem Szenario nur sehr selten auftreten, ergibt sich ein marktseitiger PtG-Einsatz in nur 460 h/a. Bei einer kumulierten PtG-Leistung von 2 GW ergeben sich 330 VLS.

Wie in Abschnitt 4.2.2.1 dargestellt, kann der netzseitige PtG-Einsatz in einem solchen Übergangsszenario eine deutlich wichtigere Rolle spielen. An einem geeigneten Standort, bei welchem der zur Integration der erneuerbaren Stromeinspeisung notwendige Netzausbau nicht in angemessener Zeit realisiert werden kann, könnte eine PtG-Anlage in dem berechneten Beispiel bis zu 1.800 VLS erzielen. Allerdings ist es nach den aktuellen Bestimmungen für die Teilnahme am Redispatch fraglich, inwieweit ein solcher netzseitiger Einsatz gewinnbringend realisiert werden kann (vergleiche Abschnitt 4.2.2.3 und 5.1.3.1).

Selbst unter der Annahme, dass der Strombezug sowohl für den netzseitigen als auch für den marktseitigen PtG-Einsatz zu 0 €/MWh erfolgen kann, betragen die Methangestehungskosten 110 €/MWh, sodass die angenommenen fixen Kosten (Investitionskosten 1.000 €/kW, sonstige Parameter wie in Tabelle 4.1, S. 70) bei dem unterstellten Wert für das Speichergas nicht gedeckt werden können.

In Abhängigkeit der angenommenen VLS und Strombezugskosten kommen andere Untersuchungen zu vergleichbaren Ergebnissen (siehe z. B. [86, 112]). Um höhere VLS zu erreichen, werden hier z. B. zusätzliche Einsatzmöglichkeiten am Regelleistungsmarkt oder ein direkter Bezug von erneuerbarer Stromeinspeisung betrachtet. Darüber hinaus werden Vermarktungskonzepte von Wasserstoff oder erneuerbarem Methan im Verkehrssektor diskutiert, bei welchen eine besonders

hohe Zahlungsbereitschaft für erneuerbare chemische Energieträger erwartet wird. In Abhängigkeit dieser Annahmen kann sich die wirtschaftliche Situation in Einzelfällen verbessern, je nach Höhe der zu zahlenden Steuern und Abgaben aber auch deutlich schwieriger darstellen.

In Anknüpfung an die im Rahmen dieser Dissertation durchgeführten Analysen zum netzseitigen PtG-Einsatz werden auch in [113] mögliche Zusatzeinnahmen aus einem netzseitigen PtG-Betrieb, die dort über einen vermiedenen Netzausbau im Verteil- und Mittelspannungsnetz argumentiert werden, zur Verbesserung der Betriebsbilanz einbezogen. Durch die Annahme von Vergünstigungen beim Strombezug und Bonuszahlungen auf den Gaspreis wird dort aufgezeigt, dass in dieser Kombination ein kostendeckender PtG-Anlagenbetrieb im Zeithorizont bis 2033 möglich erscheint.

Auf Grundlage der großen Unsicherheiten, mit welchen der PtG-Einsatz zu bewerten ist, aber der gleichzeitigen Bedeutung, die der PtG-Technologie im zukünftigen Energiesystem beigemessen wird, werden in Abschnitt 5.2.2 erste Handlungsoptionen für eine Wegbereitung der PtG-Technologie erarbeitet.

5.2 Realisierung eines volkswirtschaftlich optimierten PtG-Einsatzes

Um die betriebswirtschaftlichen Ergebnisse des vorherigen Abschnitts bewerten zu können, werden diese im Folgenden mit dem als systemoptimal ermittelten Anwendungsbereich der PtG-Technologie (siehe Kapitel 4) verglichen. Auf dieser Grundlage werden anschließend Ansatzpunkte für mögliche Handlungsoptionen aufgezeigt, mit denen eine Realisierung des systemoptimalen PtG-Einsatzes unterstützt werden könnte.

5.2.1 Langfristige Perspektive

Die Analysen des 85%-EE-Szenarios für Deutschland haben gezeigt, dass die Perspektive für einen kostendeckenden Betrieb von PtG-Anlagen im Kontext des heute etablierten Energy-only-Marktes besteht. Hierfür wurde angenommen, dass der Speicherstrom über den grenzkostenbasierten Spotmarkt bezogen wird und das Speichergas für einen festen Preis, der sich durch den Wert von Erdgas zuzüglich der hierfür benötigten Emissionszertifikate ergibt, verkauft wird. In Abhängigkeit des angenommenen Speichergaswertes sowie der Durchdringung des Systems mit der zusätzlichen Ausgleichsoption PtH wurde eine betriebswirtschaftlich realisierbare Leistung zwischen 3 und 14 GW abgeleitet (bei Erreichung der angestrebten Investitionskosten von 750 €/kW). Bei der Analyse aus Sicht des Gesamtsystems wurde unter gleichen Voraussetzungen und Annahmen eine kumulierte PtG-Leistung zwischen 6 und 16 GW abgeleitet.

Der Vergleich dieser beiden Ergebnisse macht deutlich, dass die systemoptimale Leistung für alle berechneten Varianten etwas oberhalb der betriebswirtschaftlich realisierbaren Leistung, aber in der gleichen Größenordnung liegt. Insgesamt ist damit eine wichtige Voraussetzung für einen marktgetriebenen Einsatz bzw. Ausbau von PtG-Energiespeichern in einem überwiegend erneuerbaren Energiesystem aufgezeigt. Hierdurch kann außerdem gefolgert werden, dass sich die PtG-Technologie langfristig als wichtiger Baustein eines erneuerbaren Energiesystems durchsetzen kann.

Die detaillierten Analysen haben jedoch auch Diskrepanzen zwischen volkswirtschaftlichem Nutzen und betriebswirtschaftlichen Anreizen sowie Unsicherheiten in den Rahmenbedingungen aufgezeigt. Diese können mögliche Ansatzpunkte für Handlungsoptionen darstellen, sodass Investitionsunsicherheiten langfristig reduziert werden können und so die PtG-Technologie eine Chance erhält, in der als systemoptimal identifizierten Größenordnung umgesetzt zu werden.

5.2.1.1 Räumliche Anreize

Bezüglich eines systemdienlichen Einsatzes der PtG-Technologie haben insbesondere die netzseitigen Analysen möglichen Handlungsbedarf aufgedeckt. So konnte bei den systemischen Betrachtungen aufgezeigt werden, dass eine netzseitig optimierte Standortwahl sowie die Möglichkeit eines netzdienlichen Einsatzes eine wichtige Voraussetzung darstellt, um den positiven Systemnutzen, der durch die PtG-Technologie erzielt werden kann, vollständig auszuschöpfen (siehe Abschnitt 4.2.2.3). Gleichzeitig wurde jedoch deutlich, dass das heutige Umfeld kaum betriebswirtschaftliche Anreize für eine netzseitig angepasste Standortwahl oder einen netzdienlichen Betrieb aufweist (siehe Abschnitt 5.1.3). Um langfristig, wenn PtG-Energiespeicher in einem für das Gesamtsystem relevanten Maßstab eingesetzt werden, ein kosteneffizientes Energiesystem zu gewährleisten, wird der räumlich koordinierte Einsatz von Ausgleichsoptionen zunehmend an Bedeutung gewinnen. Langfristig sollte somit das Ziel verfolgt werden, den positiven Einfluss eines netzdienlichen Betriebs von PtG-Energiespeichern sowie weiteren Ausgleichsoptionen in betriebswirtschaftliche Anreize zu überführen, sodass die Betreiber von solchen höchst flexiblen Ausgleichsoptionen die räumliche Komponente in ihre Standortwahl mit einbeziehen. Nur so kann langfristig sichergestellt werden, dass marktseitige Stromüberschüsse möglichst vollständig genutzt werden können bzw. eine Überdimensionierung der Netze, die einen Transport von deutschlandweiten Stromüberschüssen ermöglichen würde, vermieden werden kann. Einen vergleichbaren Handlungsbedarf zeigt auch die Monopolkommission in ihrem aktuellen Sondergutachten [75] auf. Hier heißt es z. B. „werden auch die sich aus dem Redispatching ergebenden Folgewirkungen betrachtet, dann werden mithilfe dieser Maßnahme keinerlei Anreize gesetzt, [...] einen bedarfsgerechten Standort für ein Kraftwerk [oder einen Speicher] zu wählen. Der Einsatz kurzfristiger Instrumente ist daher mit langfristigen Ansätzen zur Lösung des Problems möglicher Netzungleichgewichte abzuwägen“ [75, S. 173].

5.2.1.2 „Gerechtes“ Umlagensystem

Ein weiterer Diskussionspunkt, der die Wirtschaftlichkeit von PtG-Anlagen sowohl heute als auch in der Zukunft maßgeblich beeinflusst, sind möglicherweise anfallende Steuern und Abgaben für den Speicherstrom (siehe Abschnitt 5.1.1.1). Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen in diesem Kapitel sind zunächst ohne die Berücksichtigung von Steuern und Abgaben auf den Speicherstrom durchgeführt worden. Auf dieser Grundlage wurde ermittelt, dass die Perspektive für einen wirtschaftlichen PtG-Betrieb im 85%-EE-Szenario besteht. Die maximale kumulierte Leistung, die auf diese Weise durch einen Strombezug über den Spotmarkt und einen Verkauf des Speichergases zu einem fixen Wert refinanziert werden kann, liegt in allen betrachteten Sensitivitäten leicht unterhalb, aber in der gleichen Größenordnung der aus System Sicht optimalerweise einzusetzenden PtG-Leistung.

Soll der Langzeitspeicheroption PtG die Chance gegeben werden, sich langfristig so zu entwickeln, dass ein positiver Nutzen für die Energieversorgung bestmöglich ausgenutzt werden kann, so erscheint es unter den getroffenen Annahmen nicht zielführend, den Speicherstrom mit zusätzlichen Steuern und Abgaben zu belegen. In diesem Zusammenhang fordern, insbesondere auch für die

nahe Zukunft, verschiedene Branchenvertreter eine Klarstellung, dass Energiespeicher nicht als Letztverbraucher einzustufen sind (siehe z. B. [94, S. 21] und [114, S. 7]).

Insbesondere dann, wenn PtG nicht primär für die Speicherung von Stromüberschüssen mit dem Ziel der Rückverstromung sondern gezielt für die Produktion eines erneuerbaren und klimafreundlichen Energieträgers für den flexiblen Einsatz in anderen Sektoren betrieben wird, stellt sich jedoch die Frage nach einer gerechten Verteilung der Kosten des Stromversorgungssystems. Der Einsatz der PtG-Technologie ist auf einen erhöhten EE-Zubau und in den meisten Fällen auch auf eine Einbindung in ein gut ausgebautes Stromnetz angewiesen. Durch den Einsatz des Speichergases im Verkehrs- oder Wärmesektor oder zur stofflichen Nutzung in der Industrie profitieren auch diese Sektoren von der Infrastruktur des Stromsektors, sodass eine angemessene Beteiligung an den Kosten des Stromversorgungssystems notwendig erscheint.

Auf der anderen Seite muss jedoch für die PtG-Technologie und andere Ausgleichsoptionen positiv vermerkt werden, dass erst deren Nachfrage nach ansonsten überschüssigen Strommengen in Stunden mit Stromüberschüssen zu einem positiven Strompreis führt. Gibt es eine Vielzahl von Anlagen, die bezüglich einer Nutzung der Stromüberschüsse in Konkurrenz stehen, so tragen die Ausgleichstechnologien durch ihre erhöhte Zahlungsbereitschaft für die ansonsten überschüssigen Strommengen zu der Erwirtschaftung eines Deckungsbeitrages dieser Technologien bei. Es bleibt jedoch zu prüfen, ob dieser Beitrag an das Stromsystem bei einer ganzheitlichen Betrachtung angemessen ist.

Langfristig wird somit ein umfassendes Markt- und Umlagensystem benötigt, das es Ausgleichstechnologien wie PtG ermöglicht, als Verbindungselement zwischen den verschiedenen Energiesektoren zu agieren, aber gleichzeitig eine gerechte Verteilung der Kosten der Stromversorgungsinfrastruktur gewährleistet. Insbesondere im Zusammenhang mit einem möglicherweise steigenden Wert für das Speichergas oder zusätzlichen Einnahmen aus hier nicht genauer analysierten Geschäftsmodellen (z. B. im Verkehrssektor) sollte auf der anderen Seite berücksichtigt werden, dass der ins Stromnetz integrierte Betrieb von PtG-Anlagen langfristig auf erneuerbare Stromüberschüsse beschränkt bleibt. Es sollte ausgeschlossen werden, dass mögliche Vergünstigungen zu einer aus System Sicht unerwünschten Speichergasproduktion aus fossiler Stromerzeugung führen (vergleiche auch Abschnitt 4.1.2.4).

5.2.2 Handlungsoptionen zur Einführung der PtG-Technologie

Aus Sicht des Stromversorgungssystems kann bis zu einem EE-Anteil von etwa 60% kein spezieller Bedarf für den Einsatz von PtG als Langzeitspeicher abgeleitet werden. Da marktseitige Stromüberschüsse, die als wichtiges Kriterium für einen systemisch sinnvollen PtG-Einsatz angesehen werden können, bis zu dieser Transformationsstufe des Stromversorgungssystems verhältnismäßig selten auftreten, ist in diesem Horizont kein wirtschaftlicher Betrieb am Strommarkt absehbar. Aufgrund weiterer Einsatzfelder, wie ein Betrieb am Regelleistungsmarkt, ein gezielter netzseitiger Einsatz oder eine spezielle Nachfrage nach einem regenerativen chemischen Energieträger, kann die Umsetzung ausgewählter Projekte in diesem Zeitraum dennoch interessant sein. Darüber hinaus rechtfertigt die perspektivische Bedeutung der PtG-Technologie in einem erneuerbaren Energiesystem spezielle Maßnahmen zur Weiterentwicklung, Erprobung und letztendlich auch zur Markteinführung der Technologie. Dabei gilt es das richtige Maß zwischen einer Stärkung der Entwicklungsmöglichkeiten und Vermarktungskonzepte bei gleichzeitiger Begrenzung möglicher zusätzlicher Förderkosten für das Gesamtsystem zu finden.

Auch wenn der Fokus dieser Arbeit insbesondere auf der langfristigen Perspektive der PtG-Technologie liegt, können auf Basis der durchgeführten Analysen einige allgemeine Schlussfolge-

rungen zu möglichen Handlungsoptionen für eine Wegbereitung der PtG-Technologie abgeleitet werden, die jedoch nicht den Anspruch erheben, ein umfassendes Bild diesbezüglich darzustellen.

So kann z. B. die Variantenrechnung, in welcher reduzierte Investitionskosten für die PtG-Anlagen unterstellt wurden, auch als Betrachtung der PtG-Technologie unter Einfluss einer leistungsbezogenen Förderung interpretiert werden. Dies könnte z. B. einmalig in Form eines Investitionskostenzuschusses oder in Form einer wiederholten Zahlung je kW vorgehaltener Flexibilität erfolgen. Ein genereller Vorteil einer solchen leistungsbezogenen Unterstützung liegt darin, dass hierdurch keine Verzerrung der Einsatzreihenfolge verschiedener Ausgleichstechnologien hervorgerufen wird, da die variablen Kosten nicht beeinflusst werden. Es werden ausschließlich die Investitionskosten und damit der zu erwirtschaftende Deckungsbeitrag reduziert.

Eine Förderung je kWh wird dagegen z. B. durch eine Vergünstigung des Strombezugs durch eine Befreiung von Steuern und Abgaben realisiert. Ein solcher Schritt scheint auf Basis der in Abschnitt 5.1.4 dargestellten wirtschaftlichen Situation in der Übergangsphase ebenfalls zielführend (bezüglich langfristiger Maßnahmen siehe Abschnitt 5.2.1.2). Eine erhöhte Einspeisevergütung für ein erneuerbares Speichergas stellt ebenfalls eine Möglichkeit einer energiebezogenen Förderung dar. Da eine solche Unterstützung jedoch speziell die PtG-Technologie betreffen würde, nicht aber auf andere Ausgleichsoptionen übertragen werden kann, birgt diese insbesondere die Gefahr einer Verzerrung der Einsatzreihenfolge von konkurrierenden Technologien. Generell besteht bei einer energiebezogenen Unterstützung in dieser Form weiterhin das Risiko, dass sich der Einsatz der PtG-Technologie nicht mehr im besonderen Maße auf die Verwertung von Stromüberschüssen konzentriert, sondern darüber hinaus günstige Strommengen für eine Gasproduktion verwendet werden. Ein solcher Einsatz führt in der Regel an anderer Stelle bzw. zu einem späteren Zeitpunkt zu einer erhöhten fossilen Stromerzeugung und sollte daher vermieden werden (vergleiche auch Abschnitt 4.1.2.4). Lediglich zur Technologieentwicklung und Erprobung erscheinen erweiterte Einsatzzeiten außerhalb eines systemisch optimalen Einsatzes sinnvoll, um der Anlage einen umfassenden Betrieb zu ermöglichen. Damit gleichzeitig die mit einem geförderten Einsatz von Ausgleichsoptionen ggf. verbundenen negativen Effekte auf das Gesamtsystem (in Form von erhöhten CO₂-Emissionen und Kosten) begrenzt werden können, sollte eine solche Unterstützung eine klare Mengensteuerung beinhalten.

In Abhängigkeit von der Geschwindigkeit, mit welcher der geplante Netzausbau in den nächsten Jahren realisiert werden kann, sind weiterhin geeignete Anpassungen der Rahmenbedingungen, die Zusatzeinnahmen durch räumliche Anreize ermöglichen, auch auf dieser Zeitschiene bereits sinnvoll. Bei Anforderungen an die netzseitige Standortwahl sollte jedoch darauf geachtet werden, dass diese auch unter langfristigen Erwartungen an den EE- und Netzausbau sinnvoll erscheinen, da die Errichtung einer zeitlichen Ausgleichsoption in den meisten Fällen keine langfristige Alternative zur Vermeidung netzseitiger Stromüberschüsse darstellen wird.

Während spezielle Projekte zur Weiterentwicklung und Erprobung der PtG-Technologie konkret auf diese Technologie als strategisch wichtiges Element des zukünftigen Energiesystems ausgelegt sein können, sollten Maßnahmen, die in der Übergangsphase auf eine Markteinführung abzielen (z. B. die Anpassung der Rahmenbedingungen für einen netzseitigen Einsatz), möglichst technologieoffen gestaltet werden. Insbesondere sollten mögliche Vergünstigungen für PtG oder andere Ausgleichsoptionen keine Verzerrung der Einsatzreihenfolge verschiedener Technologien herbeiführen, sodass effizientere Technologien vorrangig eingesetzt werden (Vermeidung eines künstlichen Technologiewechsels z. B. zwischen PtH und PtG). Insgesamt stellt die Frage einer Wegbereitung der PtG-Technologie sowie weiterer Ausgleichsoptionen eine sehr vielschichtige Thematik dar, die einer detaillierten Betrachtung in weiteren Forschungsvorhaben bedarf.

6 Schlussfolgerungen und Ausblick

Die vor dem Hintergrund des fortschreitenden Klimawandels angestrebte Transformation des Energiesystems birgt verschiedene Herausforderungen. Deutschland hat sich unter anderem das Ziel gesetzt, bis 2050 einen Anteil von mindestens 80%¹ erneuerbarer Energien an der Stromversorgung zu erreichen. In diesem Zusammenhang ist die Frage nach der Höhe und Charakteristik des Ausgleichsbedarfs zwischen Zeiten mit erhöhter wetterbedingter EE-Stromeinspeisung und solchen, in denen die Deckung der Stromnachfrage durch diese Erzeugungsanlagen nicht gewährleistet werden kann, sowie zwischen einspeisestarken und laststarken Regionen von zentraler Bedeutung. Vor diesem Hintergrund war es das Ziel dieser Dissertation, den Langzeit-Ausgleichsbedarf im erneuerbaren Energiesystem zu analysieren und insbesondere die Perspektiven von PtG-Energiespeichern in diesem Anwendungsgebiet aufzuzeigen und zu bewerten.

Die wesentlichen Aspekte dieses Themenkomplexes wurden anhand von vier Leitfragen analysiert. Diese umfassen im Einzelnen eine Quantifizierung des Ausgleichsbedarfs bei zunehmendem EE-Anteil, die Herleitung einer Größenordnung für einen Nutzen-Kosten-optimierten Einsatz der PtG-Technologie für das betrachtete Szenario, das Aufzeigen der räumlichen Ausgleichsmöglichkeiten, die sich bei einem netzseitigen Betrieb durch die Kopplung von Strom- und Gasnetz ergeben sowie eine Bewertung der Realisierbarkeit des systemoptimalen Einsatzes der PtG-Technologie anhand einer betriebswirtschaftlichen Analyse.

Die wesentlichen Ergebnisse und Schlussfolgerungen, die bei der Beantwortung dieser Fragen erarbeitet wurden, werden im Folgenden zusammengefasst (Abschnitt 6.1). Die Arbeit schließt mit einem Ausblick auf ein Zielszenario, welches zu 100% auf erneuerbaren Energiequellen beruht und damit eine abschließende Diskussion der zunehmenden Bedeutung von Energiespeichern und der Herstellung von erneuerbaren chemischen Energieträgern ermöglicht (Abschnitt 6.2).

6.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die modellbasierten Analysen, die in dieser Arbeit durchgeführt wurden, basieren auf dem politisch anerkannten Szenariorahmen der BMU-Leitstudie 2011 [5], der auf eine Erfüllung der Ziele des Energiekonzepts [3] ausgelegt ist. Auf Grundlage detaillierter Szenariosimulationen des deutschen Stromversorgungssystems inklusive einer vereinfachten Abbildung der Nutzung von elektrischer Energie im Verkehrssektor und einer Berücksichtigung der Schnittstelle zwischen Strom- und Wärmesektor über die Abbildung von KWK-Anlagen konnten umfassende Analysen zu einem grenzkostenoptimierten zeitlichen Einsatz von Stromerzeugern, -verbrauchern und Ausgleichstechnologien des zukünftigen Energiesystems durchgeführt werden. Für die Simulation des deutschen Stromversorgungssystems konnte auf hoch aufgelöste Einspeisezeitreihen der erneuerbaren Stromerzeugung und auf die Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung aus [15] aufgebaut werden, wobei letztere im Rahmen dieser Arbeit um verschiedene Module erweitert wurde. Die Weiterentwicklungen umfassen insbesondere verschiedene Varianten zur Modellierung der Langzeitspeicheroption PtG sowie

¹Das im Energiekonzept formulierte Ziel sieht eine Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von mindestens 80% bis 2050 vor.

die integrierte Abbildung des Übertragungsnetzes als Teil der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung des Kraftwerks- und Speichereinsatzes. Das hierdurch darstellbare räumliche und zeitliche Zusammenspiel von wetterabhängiger erneuerbarer Stromeinspeisung und disponiblen Energieanlagen zur Deckung einer vorgegebenen Nachfrage bildet eine gute Grundlage für eine detaillierte Analyse des Ausgleichsbedarfs und für eine umfassende Bewertung von Ausgleichsoptionen im zukünftigen erneuerbaren Stromversorgungssystem. Folgende wesentliche Erkenntnisse konnten hiermit im Rahmen dieser Dissertation erarbeitet werden:

Bis zu einem EE-Anteil von ca. 60% überwiegt der räumliche Ausgleichsbedarf; bei höherem EE-Anteil nimmt der zeitliche Ausgleichsbedarf deutlich zu

Während in den analysierten Stützjahren mit einem EE-Anteil von 40 und 63% (110 bzw. 143 GW EE-Leistung) eine nahezu vollständige Integration der erneuerbaren Stromeinspeisungen ausschließlich durch einen Ausbau des Stromnetzes erreicht werden kann, treten im 85%-EE-Szenario (178 GW EE-Leistung) in deutlichem Umfang deutschlandweite Stromüberschüsse auf (ca. 70 TWh/a). Diese können nicht durch eine Erweiterung der räumlichen Ausgleichsmöglichkeiten innerhalb Deutschlands nutzbar gemacht werden, sodass zusätzlich ein Einsatz zeitlicher Ausgleichsoptionen sinnvoll erscheint.

Ein Langzeit-Ausgleichsbedarf besteht erst bei sehr hohem EE-Anteil oder bei deutlich verzögertem Netzausbau

Zur Einordnung der zeitlichen Charakteristik des Ausgleichsbedarfs eines zukünftigen erneuerbaren Stromversorgungssystems wurde im Rahmen dieser Arbeit eine Methodik entwickelt und angewendet, mit welcher durch die Berechnung einer charakteristischen Speicherdauer auf Basis der Stromüberschüsse des Systems eine effektive Einschätzung hierzu getroffen werden kann. Der Ausgleichsbedarf des betrachteten 85%-EE-Szenarios wird demnach von einer langfristigen Charakteristik dominiert. Die weiterhin angewendeten Sensitivitätsanalysen bezüglich der Auswirkungen zusätzlicher Ausgleichstechnologien auf die Stromüberschüsse haben das Ergebnis bestätigt, sodass das 85%-EE-Szenario für eine detaillierte Untersuchung bezüglich des potenziellen Einsatzbereichs der Langzeit-Ausgleichsoption PtG ausgewählt wurde.

Weiterhin hat sich gezeigt, dass der verbleibende zeitliche Ausgleichsbedarf in den Szenariorechnungen mit geringerem EE-Anteil bei Unterstellung eines systemoptimalen Netzausbaus durch kurzfristige Stromüberschüsse dominiert wird und nahezu vollständig durch typische Stundenspeicher (z. B. Pumpspeicher) bedient werden kann. In diesen Szenarien wird der dennoch vorhandene Langzeit-Ausgleichsbedarf über den Einsatz der noch betriebenen fossilen Kraftwerke sichergestellt. Der Netzausbau stellt hier eine besonders sensitive Einflussgröße dar und führt unter der Annahme deutlich verzögerter räumlicher Ausgleichsmöglichkeiten im 63%-EE-Szenario zu einem signifikanten Anstieg des Langzeit-Ausgleichsbedarfs. Eine solche Konstellation mit weit fortgeschrittenem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung aber einem unzureichenden Netzausbau stellt zwar keine effiziente Szenariovariante dar, als möglicher Anwendungsfall für einen frühzeitigen Einsatz der PtG-Technologie wurde diese aber ebenfalls für weiterführende Analysen ausgewählt.

Sowohl die PtG-Technologie als auch die PtH-Option weisen ein deutliches Potenzial zur Nutzung der lang anhaltenden Stromüberschüsse im 85%-EE-Szenario auf

Die detaillierten Analysen des 85%-EE-Szenarios haben gezeigt, dass die PtG-Technologie die marktseitigen Stromüberschüsse des Systems sehr flexibel nutzen kann, um hieraus ein wertvolles Speichergas herzustellen, welches zur Speicherung in die Erdgasinfrastruktur, die über große Speicherkapazitäten verfügt, eingespeist wird. Die hierdurch mögliche Nutzung der lang anhaltenden Stromüberschüsse erhöht die EE-Integration und verringert durch die Verdrängung einer dem erzeugten Speichergas äquivalenten Menge fossilen Erdgases die CO₂-Emissionen des Energiesystems.

Weiterhin wurde ersichtlich, dass die PtH-Option, die zur alternativen Bereitstellung des durch die KWK-Kraftwerke zu deckenden Wärmebedarfs eingesetzt wurde, vergleichbare Möglichkeiten zur Nutzung von Stromüberschüssen aufweist. In Zeiten mit Stromüberschüssen wird mit dem elektrischen Heizstab Strom in Wärme gewandelt, wobei der alternativ in diesen Zeitpunkten einsetzbare Gas-Back-up-Kessel zur Versorgung der KWK-Wärmelast verdrängt wird. Durch die Einsparung eines langzeit-speicherbaren Energieträgers leistet die PtH-Technologie auf diese Weise ebenfalls einen entscheidenden Beitrag zur Reduzierung der langfristigen Stromüberschüsse. Die Einsatzmöglichkeit von PtH ist dabei allerdings an einen zeitgleichen und örtlich beschränkten Wärmebedarf gekoppelt. Sofern die Randbedingungen des Wärmebedarfs erfüllt sind, steht die PtH-Option in der Merit-Order vor der PtG-Technologie, sodass die Durchdringung des Systems mit der Ausgleichsoption PtH eine wichtige Einflussgröße auf den Anwendungsbereich der PtG-Technologie darstellt.

Der systemoptimale Anwendungsbereich von PtG-Energiespeichern im betrachteten 85%-EE-Szenario beträgt 6 bis 16 GW

Zur Bestimmung einer Nutzen-Kosten-optimalen PtG-Leistung für das ansonsten vorgegebene 85%-EE-Stromversorgungsszenario wurde der berechnete Nutzen der PtG-Technologie im marktseitigen Einsatz den Kosten für den Bau und Betrieb der PtG-Anlagen gegenübergestellt. Der marktseitige Nutzen der PtG-Technologie ergibt sich dabei im Wesentlichen durch den Wert des erzeugten Speichergases, der in der Systemsimulation wiederum über den Preis von fossilem Erdgas zuzüglich der Emissionszertifikate für die Verbrennung von Erdgas berechnet wird. Unter Annahme der Preispfade „Mäßig“ und „Deutlich“ der BMU-Leitstudie [5] zur Festlegung der Speichergaswerte konnte bei Unterstellung von angestrebten PtG-Investitionskosten von 750 €/kW eine Nutzen-Kosten-optimale PtG Leistung zwischen 6 und 16 GW für das betrachtete 85%-EE-Szenario abgeleitet werden. Neben der Unsicherheit bezüglich der Bewertung des Speichergases hat die angenommene Durchdringung des Systems mit der Ausgleichsoption PtH einen entscheidenden Einfluss auf die Bandbreite des Ergebnisses.

Die ermittelten Nutzen-Kosten-Kurven haben weiterhin aufgezeigt, dass der Einsatz von PtG-Energiespeichern, bei einer systemangepassten kumulierten Leistung, neben den bereits aufgeführten positiven Effekten (Erhöhung der EE-Integration, Reduzierung der CO₂-Emissionen des Systems) weiterhin zu einer Reduzierung der Kosten des Gesamtsystems beiträgt. Perspektivisch leistet die Langzeitspeicheroption PtG in Kombination mit weiteren Ausgleichsoptionen somit einen wichtigen Beitrag für eine bezahlbare erneuerbare Energieversorgung.

Eine netzseitig optimierte räumliche Verteilung der PtG-Anlagen ist entscheidend, um deren Systemnutzen vollständig zu erschließen

Für die Durchführung der netzseitigen Analysen des PtG-Einsatzes sowie für die räumliche Zuordnung von Stromüberschüssen wurde ein Ansatz entwickelt, das Übertragungsnetz inklusive einer Einpreisung von Netzverlusten in die Berechnung des Anlageneinsatzes zu integrieren. Hierdurch ist es möglich, dem System einen Anreiz zu geben, sowohl die technischen Restriktionen des Netzes einzuhalten als auch die Stromüberschüsse regional so zu nutzen, dass gleichzeitig die Stromtransporte minimiert werden. Diese Modellierungsvariante ist ebenfalls dafür geeignet, eine netzoptimierte PtG-Anlagenverteilung zu bestimmen.

Die durchgeführten Analysen des kombinierten markt- und netzseitigen Einsatzes der PtG-Technologie haben aufgezeigt, dass eine netzseitig optimierte Verteilung der PtG-Anlagen notwendig ist, um den vollen Mehrwert der PtG-Technologie auszuschöpfen. Werden PtG-Anlagen netzseitig ungünstig platziert, so können die Stromüberschüsse, die eine Anlage auf Basis des deutschlandweiten Marktergebnisses speichern würde, nicht zu jedem Zeitpunkt vollständig zu dieser transportiert werden. In einer nachgelagerten netzkoordinierten Anpassung der Betriebsleistungen, z. B. im Rahmen eines weiterentwickelten Redispatches, würde es daher vermehrt zu Abschaltungen von ungünstig platzierten Anlagen kommen. Werden die Anlagen netzseitig vorteilhaft platziert, so wird ebenfalls ein Redispatch zwischen PtG-Anlagen an unterschiedlichen Standorten notwendig sein. Zu- und Abschaltungen von PtG-Anlagen sind dann jedoch ausgeglichen, sodass die marktseitigen Stromüberschüsse entsprechend der installierten Einspeicherleistung vollständig genutzt werden können. Einen zusätzlichen Einsatzbereich stellt der netzdienliche PtG-Betrieb bei Unterstellung eines systemoptimal ausgebauten Übertragungsnetzes jedoch nicht dar.

Sollen bei gleicher installierter PtG-Leistung, aber einer freien Standortwahl, Stromüberschüsse im gleichen Umfang gespeichert werden, so ist ein zusätzlicher Netzausbau für den Transport der marktseitigen Stromüberschüsse nötig. Ein solcher erweiterter Netzausbau ist jedoch ebenfalls mit zusätzlichen Kosten verbunden. Diese Kosten können bei einer netzseitig optimierten Platzierung und einem netzkonformen Einsatz, der marktseitig ohnehin sinnvollen PtG-Anlagen, eingespart werden.

In einer Szenariovariante mit stark verzögertem Netzausbau nimmt die Bedeutung einer optimierten räumlichen Verteilung der PtG-Anlagen weiter zu. Dies konnte insbesondere anhand des hier analysierten 63%-EE-Szenarios gezeigt werden. In diesem spielen marktseitige Stromüberschüsse noch eine untergeordnete Rolle. Bei stark verzögertem Netzausbau treten jedoch in erheblichem Maße netzseitige Stromüberschüsse auf. In diesem Zusammenhang können zeitliche Ausgleichsoptionen, wie PtG-Anlagen, für eine regionale Entspannung der Situation sorgen. Da es in aller Regel jedoch nicht zielführend ist, den Netzausbau durch den Einsatz einer zeitlichen Ausgleichsoption vollständig zu ersetzen, sind die langfristigen Einsatzmöglichkeiten auch nach erfolgtem Netzausbau bei der Zubauentscheidung und der Standortwahl zu berücksichtigen.

Die Energiespeicherung im Erdgasnetz bietet einen zusätzlichen räumlichen Freiheitsgrad für das System und ermöglicht eine äußerst flexible Nutzung des Speichergases

Die Nutzung der vorhandenen Erdgasinfrastruktur zur Energiespeicherung weist drei wesentliche Vorteile auf. Zum einen kann auf umfangreiche Kavernen- und Porenspeicher zurückgegriffen werden, deren Speicherkapazitäten eine saisonale Speicherung ermöglichen. In diesem Zusammenhang haben die Systemsimulationen gezeigt, dass z. B. bei einer angenommenen PtG-Leistung von 10 GW im 85%-EE-Szenario 30 TWh Speichergas erzeugt werden. Bei einem Nutzungsprofil

zur Spitzenlastdeckung im Stromsektor wird für die zeitliche Verlagerung dieser Speichergasmengen ein Speichervolumen für etwa 14 TWh Speichergas benötigt. Dieses Speichervolumen kann durch die vorhandene Erdgasinfrastruktur, die Speicherkapazitäten für ca. 240 TWh Erdgas umfasst, bereitgestellt werden. Zum anderen ermöglicht das weitverzweigte Gasnetz eine räumliche Trennung zwischen Einspeicherung von Stromüberschüssen und der Nutzung des Speichergases. Die zusätzliche Transportoption im Erdgasnetz erlaubt es, unabhängig vom Nutzungskonzept die Einspeicherstandorte z. B. entsprechend erhöhter EE-Einspeisung und den Übertragungskapazitäten im Stromnetz zu wählen. Drittens kann hierdurch gleichzeitig die Nutzung des Speichergases auch außerhalb des Stromsektors äußerst flexibel erfolgen. So kann das Speichergas z. B. für eine kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen oder im Verkehrssektor, in welchem zukünftig eine erhöhte Zahlungsbereitschaft für einen erneuerbaren chemischen Kraftstoff erwartet wird, eingesetzt werden. Diese zusätzlichen Optimierungsfreiheitsgrade, die eine bestmögliche Anpassung der Energiespeicherung über PtG an die Bedürfnisse des Systems ermöglichen, stellen somit eine erweiterte Chance für die PtG-Technologie gegenüber ausschließlichen Strom-zu-Strom-Speichern dar.

Perspektivisch ist eine Refinanzierung von PtG-Anlagen durch einen Betrieb am grenzkostenbasierten Strommarkt möglich

Neben dem volkswirtschaftlichen Mehrwert der PtG-Technologie, der auf Basis der Systemsimulationen für das 85%-EE-Szenario quantifiziert wurde, konnte weiterhin eine betriebswirtschaftliche Perspektive für PtG-Anlagen in diesem Szenario aufgezeigt werden. Die Modellrechnungen haben ergeben, dass sich, unter der Annahme des „Mäßigen“ bis „Deutlichen“ Preispfades für die Bewertung des Speichergases, PtG-Anlagen mit einer kumulierten Leistung von 3 bis 13 GW bei einem Strombezug über den Spotmarkt refinanzieren können. Damit konnte neben dem systemischen Mehrwert, der durch den Einsatz der PtG-Technologie erzielt werden kann, auch die Perspektive für einen betriebswirtschaftlich realisierbaren Einsatz der PtG-Technologie aufgezeigt werden.

Weiterhin wurde ersichtlich, dass die Ausgestaltung des Umlagensystems im Stromsektor die Wirtschaftlichkeit von PtG-Anlagen deutlich beeinflusst. Einerseits sind PtG-Anlagen auf einen erhöhten Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten sowie auf einen gewissen Stromtransport für eine Zusammenführung der Stromüberschüsse angewiesen. Vor diesem Hintergrund scheint eine angemessene Beteiligung an den Infrastrukturkosten des Stromsektors notwendig, insbesondere dann, wenn eine Nutzung des Speichergases außerhalb des Stromsektors erfolgt. Andererseits lässt die betriebswirtschaftliche Situation der PtG-Anlagen kaum Spielraum für eine zusätzliche Zahlung der damit verbundenen Umlagen. Weiterhin bleibt zu berücksichtigen, dass die PtG-Anlagen unter den getroffenen Annahmen des grenzkostenbasierten Marktes durch eine erhöhte Zahlungsbereitschaft für Stromüberschüsse bereits zu gewissen Mehreinnahmen im Stromsektor führen. Wie hier jedoch ein insgesamt gerechtes Finanzierungs- und Umlagensystem in Abhängigkeit möglicher genereller Änderung des Marktdesigns aussehen könnte, bleibt eine wichtige Forschungsfrage, die in weiterführenden Analysen aufgegriffen werden sollte.

Der systemische Nutzen eines netzseitigen PtG-Einsatzes sollte eine zusätzliche Einnahmemöglichkeit in zukünftigen Betriebsmodellen darstellen

Bezüglich eines weiteren Handlungsbedarfs wurde eine Diskrepanz zwischen systemischem Nutzen durch einen netzseitigen Einsatz von PtG-Anlagen und den betriebswirtschaftlichen Anreizen für einen solchen Einsatz identifiziert. Wie bereits beschrieben, ist eine netzseitig günstige Anlagenplatzierung sowie die Möglichkeit einer netzseitigen Anpassung des PtG-Anlagenbetriebs

für eine möglichst vollständige Speicherung von Stromüberschüssen entscheidend. Aktuell gibt es jedoch kaum Anreize, die eine netzdienliche Standortwahl sowie einen netzdienlichen Betrieb von Energiespeichern betriebswirtschaftlich interessant gestalten. Ziel sollte es daher sein, den systemischen Nutzen in einen betriebswirtschaftlichen Anreiz zu überführen, um auf diese Weise eine netzdienliche Standortwahl und einen netzdienlichen Anlageneinsatz anzureizen. Gleichzeitig könnte sich hieraus ein zusätzliches Geschäftsmodell für PtG-Anlagen ergeben, sodass die Investitionssicherheit erhöht und damit die Realisierbarkeit der systemoptimalen Anlagenleistung unterstützt wird.

Für eine gezielte Weiterentwicklung und Einführung der PtG-Technologie sind flankierende Maßnahmen notwendig

Während für den Anwendungsbereich der PtG-Technologie in einem überwiegend erneuerbaren Energiesystem sowohl ein volkswirtschaftlicher Nutzen als auch die Perspektive für einen kostendeckenden Betrieb aufgezeigt werden konnte, wurde ebenso deutlich, dass eine Weiterentwicklung sowie Markteinführung der PtG-Technologie bei geringeren EE-Anteilen nicht ohne unterstützende Maßnahmen umsetzbar erscheint. Um die notwendigen Technologieentwicklungen und Kostendegressionen zu erreichen, die für einen späteren Einsatz der PtG-Technologie notwendig sind, ist ein mäßiger Ausbaupfad, der eine solche Vorbereitung der Technologie zulässt, bereits bei geringeren EE-Anteilen anzustreben. Ein solcher Entwicklungspfad sollte allerdings sehr sorgfältig gewählt werden, um sowohl die für die Entwicklung einzusetzenden Förderkosten als auch mögliche negative Auswirkungen auf die Treibhausgasemissionen des Systems, die durch eine Speicherung von nicht überschüssigen Strommengen in der Übergangsphase entstehen können, zu begrenzen. Darüber hinaus ist für eine konkrete Ausgestaltung von Markteinführungskonzepten die Wettbewerbssituation zu weiteren aussichtsreichen Ausgleichsoptionen zu betrachten. So sollte z. B. ein Technologie-Switch zwischen unterschiedlichen Optionen vermieden werden. Gleichzeitig sollte es das Ziel sein, der vielversprechenden Speicheroption PtG, die einen wichtigen Bestandteil eines erneuerbaren Energiesystems darstellen kann, durch geeignete Anpassungen der Rahmenbedingungen eine reale Entwicklungschance zu geben.

Fazit Insgesamt haben die Analysen dieser Arbeit gezeigt, dass die PtG-Technologie (Power to H₂ oder CH₄) langfristig das Potenzial hat, ein wichtiger Bestandteil eines „möglichst sichere[n], preisgünstige[n], verbraucherfreundliche[n], effiziente[n] und umweltverträgliche[n]“ (EnWG §1) Energieversorgungssystems zu werden.

Bei hohen EE-Anteilen (ab ca. 80%) ermöglicht die PtG-Technologie eine sehr flexible Nutzung der lang anhaltenden Stromüberschüsse zur Herstellung eines erneuerbaren chemischen Energieträgers, der sowohl zur Back-up-Stromerzeugung (*sicher*) als auch für eine Nutzung im Verkehrs- und Wärmesektor oder als Rohstoff in der Industrie eingesetzt werden kann. Durch die Verdrängung von fossilen chemischen Energieträgern trägt die PtG-Option damit insbesondere zur Reduzierung der CO₂-Emissionen des Energiesystems bei (*umweltverträglich*). Bei systemoptimaler Auslegung zwischen Netzkapazitäten, installierter Speicherleistung und einer Abregelung von Stromüberschüssen können zudem die Kosten des Gesamtsystems reduziert werden (*preisgünstig, verbraucherfreundlich*). Dabei ist zu berücksichtigen, dass die PtG-Technologie keine alleinige Lösungsoption darstellt, sondern im Zusammenspiel mit weiteren Ausgleichsoptionen, wie z. B. der PtH-Technologie, Anwendung findet. Die weiteren Ausgleichsoptionen haben in der Regel einen höheren Wirkungsgrad, sodass sie vorgelagert zur PtG-Technologie zum Einsatz kommen, ihr Einsatzbereich ist jedoch zeitlich und räumlich durch verschiedene Randbedingungen begrenzt, sodass die sehr flexibel einsetzbare PtG-Technologie genau dort Vorteile aufweist, wo

Anwendungsfelder von klassischen Strom-zu-Strom-Speichern oder eine Bedienung von lokalen Wärmesenken an ihre Grenzen stoßen (*effizient*).

Bei der Beantwortung der im Rahmen dieser Dissertation gestellten Forschungsfragen wurde deutlich, dass die exakte Größenordnung, in welcher die PtG-Technologie systemoptimalerweise eingesetzt wird, selbst bei gegebenem EE-Ausbau von vielen Faktoren beeinflusst wird. Die Durchdringung des Systems mit konkurrierenden Ausgleichsoptionen, die Auswirkung von unterschiedlichen Preispfaden von Energieträgern und Emissionszertifikaten und der Einfluss der Kostenentwicklung der PtG-Technologie auf das Ergebnis wurden im Rahmen der modellbasierten Analysen detailliert betrachtet. Darüber hinaus spielt die Einbindung Deutschlands in das europäische Stromversorgungssystem und die Nachfrage nach einem chemischen Energieträger aus anderen Sektoren eine entscheidende Rolle. Beide Aspekte waren nicht Gegenstand dieser Arbeit, bieten aber Potenzial für weiterführende Untersuchungen.

Bezüglich der betriebswirtschaftlichen Bewertung von PtG-Anlagen im zukünftigen Energiesystem wurde die Unsicherheit über die Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen als besondere Herausforderung deutlich. Die Erarbeitung möglicher umfassender Marktmodelle für erneuerbare Energiesysteme stellt somit eine zentrale Grundlage für eine weitergehende betriebswirtschaftliche Bewertung der PtG-Technologie dar.

Die sich ebenfalls anschließende weiterführende Fragestellung der möglichen Rolle von PtG bei weiter steigendem EE-Anteil z. B. in Zielszenarien, welche zu 100% auf erneuerbaren Energiequellen basieren und dabei zusätzlich zum Strom- und Wärmesektor auch explizit den Verkehrssektor oder eine stoffliche Nutzung von Speichergas mit einbeziehen, soll für eine abschließende Einordnung der langfristigen Perspektiven der PtG-Technologie in Form eines kurzen Ausblicks beleuchtet werden.

6.2 Ausblick: Rolle von chemischen Energieträgern in einem 100%-EE-Szenario

In verschiedenen modellbasierten Szenarioanalysen für eine vollständig auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromversorgung, stand zunächst die Frage nach einem geeigneten Langzeit-Stromspeicher zur Deckung der Erzeugungslücken der fluktuierenden Stromeinspeiser im Vordergrund (z. B. [34, 115, 116]). Mit der Zielsetzung die PtG-Technologie für den Einsatz im Stromsektor zur Speicherung von erneuerbaren Stromüberschüssen zu bewerten wurde auch das PtG-Projekt² entwickelt, welches den wesentlichen Rahmen für die Forschungsarbeiten dieser Dissertation gebildet hat. In den vergangenen Jahren hat sich der Fokus bezüglich der Einsatzmöglichkeiten des über PtG erzeugten Speichergases deutlich erweitert. Sowohl für die nahe Zukunft, als auch bei der Suche nach langfristigen Dekarbonisierungsstrategien ist der Verkehrssektor verstärkt in den Vordergrund getreten (siehe z. B. [117]). Auch der Szenariorahmen der BMU-Leitstudie [5], welcher als Grundlage für die Simulationen dieser Dissertation verwendet wurde, untersucht Szenariovarianten mit einem signifikanten Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff und erneuerbarem Methan im Verkehrssektor.

²Vollständiger Titel des durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Verbundprojektes: „Errichtung und Betrieb einer Forschungsanlage zur Speicherung von erneuerbarem Strom als erneuerbares Methans im 250 kW_{el}-Maßstab“ (FKZ 032527).

Neben einer Nutzung des Speichergases im Verkehrssektor ist weiterhin der Einsatz zur energetischen und stofflichen Nutzung in der Industrie³ in den Fokus der Betrachtungen gerückt (siehe z. B. [31]). Dies sind Anwendungsgebiete, in welchen es nach dem heutigen Stand des Wissens und der Technik sehr wahrscheinlich ist, dass auch langfristig in erheblichem Umfang chemische Energieträger mit einer hohen Energiedichte zum Einsatz kommen werden. Sollen chemische Energieträger zukünftig nachhaltig und erneuerbar bereitgestellt werden, so können diese zu einem begrenzten Anteil aus Biomasse (insbesondere Reststoffen) gewonnen werden. Da das nachhaltige Biomassepotenzial jedoch stark begrenzt ist, ist zu erwarten, dass darüber hinaus strombasierte chemische Energieträger eine wichtige Rolle spielen werden [31, S. 45ff]. Je nach Anwendungsgebiet können diese gasförmig (Wasserstoff oder Methan) sein oder zu einem flüssigen Kraftstoff verarbeitet werden (z. B. Wandlung eines Wasserstoff/Kohlenmonoxid-Gemisches in einer Fischer-Tropsch-Synthese zu langkettigen Kohlenwasserstoffen [119, 120]).

In Abhängigkeit von angestrebten Klimaschutzzielen in den verschiedenen Sektoren stellt sich aus dieser Blickrichtung heraus zunächst die Frage nach dem Bedarf an erneuerbaren chemischen Energieträgern und deren Bereitstellungsoptionen. Eine benötigte PtG-Leistung hängt in solchen umfassenden erneuerbaren Szenarien dann nicht mehr in erster Linie von einem EE-Anteil im Stromsektor, sondern zusätzlich von der Zielvorstellung zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen bzw. der Nutzung fossiler Energieträger in anderen Sektoren ab. Ein definierter Bedarf an strombasierten chemischen Energieträgern führt dann wiederum zu einer notwendigen Entwicklung an erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten, die als Ausgangspunkt für die Herstellung der strombasierter Energieträger zur Verfügung stehen müssen.

Entsprechend der hier geschilderten Überlegungen wurde beispielsweise das Mengengerüst für das „Masterplanszenario“ des Fraunhofer IWES [85] dimensioniert. Hierbei handelt es sich um ein erneuerbares Vollversorgungsszenario, welches explizit den Verkehrs- und Wärmesektor mit einbezieht. Die Analyse verfolgt dabei das Ziel, die Finanzierbarkeit eines erneuerbaren Energiesystems aufzuzeigen, was anhand einer Gegenüberstellung von langfristigen Einsparungen durch eine Verdrängung von fossilen Kraftstoffen und den Kosten für den Bau und Betrieb eines erneuerbaren Energiesystems umgesetzt wurde.

Insgesamt wird für das dort entwickelte Vollversorgungsszenario eine Stromnachfrage von etwa 1.000 TWh pro Jahr abgeleitet. Diese ergibt sich aus einem Bedarf von etwa 315 TWh an Elektrizität für herkömmliche Lasten, 330 TWh für den Einsatz in Wärmepumpen und PtH im Wärmesektor und 120 TWh für die elektrifizierten Bereiche des Verkehrssektors. Darüber hinaus wird ein Bedarf an etwa 150 TWh erneuerbaren chemischen Energieträgern abgeleitet, für welche in obiger Bilanz ein Strombedarf für die Produktion von erneuerbarem Methan über PtG von 235 TWh vorgesehen wurde. Durch die starke Überdimensionierung der erneuerbaren Stromeinspeisung bezogen auf die herkömmliche Last (etwa 300%), die zur Deckung des Gesamtstrombedarfs notwendig ist, spielt der Einsatz von PtG-Speichergasmengen zur Rückverstromung im „Masterplanszenario“ mit etwa 14 TWh/a im Verhältnis zu den insgesamt vorgesehenen Speichergasmengen eine überschaubare Rolle. Die Speichergasmengen werden hier insbesondere zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors (etwa 120 TWh) sowie zu geringen Teilen in KWK-Kraftwerken eingesetzt.

Für das „Masterplanszenario“ wurde weiterhin aufgeschlüsselt, wie sich die Zusammensetzung des Stromerzeugungssystems im Einzelnen entwickeln könnte und welche weiteren Ausgleichsoptionen

³Beim Einsatz des Speichergases für die stoffliche Nutzung geht es zunächst insbesondere um eine Verdrängung des heute auf Basis von fossilen Energieträgern hergestellten Wasserstoffs. Laut [118] wird heute etwa die Hälfte des in Deutschland hergestellten Wasserstoffs (ca. 19 Mrd. Nm³/a) aus Erdgas und Naphtha erzeugt. Die andere Hälfte fällt als Nebenprodukt in Raffinerien an. Aufgeteilt nach Primärenergieträgern stammen derzeit 45% des Wasserstoffs aus Rohöl, 33% aus Erdgas, 15% aus Kohle und 7% aus strombasierten Elektrolyseverfahren [118, S. 1]. Zukünftig kann erneuerbarer Wasserstoff bzw. Methan zusätzlich als Basis für eine weitgehende Substitution von Erdöl- und Erdgas verwendet werden [31, S. 160].

für einen Betrieb des Energiesystems zur Verfügung stehen sollten. Auf Basis dieser Informationen zur Stromversorgung kann, ungeachtet des bereits bekannten Bedarfs an Speichergas, die im Rahmen der vorliegenden Dissertation erarbeitete Methodik zur Bestimmung einer systemoptimalen PtG-Leistung ebenfalls auf dieses Szenario angewendet werden. Für die Berechnung der Nutzen-Kosten-Kurven in Abhängigkeit der installierten PtG-Leistung werden dabei die bereits bekannten Annahmen bezüglich fixer und variabler Kosten der PtG-Anlagen sowie zur Bewertung des Speichergases zugrunde gelegt. Abbildung 6.1 stellt die auf Basis einer überschlägigen Rechnung⁴ ermittelten Nutzen-Kosten-Kurven dar. Für den Fall der angestrebten PtG-Investitionskosten von 750 €/kW sowie einer Bewertung des Speichergases entsprechend des Preispfades „Mäßig“ (53,4 €/MWh) ergibt sich eine Nutzen-Kosten-optimierte PtG-Leistung von etwa 60 bis 70 GW. Ein Vergleich der Energiemengen des Mengengerüsts des „Masterplanszenarios“ und dieser Rechnung ergibt, dass bei Verfügbarkeit von PtG-Anlagen in dieser systemoptimalen Größenordnung der im Szenario ausgewiesene Bedarf an Speichergasen (etwa 150 TWh) gedeckt werden kann. Es zeigt sich, dass die im Rahmen dieser Dissertation entwickelte Methodik auch auf weitere Szenarien angewendet werden kann und dabei hilft, den kostenoptimalen Einsatzbereich von PtG-Energiespeichern in Abhängigkeit verschiedener Einflussfaktoren zu analysieren.

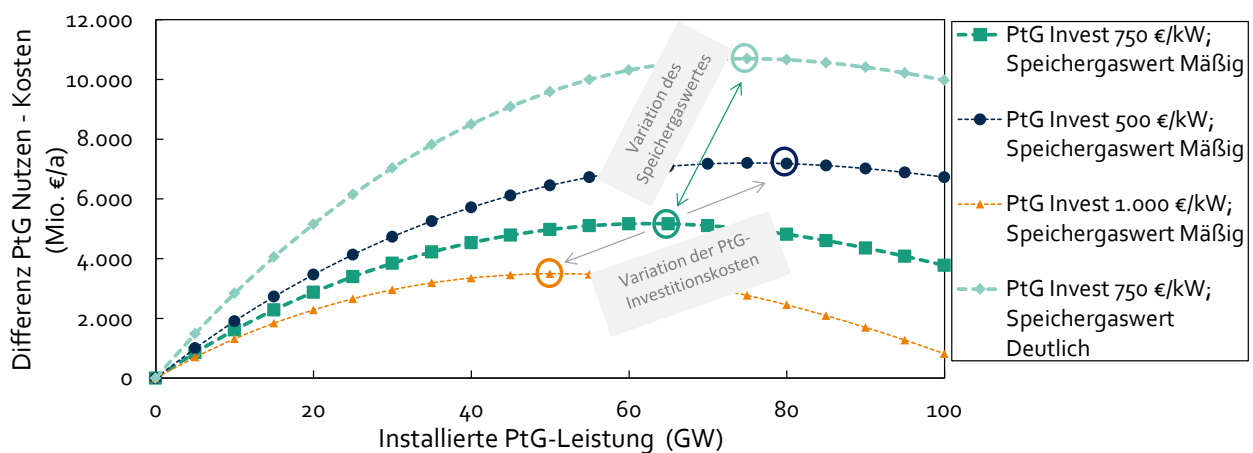


Abbildung 6.1: Nutzen-Kosten-Kurven in Abhängigkeit der installierten PtG-Leistung für das „Masterplanszenario“ des Fraunhofer IWES

Ein weiteres Klimaschutzszenario, welches zusätzlich zum Verkehrs- und Wärmesektor auch den Bedarf an chemischen Energieträgern für die energetische und stoffliche Nutzung in der Industrie mit einbezieht⁵, wird in der Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland“ des Umweltbundesamtes [31] aufgezeigt. Während die Analyse des Fraunhofer IWES die Finanzierbarkeit eines erneuerbaren Energiesystems in den Vordergrund stellt, legt die Studie des Umweltbundesamtes den Schwerpunkt auf eine sehr umfassende Darstellung der Handlungsoptionen zur Senkung der Treibhausgasemissionen in Deutschland auf bis zu 1 Tonne CO_{2eq} pro Kopf und Jahr bzw. um 95% gegenüber 1990.

Insgesamt geht das Umweltbundesamt für sein Szenario von 1.600 TWh strombasierten Energieträgern⁶ aus. Durch die Erweiterung des Betrachtungshorizonts in Kombination mit ambitio-

⁴Abschätzung der Residuallast für dieses Szenario anhand einer Skalierung der im Rahmen der Dissertation verwendeten Zeitreihen entsprechend der in [85] angegebenen installierten Leistungen und Energiemengen.

⁵Gegenüber des zuvor analysierten Szenarios des Fraunhofer IWES wurden hier deutlich unterschiedliche Annahmen z. B. zur direkten Stromnutzung bzw. im Umkehrschluss zum Bedarf von chemischen Energieträgern im Verkehrssektor getroffen, sodass ein direkter Vergleich der Energiebedarfe kaum möglich ist.

⁶Der abgeleitete Bedarf teilt sich wie folgt auf die verschiedenen Sektoren auf [121, S. 9]: 552 TWh Verkehr; 282 TWh Industrie (stofflich); 199 TWh Industrie (energetisch) sowie in Summe 107 TWh für die Bereiche Gewerbe, Handel und Dienstleistungen und für private Haushalte.

nierten Klimaschutzziele bezieht dieses Szenario noch einmal einen deutlich erhöhten Bedarf an Energiewandlern und damit gleichzeitig auch an erneuerbaren Erzeugungskapazitäten mit ein. Die zu erwartenden Pfade zur Bereitstellung der strombasierten chemischen Energieträger bei gleichzeitiger Betrachtung des Endenergieanteils, welcher direkt über den Einsatz von Strom bedient werden kann, werden in der Szenariobeschreibung weiterhin diskutiert. In Abhängigkeit von unterschiedlichen Anforderungen an einen Energieträger (z. B. bezüglich der Energiedichte) sowie in Abhängigkeit des notwendigen Strom- und Materialeinsatzes zur Herstellung der verschiedenen strombasierten Energieträger wird qualitativ der mögliche Lösungsraum der verschiedenen Optionen (Wasserstoff, Methan, flüssige Kohlenwasserstoffe sowie der direkte Einsatz von Strom) aufgezeigt. Hiernach wird ein Endenergieträgermix der verschiedenen Varianten als sehr wahrscheinlich dargestellt [31, S. 88].

Die kurze Betrachtung von zwei EE-Vollversorgungsszenarien macht deutlich, dass der Einsatzbereich von PtG und weiteren strombasierten Energieträgern zusätzlich zu den in dieser Dissertation analysierten wirtschaftlichen Einsatzkriterien insbesondere durch die Höhe der gesetzten Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen beeinflusst wird. Die Zielsetzung einer Treibhausgasreduktion um bis zu 95% gegenüber 1990 erfordert deutliche Anstrengungen der Dekarbonisierung in sämtlichen Bereichen unserer Gesellschaft, sodass nachhaltige Alternativen zur Verdrängung der fossilen Energieträger Anwendung finden müssen. Neben Effizienzmaßnahmen und neuen Prozessen, die eine direkte Nutzung von erneuerbarem Strom ermöglichen, stellt die Verwendung von erneuerbaren chemischen Energieträgern, die über PtG erzeugt werden können, die Grundlage für einen weitreichenden Ersatz von fossilen Energieträgern dar. Dabei erfüllt der Einsatz der PtG-Technologie nicht nur einen technischen Bedarf zur Realisierung einer erneuerbaren Vollversorgung sondern stellt bereits in Übergangsszenarien eine wirtschaftliche Option für eine kosteneffiziente Integration der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung dar.

Literaturverzeichnis

- [1] WBGU (Hrsg.): *Kassensturz für den Weltklimavertrag – Der Budgetansatz. Sondergutachten*. Berlin, 2009. – ISBN 978-3-936191-26-4
- [2] WBGU (Hrsg.): *Klimapolitik nach Kopenhagen. Auf drei Ebenen zum Erfolg*. Berlin, 2010 (Politikpapier Nr. 6). – ISBN 978-3-936191-34-9
- [3] BMWi (Hrsg.); BMU (Hrsg.): *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/energiekonzept-2010,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>. Version: 28. September 2010, Abruf: 06.05.2011
- [4] Umweltbundesamt (Hrsg.): *Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 – 2011*. http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/uebersicht_energiebedingte_emissionen_1990_2011.pdf. Version: 2013, Abruf: 30.10.2013
- [5] Nitsch, J.; Gerhardt, N.; Wenzel, B.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D.; Tena, D. Luca d.; Trieb, F.; Scholz, Y.; Nienhaus, K.; Sterner, M.; Trost, T.; Oehsen, A. v.; Schwinn, R.; Pape, C.; Hahn, H.; Wickert, M.: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. BMU-Leitstudie 2011*. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_bf.pdf. Version: 29. März 2012, Abruf: 09.04.2012
- [6] Übertragungsnetzbetreiber (Hrsg.): *Allgemeines zur Regelleistung - Technische Aspekte*. <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/techaspects>. Version: 2013, Abruf: 28.10.2013
- [7] 50Hertz (Hrsg.): *Regelenergie*. <http://www.50hertz.com/de/132.htm>, Abruf: 28.10.2013
- [8] Oeding, D.; Oswald, B. R.: *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Heidelberg : Springer, 2011. – ISBN 978-3-642-19245-6
- [9] Seifert, J.: *Preismodellierung und Derivatebewertung im Strommarkt - Theorie und Empirie*. Universität Karlsruhe, Dissertation, Juli 2010
- [10] BMU (Hrsg.): *Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung*. Juli 2013
- [11] Übertragungsnetzbetreiber (Hrsg.): *Neue Netze für neue Energien. NEP und O-NEP 2013: Erläuterungen und Überblick der Ergebnisse*. http://www.netzentwicklungsplan.de/Neue_Netze_fuer_neue_Energien_2_Entwurf.pdf. Version: 17. Juli 2013, Abruf: 25.10.2013
- [12] *Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543)*.
- [13] Fraunhofer IWES (Hrsg.): *Landkreis als Vorreiter - Regenerative Modellregion Harz. Abschlussbericht*. http://www.regmodharz.de/fileadmin/user_upload/bilder/Service/Arbeitspakete/RegModHarz_Abschlussbroschuere2012_www.pdf. Version: Dezember 2012, Abruf: 01.02.2013

- [14] Krzikalla, N.; Achner, S.; Brühl, S.: *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des BEE*. April 2013
- [15] Oehsen, A. v.: *Entwicklung und Anwendung einer Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung für die Untersuchung von Energieversorgungs-szenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland*, Universität Kassel, Dissertation, 2012
- [16] Sterner, M. (Hrsg.); Stadler, I. (Hrsg.): *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Springer, 2014. – ISBN 978–3–642–37380–0
- [17] ETG Task Force Energiespeicher; VDE (Hrsg.): *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf*. 2009
- [18] Fuchs, G.; Lunz, B.; Leuthold, M.; Sauer, D. U.: *Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien*. September 2012
- [19] Sterner, M.; Specht, M.: Erneuerbares Methan. Eine Lösung zur Integration und Speicherung Erneuerbarer Energien und ein Weg zur regenerativen Vollversorgung. In: *Solarzeitalter* (2010), Nr. 1, S. 51–58
- [20] Sterner, M.: *Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems*, Universität Kassel, Dissertation, September 2009
- [21] ForschungsVerbund Sonnenenergie (Hrsg.): *Wasserstoff und Brennstoffzellen. Stand der Entwicklungen im Überblick*. 2004
- [22] Specht, M.; Brellochs, J.; Frick, V.; Stürmer, B.; Zuberbühler, U.; Sterner, M.; Waldstein, G.: Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz. In: *ERDÖL ERDGAS KOHLE* (2010), Nr. 10, S. S. 342–346
- [23] Greenpeace Energy (Hrsg.): *Windgas als Speicher*. <http://www.greenpeace-energy.de/engagement/energiepolitik/windgas-als-speicher.html>, Abruf: 21.10.2013
- [24] Audi (Hrsg.): *Audi e-gas – neuer Kraftstoff*. http://www.audi.de/de/brand/de/unternehmen/corporate_responsibility/produkt/audi-e-gas_-_neuer-kraftstoff.html. Version: 2013, Abruf: 21.10.2013
- [25] Smolinka, T.; Günther, M.; Barche, J.: *Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. NOW-Studie*. <http://www.now-gmbh.de/uploads/media/NOW-Studie-Wasserelektrolyse-2011.pdf>. Version: 05. Juli 2011, Abruf: 04.11.2011
- [26] Müller-Syring, G.; Henel, M.; Köppel, W.; Miaker, H.; Sterner, M.; Höscher, T.; DVGW (Hrsg.): *Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz*. http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g1_07_10.pdf. Version: 19. Februar 2013, Abruf: 27.03.2013
- [27] Bajohr, S.; Götz, M.; Graf, F.; Ortloff, F.: Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur. In: *gwf-Gas/Erdgas* (April 2011), S. 200–210

- [28] Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung; Deutscher Bundestag (Hrsg.): *Technikfolgenabschätzung. Energiespeicher - Stand und Perspektiven*. <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/16/101/1610176.pdf>. Version: 28. August 2008, Abruf: 13.05.2011
- [29] Jentsch, M.; Trost, T.; Sterner, M.: Power-to-Gas: Überschüssigen Windstrom in Verbindung mit CO₂ aus Biogasanlagen im Erdgasnetz speichern. In: Kern, M. (Hrsg.): *Novellierung von EEG, BioAbfV und KrWG*. Witzenhausen-Inst. für Abfall, Umwelt und Energie, 2011. – ISBN 978–3928673600
- [30] Trost, T.; Horn, S.; Jentsch, M.; Sterner, M.: Erneuerbares Methan: Analyse der CO₂-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* (2012), Nr. 36, S. S. 173–190
- [31] Umweltbundesamt (Hrsg.): *Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Climate Change 07/2014*. http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_07_2014_treibhausgasneutrales_deutschland_2050.pdf. Version: April 2014, Abruf: 14.04.2014
- [32] BNetzA (Hrsg.): *Markt und Wettbewerb. Energiekennzahlen*. November 2010
- [33] LBEG (Hrsg.): *Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2013*. Hannover, 2014
- [34] Klaus, T.; Vollmer, C.; Werner, K.; Lehmann, H.; Müschen, K.; UBA (Hrsg.): *Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen*. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3997.pdf>. Version: Juli 2010, Abruf: 11.05.2011
- [35] ZSW (Hrsg.): *Power-to-Gas: ZSW-Methan erreicht Erdgasqualität. Presseinformation 11/2013*. Stuttgart, 12. August 2013
- [36] DVGW: *Arbeitsblatt G 260 - Gasbeschaffenheit*. <http://www.stadtwerke-coesfeld.de/swcoe/images/stories/pdf/arbeitsblatt%20g%20260.pdf>. Version: Januar 2000, Abruf: 23.03.2012
- [37] dena (Hrsg.): *Interaktive Projektkarte - Power to Gas*. <http://www.powertogas.info/power-to-gas/interaktive-projektkarte.html>. Version: 22. Oktober 2013, Abruf: 22.10.2013
- [38] Strategieplattform Power to Gas; dena (Hrsg.): *Positionspapier*. Berlin, 27. Februar 2013
- [39] Röpcke, I.: Von der Forschung in die Praxis. Das ZSW Stuttgart nimmt 250-kW-Power-to-Gas-Forschungsanlage in Betrieb. In: *Sonne Wind & Wärme* (2012), Nr. 17+18, S. 838–839
- [40] Graf, Ch.; Wozabal, D.: *Fundamentalmodelle für den Strommarkt*. <http://www.oegor.at/ihs/slides-wozabal.pdf>. Version: 21. Februar 2013, Abruf: 12.09.2013
- [41] Hirschhausen, Ch. v.; Weigt, H.; Zachmann, G.: *Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland*. http://www.fh-brandenburg.de/~brasche/EU/k2/k23/k233/k2334/Strompreise_VIK_Hirschhausen_2007.pdf. Version: Januar 2007, Abruf: 31.08.2012
- [42] Sun, N.: *Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes. Kraftwerkseinsatzplanung und -investitionen*, Universität Stuttgart, Dissertation, 2013
- [43] Mirbach, T.: *Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Strommarkt*. Bd. 128. 1. Aachen : Klinkenberg, 2009

- [44] Ellersdorfer, I.; Hundt, M.; Sun, N.; Voß, A.: *Preisbildungsanalyse des deutschen Elektrizitätsmarktes*. http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Ellersdorfer_Preisbildungsanalyse.pdf. Version: 5. Mai 2008, Abruf: 31.08.2012
- [45] TU Dresden (Hrsg.): *ELTRAMOD - Modellbeschreibung*. 2013
- [46] ILOG (Hrsg.): *ILOG CPLEX 10.0. User's Manual*. Januar 2006
- [47] Waue, V.: *Entwicklung von Software zur Lösung von gemischt-ganzzahligen Optimierungsmodellen mit einem Branch-and-Cut-Ansatz*, Freie Universität Berlin, Dissertation, 2007
- [48] Cremer, D.: *Nutzbare Übertragungskapazitäten für den kurzfristigen grenzüberschreitenden Stromhandel unter Berücksichtigung von Prognoseunsicherheiten*, RWTH Aachen, Dissertation, Juli 2005
- [49] Crastan, V.: *Elektrische Energieversorgung 1*. 2. bearbeitete Auflage. Berlin : Springer, 2007. – ISBN 978–3–540–69439–7
- [50] Crastan, V.: *Elektrische Energieversorgung 2*. 2. bearbeitete Auflage. Berlin : Springer, 2004. – ISBN 978–3–540–70877–3
- [51] Duthaler, Ch. L.: *Power Transfer Distribution Factors: Analyse der Anwendung im UCTE-Netz*, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, Diplomarbeit, 06. August 2007
- [52] Rendel, T.; Rathke, Ch.; Hofmann, L.: Kraftwerkseinsatzplanung in einem integrierten Netz- und Strommarktsimulator. In: TU Graz (Hrsg.): *12. Symposium Energieinnovation*, 15.-17. Februar 2012
- [53] Übertragungsnetzbetreiber (Hrsg.): *Regionenmodell "Stromtransport 2013". Übersicht über die voraussichtliche Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung und der Leistungsflüsse in den Netzgebieten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. http://www.50hertz-transmission.net/de/file/090901_Regionenmodell_Stromtransport_2013.pdf. Version: 11. März 2009, Abruf: 08.06.2011
- [54] dena (Hrsg.): *dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025*. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF. Version: November 2010, Abruf: 30.07.2011
- [55] Hackmann, M.; Hörpel, B.; Fuchs, B.; Mittelstaedt, M.; Natemeyer, H.; Özalay, B.; Surmann, Y.: *Szenarien für eine langfristige Netzentwicklung. Studie im Auftrag des BMWi*. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/szenarien-fuer-eine-langfristige-netzentwicklung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>. Version: November 2012, Abruf: 07.03.2013
- [56] Haubrich, H.-J.; Zimmer, Ch.; Sengbusch, K. v.; Li, F.; Fritz, W.; Knopp, S.; IAEW (Hrsg.); consentec (Hrsg.): *Analysis of Electricity Network Capacities and Identification of Congestion*. http://www.iaew.rwth-aachen.de/cms/front_content.php?idcat=136&changelang=2. Version: Dezember 2011, Abruf: 22.03.2013
- [57] Purchala, K.; Haesen, E.; Meeus, L.; Belmans, R.: *Zonal Network Model of European Interconnected Electricity Network. CIGRE New Orleans Symposium*. <http://ieeexplore.ieee.org/ielx5/10267/32701/01532763.pdf?tp=&arnumber=1532763&isnumber=32701>. Version: Oktober 2005, Abruf: 12.12.2011

- [58] Schaber, K.; Steinke, F.; Hamacher, T.: *Transmission grid extensions for the integration of variable renewable energies in Europe: Who benefits where?* <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.12.040>. Version: 2012, Abruf: 20.02.2013
- [59] Oswald, B. R.: *Freileitungen. Skript der Vorlesung elektrische Energieversorgung 1.* <http://www.iee.uni-hannover.de/lehrange/Skripte/oswald/EE1/Freileitung.pdf>. Version: 2005, Abruf: 17.10.2011
- [60] Leprich, U.; Guss, H.; Weiler, K.; Ritzau, M.; Macharey, U.; Igel, M.; Diegler, J.: *Ausbau elektrischer Netze mit Kabel oder Freileitung unter besonderer Berücksichtigung der Einspeisung Erneuerbarer Energien.* http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/studie_netzausbau_bf.pdf. Version: 20. Juni 2011, Abruf: 04.06.2012
- [61] Übertragungsnetzbetreiber (Hrsg.): *Grundsätze für die Planung des Deutschen Übertragungsnetzes.* März 2012
- [62] Bekaert, D.; Delarue, E.; Belmans, R.; D'haeseleer, W.: *Development Of A Unit Commitment Model Taking Into Account Electric Network Constraints.* Juni 2008
- [63] Oswald, B. R.: *Verlust- und Verlustenergieabschätzung für das 380-kV-Leitungsbauvorhaben Wahle-Mecklar.* <http://www.netzausbau-niedersachsen.de/downloads/verlustvergleichwahlemecklarfinalv2.pdf>. Version: 01. November 2007, Abruf: 20.11.2012
- [64] Perlwitz, H.: *Der Erdgasmarkt für den Kraftwerkssektor unter CO₂-Mindertungsverpflichtungen,* Universität Fridericiana zu Karlsruhe, Dissertation, 2007
- [65] Hofmann, M.; Chirstidis, A.; Schneider, J.; Tsatsaronis, G.: *Optimierung eines Energiesystems mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Kurzzeit-Wärmespeichern. Tagungsbeitrag VDI Expertenforum.* http://www.mathias-hofmann.com/hofmann_waermespeicher_paper_vdi_expertenforum.pdf. Version: 2011, Abruf: 06.09.2013
- [66] ETOGAS: *Systemlösung Power-to-Gas. Erprobung im Megawattmaßstab.* <http://www.etogas.com/loesung/beta-anlage-wird-gebaut/>, Abruf: 29.10.2013
- [67] Haubrich, H.-J.; Hinüber, G.; Mirbach, T.; Tersteegen, B.: *Technische Fragen beim Open Market Coupling - OMC. Wissenschaftliche Studie im Auftrag der European Federation of Energy Traders Deutschland und des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft.* http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Sonderthemen/OpenMarketCouplingConcept/StudieTechnFragenId7928pdf.pdf?__blob=publicationFile. Version: April 2006, Abruf: 28.08.2011
- [68] FGH: *Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien.* http://www.50hertz.com/de/file/4TSO_Mindesterzeugung_final.pdf. Version: 20. Januar 2012, Abruf: 13.02.2012
- [69] Berndt, H.; Hermann, M.; Kreye, H.; Reinisch, R.; Scherer, U.; Vanzetta, J.; VDN (Hrsg.): *TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.* <http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/transmissioncode2007.pdf>. Version: August 2007, Abruf: 02.08.2011
- [70] ETG Task Force Energiespeicherung; VDE (Hrsg.): *Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050.* Juni 2012

- [71] BMU (Hrsg.): *Die Rolle von Speichern im Kontext der Energiewende. Thesenpapier des 4. EEG-Dialogforums*. 25. Februar 2013
- [72] BNetzA (Hrsg.): *Netzentwicklungsplan Strom 2012. Bestätigung*. <http://nvnob.bundesnetzagentur.de/netzausbau/Best%C3%A4tigung%20Netzentwicklungsplan%20Strom%202012.pdf>. Version: 25. November 2012, Abruf: 27.11.2012
- [73] *Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 16. Januar 2012 (BGBl. I S. 74) geändert worden ist.*
- [74] *Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) geändert worden ist.*
- [75] Monopolkommission (Hrsg.): *Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende. Sondergutachten 65 gemäß § 62 Abs 1 EnWG*. 2013
- [76] Agora Energiewende (Hrsg.): *Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz*. http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher_in_der_Energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf. Version: September 2014, Abruf: 22.09.2014
- [77] Fraunhofer IWES; IAEW RWTH Aachen; Stiftung Umweltenergierecht: *Roadmap Speicher. Speicherbedarf für erneuerbare Energien - Speicheralternativen - Speicheranreiz - Überwindung Rechtlicher Hemmnisse. Endbericht*. November 2014
- [78] Fraunhofer UMSICHT; Fraunhofer IWES: *Metastudie Energiespeicher. Abschlussbericht*. 31. Oktober 2014
- [79] Agora Energiewende (Hrsg.): *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland*. 2013
- [80] Jentsch, M.: Perspektiven der Langzeitspeicheroption Power-to-Gas. In: *BWK Das Energiefachmagazin* Bd. 65 (2013), Nr. 10, S. 54–56
- [81] Jentsch, M.; Trost, T.; Sterner, M.: Optimal Use of Power-to-Gas Energy Storage Systems in an 85% Renewable Energy Scenario. 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2013). In: *Energy Procedia* (2014), Nr. 46, S. S. 254–261
- [82] Schaber, K.; Steinke, F.; Hamacher, T.: *Managing Temporary Oversupply from Renewables Efficiently: Electricity Storage Versus Energy Sector Coupling in Germany. 32nd International Energy Workshop*. <http://www.floriansteinke.net/papers/Schaber%20Steinke%20Hamacher%202013%20IEW%20paper.pdf>. Version: Juli 2013, Abruf: 20.09.2013
- [83] Brischke, L.-A.; Pehnt, M.; Mellwig, P.; Herbert, F.; ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (Hrsg.): *Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien in Wärmeanwendungen. Strategie- und Diskussionspapier im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)*. Oktober 2012
- [84] Götz, M.; Böttger, D.; Kondziella, H.; Bruckner, T.: *Economic Potential of the "Power-to-Heat" Technology in the 50Hertz Control Area*
- [85] Gerhardt, N.; Sandau, F.; Pape, C.; Bofinger, S.; Hoffmann, C.; Fraunhofer IWES (Hrsg.): *Geschäftsmodell Energiewende*. Januar 2014
- [86] Albrecht, U.; Altmann, M.; Michalski, J.; Raksha, T.; Weindorf, W.: *Analyse der Kosten Erneuerbarer Gase. Eine Studie der Ludwig-Bölker-Systemetechnik GmbH*. Dezember 2013

- [87] Ueckerdt, F.; Luderer, G.; Hansen-Müller, F.; DVGW (Hrsg.): *Analyse des Klimaschutzpotenzials der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan*. http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g8_01_11.pdf. Version: 28. Mai 2013, Abruf: 04.10.2013
- [88] Breyer, Ch.; Rieke, S.; Sterner, M.; Schmid, J.: *Hybrid PV-Wind-Renewable Power Methane Plants - An Economic Outlook*. 2011
- [89] Benjaminsson, J.; Benjaminsson, G.; Rudberg, R. B.; Swedish Gas Technology Centre (Hrsg.): *Power-to-Gas - A technical review*. 2013
- [90] ITM Power; national grid; Shell; SSE; Scotia Gas Networks; kiwa; Scottish Hydrogen & Fuel Cell Association: *Power-to-Gas. A UK Feasibility Study*. 2013
- [91] European Association for Storage of Energy (Hrsg.); European Energy Research Alliance (Hrsg.): *Joint EASE/EERA recommendations for a European Energy Storage Technology Development Roadmap towards 2030*. März 2013
- [92] Buck, Ch.: Wasserstoff macht Karriere. In: *Pictures of the Future* (2012), S. 100–102
- [93] KEMA Consulting GmbH (Hrsg.): *Energiespeicher in der Schweiz. Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050*. 12. Dezember 2013
- [94] Strategieplattform Power to Gas; dena (Hrsg.): *Power to Gas. Eine innovative Systemlösung auf dem Weg zur Marktreife*. Dezember 2013
- [95] Wietschel, M.; Bünger, U.: *Vergleich von Strom und Wasserstoff als CO₂-freie Endenergieträger. Endbericht. Studie im Auftrag der RWE AG*. Mai 2010
- [96] National Renewable Energy Laboratory (Hrsg.): *Current (2009) State-of-the-Art Hydrogen Production Cost Estimate Using Water Electrolysis*. NREL/BK-6A1-46676. September 2009
- [97] Wietschel, M.; Arens, M.; Dötsch, Ch.; Herkel, S.; Krewitt, W.; Markewitz, P.; Möst, D.; Scheufen, M.: *Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. Technologienbericht. ISI-Schriftenreihe Innovationspotenziale*. Stuttgart : Fraunhofer Verlag, 2010. – ISBN 978–3–8396–0102–0
- [98] Hlusiak, M.; Breyer, Ch.: *Übergang zu einer regionalen Stromversorgung aus 100% Erneuerbarer Energien aus PV, Windkraft, Batterien und EE-Methan am Beispiel des Allgäus. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2013
- [99] Totschnig, G.; Radl, J.; Ortner, A.: *Highly resolved simulation of feasible pathways to an renewable power system in Germany and Austria – Is storage really a limiting component?* 2013
- [100] Hartmann, N.; Eltrop, L.; Bauer, N.; Salzer, J.; Schwart, S.; Schmidt, M.; zfes (Hrsg.): *Stromspeicherpotenziale für Deutschland*. http://www.zfes.uni-stuttgart.de/deutsch/downloads/20120727_Final_Stromspeicherpotenziale_fuer_Deutschland-.pdf. Version: 27. Juli 2012, Abruf: 23.10.2012
- [101] Trost, T.; Sterner, M.; Jentsch, M.: Mobility costs analysis and life cycle assessment of power-to-gas as alternative fuel. In: Eurosolar (Hrsg.): *6th International Renewable Energy Storage Conference*, November 2011

- [102] Beschlusskammer 6; BNetzA (Hrsg.): *Neuregelung Redispatch*. http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2011/BK6-11-001bis100/BK6-11-098/BK6_11_098_Beschluss.pdf;jsessionid=C21B3B79B5673E4558D9221BD750C215?__blob=publicationFile. Version: 31. Oktober 2012, Abruf: 05.05.2013
- [103] Beschlusskammer 8; BNetzA (Hrsg.): *Kriterien für angemessene Vergütung von Redispatchmaßnahmen*. http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK8-GZ/2012/BK8-12-019/BK8-12-019_download.pdf?__blob=publicationFile. Version: 30. Oktober 2012, Abruf: 05.05.2013
- [104] Möller, C.: Demand for storage and network expansion in Germany. Results of a multi node approach. In: Eurosolar (Hrsg.): *8th International Renewable Energy Storage Conference*, November 2013
- [105] Höfling, H.; Capota, M.; Jachmann, H.: *Dynamische Simulation der Ausbauszenarien für erneuerbare Stromversorgung in Baden-Württemberg bis 2050*. Dezember 2013
- [106] SRU - Sachverständigenrat für Umweltfragen (Hrsg.): *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten*. Berlin, Januar 2011
- [107] Böttger, D.; Götz, M.; Lehr, N.; Kondziella, H.; Bruckner, T.: Potential of the Power-to-Heat Technology in District Heating Grids in Germany. In: *Energy Procedia* (2014), Nr. 46, S. 246–253
- [108] Breuer, C.; Drees, T.; Echternacht, D.; Linnemann, C.; Moser, A.: Identification of Potentials and Locations for Power-to-Gas in Germany. In: Eurosolar (Hrsg.): *6th International Renewable Energy Storage Conference*, November 2011
- [109] consentec (Hrsg.): *Versorgungssicherheit effizienter gestalten. Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland*. 07. Februar 2012
- [110] Übertragungsnetzbetreiber (Hrsg.): *EEG Umlage*. <http://www.netztransparenz.de/de/EEG-Umlage.htm>. Version: 2014, Abruf: 07.03.2014
- [111] BNetzA (Hrsg.): *Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement. Abschaltreihenfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte*. 27. Januar 2014
- [112] Michaelis, J.; Junker, J.; Wietschel, M.: Eine Bewertung der Regelenergievermarktung im Power-to-Gas-Konzept. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* (2013), Nr. 37, S. 161–175
- [113] Moser, A.; Zdrallek, M.; Krause, H.; Graf, F.; DVGW (Hrsg.): *Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie*. März 2014
- [114] BDEW (Hrsg.): *Stellungnahme zum Thesenpapier 4. EEG-Dialogforum. Die Rolle von Speichern im Kontext der Energiewende*. Berlin, 6. März 2013
- [115] Mackensen, R.; Rohrig, K.; Emanuel, H.: *Das regenerative Kombikraftwerk*. 31. April 2008
- [116] Nitsch, J.; Pregger, T.; Scholz, Y.; Naegler, T.; Sterner, M.; Gerhardt, N.; Ohesen, A. v.; Pape, C.; Saint-Drenan, Y.; Wenzel, B.: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. BMU-Leitstudie 2010*. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2010_bf.pdf. Version: Dezember 2010, Abruf: 08.04.2011

- [117] Blanck, R.; Kasten, P.; Hacker, F.; Mottschall, M.; Öko-Institut (Hrsg.): *Treibhausgasneutraler Verkehr 2050: Ein Szenario zur zunehmenden Elektrifizierung und dem Einsatz stromerzeugter Kraftstoffe im Verkehr*. 15. Februar 2013
- [118] Nitsch, J.; Fishedick, M.: *Eine vollständig regenerative Energieversorgung mit Wasserstoff - Illusion oder realistische Perspektive?* <http://www.dlr.de/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/Wasserstoff-Essen.pdf>. Version: 2002, Abruf: 21.05.2014
- [119] Unruh, D.; Rohde, M.; Schaub, G.: Fischer-Tropsch Synthese von Kohlenwasserstoffen ausgehend von Biomasse - In-situ H₂O-Abcheidung und Verbesserung der Kohlenwasserstoffnutzung. In: ForschungsVerbund Sonnenenergie (Hrsg.): *Regenerative Kraftstoffe*, 2003, S. 186–199
- [120] Sunfire (Hrsg.): *Power to Liquids*. <http://www.sunfire.de/kreislauf/power-to-liquids>, Abruf: 24.04.2014
- [121] Umweltbundesamt (Hrsg.): *Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Hintergrund*. http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/treibhausgasneutrales_deutschland_im_jahr_2050_langfassung.pdf. Version: Oktober 2013, Abruf: 12.03.2014
- [122] Novitskiy, A.; Arlt, D.; Wolling, J.; Westermann, D.: *Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte- und Anlagentechnik (IBEGA)*. Bd. 2: *Freileitungen oder Erdkabelleitungen? Eine Metastudie über die Kriterien und Ergebnisse von Untersuchungen zum Netzausbau*. Universitätsverlag Ilmenau, 2012 <http://www.db-thueringen.de/servlets/DerivateServlet/Derivate-25591/ilm1-2012100129.pdf>. – ISBN 978–3–86360–029–7
- [123] Oswald, B. R.; Hofmann, L.: *Wirtschaftlichkeitsvergleich unterschiedlicher Übertragungstechniken im Höchstspannungsnetz anhand der 380-kV-Leitung Wahle-Mecklar*. <http://www.tennetso.de/site/binaries/content/assets/netzausbau/projekte/wahle-mecklar/wirtschaftlichkeitsvergleich-wahle-mecklar.pdf>. Version: 20. März 2012, Abruf: 04.04.2013

Anhang

Anhang A: Definition ausgewählter Kenngrößen zur Bewertung der Szenariorechnungen

Zur Analyse der Szenariorechnungen werden verschiedene Kenngrößen ausgewiesen. Deren Berechnungsvorschriften werden im Folgenden kurz erläutert.

Variable Systemkosten: Die variablen Kosten des modellierten Systems, welche in der Regel in Mio. €/a angegeben werden, beinhalten die Brennstoffkosten sowie Anfahrkosten aller Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen, welche in der Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung abgebildet werden. Weitere variable Kostenbestandteile, die in die Zielfunktion eingehen (Lastwechselkosten, Kosten für den Stromtransport), werden in dieser Kenngröße nicht berücksichtigt. In Rechnungen, in welchen die PtG-Technologie als flexible Einspeichereinheit abgebildet wird, werden die erzeugten Speichergasmengen, bewertet mit dem jeweils angegebenen Wert des Speichergases, mit negativem Vorzeichen und damit kostensenkend in den variablen Kosten des modellierten Systems berücksichtigt.

CO₂-Emissionen: Die direkten CO₂-Emissionen des modellierten Systems werden in Mio. t CO_{2eq}/a angegeben und beinhalten die direkten Treibhausgasemissionen, die auf den Kraftstoffverbrauch von allen Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen, welche in der Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung abgebildet werden, zurückzuführen sind. Neben dem Brennstoffverbrauch im Betrieb wird bei Kraftwerken, welche durch eine Mindestleistung modelliert werden, zusätzlich ein erhöhter Brennstoffverbrauch für das Anfahren eines Kraftwerks einbezogen. Indirekte Emissionen der Vorketten werden in dieser Kennzahl nicht berücksichtigt. Analog zur Berechnung der variablen Kosten des modellierten Systems werden bei Einsatz der PtG-Technologie für jede produzierte kWh-Speichergas die Emissionen einer äquivalenten Menge fossilen Erdgases mit negativem Vorzeichen berücksichtigt.

EE-Anteil: Der EE-Anteil kennzeichnet das Verhältnis aus genutzter erneuerbarer Stromerzeugung bezogen auf den Bruttostromverbrauch einer Szenariorechnung. Die genutzte erneuerbare Stromerzeugung umfasst die nicht disponiblen EE-Erzeuger, abzüglich ggf. abgeregelter Strommengen, zuzüglich der EE-Stromerzeugung aus Biogas- und Biomethananlagen sowie der Rückverstromung des PtG-Speichergases. Auf der anderen Seite umfasst der Bruttostromverbrauch die Basislast, den Stromverbrauch der neuen Verbraucher und der PSW sowie der PtH- und PtG-Option. Insbesondere durch die Berücksichtigung der PtH-Option ist ein Vergleich der Szenarien über den EE-Anteil im Stromsektor schwierig, da ein erhöhter PtH-Einsatz den EE-Anteil im Wärmesektor, nicht jedoch im Stromsektor erhöht. Ein solcher positiver Effekt in anderen Sektoren wird durch den jeweils ausgewiesenen EE-Anteil nicht deutlich. Bei der PtG-Technologie wird in diesem Zusammenhang, unabhängig von den tatsächlichen Anwendungsfeldern, eine vollständige Nutzung der Speichergasmengen im Stromsektor angenommen, sodass der generelle Effekt der PtG-Technologie in dieser Kennzahl sichtbar wird. Im Gegensatz zu diesen konkret für einzelne Szenariosimulationen berechneten realen EE-Anteilen werden die charakteristischen EE-Anteile 40%, 63% und

85%-EE in den Szenariobezeichnungen verwendet. Diese dienen lediglich als Indikator und weichen von den tatsächlich erreichten EE-Anteilen ab, da sie bereits vor der Durchführung der detaillierten Simulationen für diese Arbeit aus dem Mengengerüst der BMU-Leitstudie übernommen wurden (vgl. auch Abschnitt 2.3.1).

Nicht genutzte Stromüberschüsse: Als nicht genutzte Stromüberschüsse, die in der Regel in TWh/a angegeben werden, werden jeweils die Stromerzeugungsmengen bezeichnet, die nach Ausnutzung aller Flexibilitätsoptionen innerhalb des modellierten Systems nicht genutzt werden können. Eine Annahme von zusätzlichen Stromspeichern oder PtH-Anlagen verringert damit die Stromüberschüsse des modellierten Systems.

Anhang B: Netzausbaukosten

Die Kosten zur Berechnung des Netzausbaus werden anhand der in Tabelle B.1 zusammengestellten Informationen abgeschätzt.

Tabelle B.1: Netzausbaukosten

| Literatur | Investitions- kosten (T€/km) | Betriebs- kosten (T€/km/a) | Zinssatz | Betrach- tungs- zeitraum (a) | Summe jährlicher Kosten (T€/km/a) | Nähere Erläuterungen |
|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|---------------|---------------------------------------|--------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| [55, S. 37, 39] | 913,0 | 2,3 | 0,0625 | 40 | 64,90 | 380 kV-Freileitung bei Errichtung eines Systems. Betriebskosten ohne Verlustkosten, Konverterstationen etc. müssen separat berücksichtigt werden. |
| [55, S. 37, 39] | 537,5 | 1,5 | 0,0625 | 40 | 38,35 | 380 kV-Freileitung bei Errichtung eines Doppelsystems, anteilig je Leitung. Betriebskosten ohne Verlustkosten, Konverterstationen etc. müssen separat berücksichtigt werden. |
| [54, S. 302, 367, 501] | 700,0 | 27,8 | 0,07 | 40 | 80,28 | 380 kV- Freileitung bei Errichtung eines Doppelsystems, anteilig je Leitung. Ohne Kosten für Kompensationsanlagen. |
| [72, S. 367] | 700,0 | k.A. | k.A. | k.A. | 48,00 | 380 kV-Freileitung bei Errichtung eines Doppelsystems, anteilig je Leitung. |
| [122, S. 50, 53] | 730,0 | 26,0 | k.A. | 40 | 77,61 | 380 kV-Freileitung, Mittelwert aus Meta-Studie. |
| [60, S. 56, 61] | 380,5 | 91,9 | 0,05 | 40 | 114,11 | 380 kV-Freileitung bei Errichtung eines Doppelsystems, anteilig je Leitung (Leitungstyp 265/35 Al/St). |
| [123, S. 25, 26, 28] | 599,5 | 21,4 | 0,059 | 40 | 60,74 | 380 kV-Freileitung bei Errichtung eines Doppelsystems, anteilig je Leitung. |
| Abgeleitete Annahmen zur Berechnung des Netzausbaus im Rahmen dieser Arbeit: | | | | | | |
| | 700 | 25 | 0,0625 | 40 | 73 | |

Anhang C: Steuern und Abgaben auf den Strombezug von Speichern

Nach der aktuellen Gesetzeslage sind Speicher Letztverbraucher im Sinne von EEG, EnWG, StromNEV und StromStG. Es bestehen jedoch zahlreiche Ausnahmeregelungen, die Vergünstigungen für den Strombezug von Speichern ermöglichen, deren Inhalt teilweise jedoch noch nicht abschließend geklärt ist. Tabelle C.1 stellt exemplarisch die Abgabensituation für Pumpspeicher und PtG-Energiespeicher dar.

Tabelle C.1: Abgabensituation bei PtG und Pumpspeichern

| Art der Abgabe | Pumpspeicher | Power-to-Gas + Rückverstromung | Power-to-Gas (Nutzung des Speichergases außerhalb des Stromsektors) |
|---------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| EEG-Umlage | Befreiung (§37 Abs. 4 EEG 2012) | Befreiung bei Erfüllung der Speichergasanforderungen, sonst volle Höhe (§37 Abs. 4 EEG 2012) | volle Höhe; Reduzierung wenn produzierendes Gewerbe für Strombezug über 1 GWh/a (§41 Abs. 1 i.V.m. Abs. 3 EEG) |
| Netzentgelte Strombezug | individuell vereinbarte Netzentgelte oder Befreiung für 20 Jahre bei neuer Anlage (§19 Abs. 2 StromNEV, §118 Abs. 6 EnWG) | individuell vereinbarte Netzentgelte oder Befreiung für 20 Jahre bei neuer Anlage (§19 Abs. 2 StromNEV, §118 Abs. 6 EnWG) | individuell vereinbarte Netzentgelte oder Befreiung für 20 Jahre bei neuer Anlage (§19 Abs. 2 StromNEV, §118 Abs. 6 EnWG) |
| KWK-Umlage | Befreiung analog zur Befreiung NNE, sonst 0,5 ct/kWh (§9 KWKG) | Befreiung analog zur Befreiung NNE, sonst 0,5 ct/kWh (§9 KWKG) | Befreiung analog zur Befreiung NNE, sonst 0,5 ct/kWh (§9 KWKG) |
| Kommunale Konzessions- abgaben | Befreiung analog zur Befreiung NNE, sonst ggf. höchsten 0,11 ct/kWh (§2 Abs. 3 KAV) | Befreiung analog zur Befreiung NNE, sonst ggf. höchsten 0,11 ct/kWh (§2 Abs. 3 KAV) | Befreiung analog zur Befreiung NNE, sonst ggf. höchsten 0,11 ct/kWh (§2 Abs. 3 KAV) |
| §19 Umlage | Befreiung analog zur Befreiung NNE (§ 19 Abs. 2 Satz 7 StromNEV) | Befreiung analog zur Befreiung NNE (§ 19 Abs. 2 Satz 7 StromNEV) | Befreiung analog zur Befreiung NNE (§ 19 Abs. 2 Satz 7 StromNEV) |
| Offshore- Umlage | Befreiung analog zur Befreiung NNE (§17f EnWG) | Befreiung analog zur Befreiung NNE (§17f EnWG) | Befreiung analog zur Befreiung NNE (§17f EnWG) |
| Stromsteuer | Befreiung (§9 StromStG, §12 StromStV) | Erlass auf Anfrage (wenn produzierendes Gewerbe) (§9a StromStG) | Erlass auf Anfrage (wenn produzierendes Gewerbe) (§9a StromStG) |
| Einspeisung Gasnetz | - | keine (§ 118 Abs. 6 EnWG) | keine (§ 118 Abs. 6 EnWG) |
| Netzentgelte Stromeinspei- sung | keine (§15 StromNEV) | keine (§15 StromNEV) | - |

In dieser Dissertation wird das wirtschaftliche Potenzial von Power-to-Gas (PtG) Energiespeichern als kombinierte zeitliche und räumliche Ausgleichsoption im regenerativen Energiesystem analysiert. Unter Anwendung einer Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung für das deutsche Stromversorgungssystem werden folgende Leitfragen beantwortet:

- Wie entwickelt sich der zeitliche und räumliche Ausgleichsbedarf bei zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien (EE) im Stromsektor?
- In welcher Größenordnung wird der ermittelte Ausgleichsbedarf für ein 85%-EE-Stromversorgungsszenario durch PtG gedeckt, wenn ein aus Systemsicht Nutzen-Kosten-optimierter Speicherausbau angestrebt wird?
- Wo sollten PtG-Anlagen platziert werden, um in Kombination mit der zeitlichen Energiespeicherung einen Beitrag zur Reduzierung des räumlichen Ausgleichsbedarfs im Stromnetz erzielen zu können?

Können die PtG-Anlagen in dem betrachteten Szenario aus betriebswirtschaftlicher Sicht einen kostendeckenden Betrieb erreichen und bedarf es spezieller Maßnahmen, die einen systemoptimalen PtG-Betrieb unterstützen?

ISBN 978-3-8396-0865-4



9 783839 608654