

Ein Netzautomatisierungskonzept für gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze

Von der Fakultät für
Elektrotechnik, Informationstechnik und Medientechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

zur Erlangung des akademischen Grades

**Doktor der Ingenieurwissenschaften
(Dr.-Ing.)**

genehmigte Dissertation

von

James Leonardo Garzón Real, M. Sc.

aus Bogotá, Kolumbien

Referent:	Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek
Korreferent:	Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner
Tag der mündlichen Prüfung:	04. Februar 2022

Die Dissertation kann wie folgt zitiert werden:

urn:nbn:de:hbz:468-20220331-115506-1

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn%3Anbn%3Ade%3Ahbz%3A468-20220331-115506-1>]

DOI: 10.25926/bmjm-5g15

[<https://doi.org/10.25926/bmjm-5g15>]

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand im Rahmen meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal. Die Arbeit stellt wesentliche Ergebnisse von Forschungsprojekten dar, welche in Zusammenarbeit des Lehrstuhls mit Partnerinstitutionen und Experten aus der deutschen Strom- und Gasbranche durchgeführt wurden.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, Leiter des Lehrstuhls und Betreuer dieser Arbeit, für seine stets dagewesenen motivierenden Worte während der Durchführung meiner Forschungsaktivitäten am Lehrstuhl. Mein Dank gilt ihm auch für alle vermittelten Kenntnisse sowie für das Vertrauen, welches insbesondere mit meiner Ernennung zum Leiter der Forschungsgruppe Betriebskonzepte und Sektorenkopplung gezeigt wurde.

Ebenfalls danke ich Herrn Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner für die Übernahme des Korreferats dieser Arbeit sowie für die anregungsreiche Diskussion meiner Forschungsergebnisse. Des Weiteren danke ich allen Kollegen des Lehrstuhls sowie der Partnerinstitutionen für die sehr angenehme wissenschaftliche Zusammenarbeit sowie für die ausgetauschten Kenntnisse und Erfahrungen.

Mein letzter Dank gilt meiner Familie und meinen Freunden für ihren indirekten Beitrag zum Gelingen dieser Arbeit durch die ständige Ermutigung und Mithilfe. Durch eine entsprechende Widmung danke ich herzlich meiner Mutter Florisen Real für ihre langjährige Mühe sowie für die wertvolle Anleitung, welche eine wesentliche Rolle in meinem Leben gespielt hat.

Wuppertal, im Februar 2022

James Leonardo Garzón Real

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung.....	1
1.1	Hintergrund	1
1.2	Stand der Wissenschaft und Forschung	3
1.3	Zielsetzung und Aufbau der Arbeit.....	5
2	Kopplung von Strom- und Gasverteilnetzen	7
2.1	Strom- und Gasnetzinfrastruktur.....	7
2.1.1	Stromnetzinfrastruktur	7
2.1.2	Gasnetzinfrastruktur.....	9
2.2	Kopplungsanlagen.....	11
2.2.1	Power-to-Gas-Anlagen.....	12
2.2.2	Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen	15
2.3	Nutzen der Kopplung von Strom- und Gasverteilnetzen	17
2.3.1	Energiespeicherung auf Kurz- bis Langzeitbasis	17
2.3.2	Vermeidung von Stromnetzausbau und gemeinsame Netzplanung	18
2.3.3	Erbringung von Systemdienstleistungen.....	19
2.3.4	Marktorientierte Ansätze.....	23
2.3.5	Mehrfacheinsatz (Multi-Use-Einsatz).....	25
3	Betrieb von Strom- und Gasverteilnetzen.....	27
3.1	Stromverteilnetzbetrieb.....	27
3.1.1	Technische Rahmenbedingungen.....	27
3.1.2	Betriebskonzepte im Stromverteilnetz	29
3.2	Gasverteilnetzbetrieb.....	32
3.2.1	Technische Rahmenbedingungen.....	32
3.2.2	Betriebskonzepte im Gasverteilnetz.....	36
3.3	Betrieb von gekoppelten Strom- und Gasverteilnetzen.....	37
3.3.1	Technische Rahmenbedingungen.....	38
3.3.2	Gemeinsames Betriebskonzept	38
4	Entwicklung eines gemeinsamen Netzautomatisierungskonzepts	45

4.1	Methode zur Konzeptentwicklung	45
4.2	Netzautomatisierungskonzepte für Stromverteilnetze.....	45
4.3	Netzautomatisierungskonzepte für Gasverteilnetze	50
4.3.1	Status Quo der Gasverteilnetzautomatisierung.....	50
4.3.2	Entwicklung eines dezentralen Netzautomatisierungskonzepts für Gasverteilnetze 52	
4.4	Netzautomatisierungskonzept für gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze – SGAK..	58
4.4.1	Netzautomatisierungsbedarf.....	61
4.4.2	Gesamtkonzept zur gemeinsamen Netzautomatisierung.....	67
5	Simulative Validierung des gemeinsamen Netzautomatisierungskonzepts.....	71
5.1	Methode zur Konzeptvalidierung.....	71
5.2	Übergreifende Strom- und Gasflussberechnung.....	72
5.3	Simulationsumgebung	74
5.3.1	Netzzustandsprognose und -identifikation	77
5.3.2	Flexibilitätsbedarfsermittlung.....	79
5.3.3	Priorisierung der Flexibilitätsoptionen bei Grenzwertverletzungen von Netzbetriebsmitteln	82
5.4	Versorgungsaufgaben und Datengrundlage	84
5.4.1	Testenergienetze.....	85
5.4.2	Technische Eingangsparameter und Randbedingungen	88
5.5	Anwendungsfälle und Simulationsergebnisse	91
5.5.1	Anwendungsfall I – Einsatz einer Power-to-Gas-Anlage (H ₂).....	93
5.5.2	Anwendungsfall II – Einsatz einer Power-to-Gas-Anlage (H ₂) bei Umstellung des Gasverteilnetzes von Erdgas auf Wasserstoff	114
5.5.3	Anwendungsfall III – Einsatz einer Power-to-Gas-Anlage (CH ₄)	118
5.5.4	Zusammenfassung der Simulationsergebnisse	130
5.6	Ökonomische Bewertung der Anwendungsfälle	131
5.6.1	Ökonomische Bewertung aus Sicht des Verteilnetzbetreibers	133
5.6.2	Ökonomische Bewertung aus Sicht des Power-to-Gas-Anlagenbetreibers.....	134
6	Bewertung und Empfehlungen.....	137

6.1	Grundsätzliche Erkenntnisse.....	137
6.1.1	Nutzen der Kopplung von Strom- und Gasverteilnetzen	137
6.1.2	Gemeinsamer Betrieb von gekoppelten Strom- und Gasverteilnetzen.....	138
6.1.3	Nutzen einer gemeinsamen Netzautomatisierung der gekoppelten Strom- und Gasverteilnetze.....	139
6.2	Bewertung des gemeinsamen Netzautomatisierungskonzepts	139
6.3	Reflexion der Modelle und Methoden	141
6.4	Abschließende Diskussion	142
7	Zusammenfassung und Ausblick.....	145
8	Summary and Outlook	149
9	Verzeichnisse	153
9.1	Literaturverzeichnis.....	153
9.2	Formelzeichen und Symbole.....	165
9.3	Abkürzungsverzeichnis.....	172
Anhang	177
A.	Technologische Kennwerte von gasbetriebenen KWK.....	177
B.	Verwendete Anzahlen, Leistungen und Gleichzeitigkeitsfaktoren für EFZ und WP ...	179
C.	Verwendete Zeitreihen	180
D.	Anwendungsfall I, Einspeisefall (Simulationsvariante).....	183
E.	Anwendungsfall I, Betrachtung der Erbringung von SRL (Fortführung).....	186
F.	Preisannahmen zur Implementierung des SGAK als SGAS	187
G.	Analyse von Strompreisen am Spotmarkt.....	188
H.	Analyse von SRL-Preisen	188

1 Einführung

1.1 Hintergrund

Der durch die deutschen Klimaschutzziele getriebene Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) hat in den letzten Jahren stark zugenommen und wird diese Tendenz weiterhin zeigen. Hierbei ist ungefähr 90 % der bereits installierten elektrischen Leistung aus EE in den Stromverteilnetzen angeschlossen [1]. Zusätzlich sind auf dieser Stromnetzebene starke Änderungen der Stromnachfragestruktur aufgrund der Klimaschutzziele zu erwarten. Es handelt sich dabei bspw. um die zunehmende Integration der Elektromobilität durch den Ausbau einer geeigneten Ladeinfrastruktur sowie um die Elektrifizierung des Wärmesektors durch die vermehrte Nutzung von elektrischen Wärmepumpen [2].

Sowohl die Elektromobilität als auch die Nutzung von elektrischer Energie zur Deckung der Wärmenachfrage sind Beispiele der sogenannten *Sektorenkopplung*. Mit diesem Begriff wird der Energieaustausch zwischen den unterschiedlichen Energiesektoren – Strom, Gas, Wärme, Mobilität – bezeichnet, welcher zu einer sektorenübergreifenden Integration der EE sowie zur Nutzung von Synergien und Potenzialen zwischen den Energiesektoren führen soll [3] [4]. Da der aus dem Stromsektor in die anderen Energiesektoren verschobene und in andere Energieformen umgewandelte Strom aus EE stammen soll und dieser die Nutzung von fossiler Energie direkt vermeidet, soll die Sektorenkopplung einen wesentlichen Beitrag zur beschleunigten Erreichung der Klimaschutzziele leisten [3] [4].

Eine der Möglichkeiten der Sektorenkopplung besteht in der physikalischen Kopplung der Energienetze der Energiesektoren. Als Beispiel – hinsichtlich der Elektrifizierung des Wärmesektors – kann als erste Möglichkeit die Deckung der Wärmenachfrage mithilfe einer elektrischen Wärmepumpe direkt ohne die Anwesenheit eines Wärmenetzes zwischen der Wärmepumpe und der Wärmenachfrage erfolgen. Als zweite Möglichkeit kann die von der elektrischen Wärmepumpe erzeugte Wärme als Zwischenschritt in ein Wärmenetz eingespeist werden, um durch dieses verteilt zu werden. Eines der großen Potenziale der sektorenübergreifenden *Energienetzkopplung* besteht in der Nutzung von Speicherkapazitäten der Energienetze, welche im Stromnetz nicht ausreichend vorhanden sind [3] [4].

Eine weitere Möglichkeit zur Energienetzkopplung ist die Kopplung von Strom- und Gasnetzen. Die Stromerzeugung durch große Erdgaskraftwerke der Übertragungsebene sowie durch kleinere Blockheizkraftwerke (BHKW) der Verteilnetzebene stellt hierbei die traditionelle Kopplung zwischen diesen Energienetzen dar [5]. Eine Kopplung dieser Energienetze zur Gaseinspeisung ins Gasnetz war bis vor ca. einem Jahrzehnt nicht denkbar [6] [7]. Aufgrund der zunehmenden Integration der EE, des zunehmenden Energiespeicherbedarfs sowie der durch die

Skaleneffekte sinkenden Produktionskosten haben die Technologien zur Realisierung des sogenannten *Power-to-Gas-Konzepts* in den letzten Jahren eine rasante Entwicklung erfahren [6] [8]. Das Power-to-Gas-Konzept bezeichnet die Möglichkeit Strom in Gas umzuwandeln und zu speichern, um daraus eine andere Energieform – bspw. Wärme – oder wieder Strom zu einem späteren Zeitpunkt zu generieren. Vielversprechend hierbei ist, aufgrund der großen Speicherkapazitäten der Gasnetzinfrastruktur, die Einspeisung des produzierten Gases ins Gasnetz bzw. seine Speicherung darin [8] [9]. Da der hierfür benötigte Strom aus EE stammen soll, werden die hierdurch produzierten Gase – Wasserstoff oder Methan – als *erneuerbare Gase* oder auch als *grüne Gase* bezeichnet [7] [10].

Das Power-to-Gas-Konzept bzw. die Kopplung der Strom- und Gasnetze kann sowohl auf Übertragungs- als auch auf Verteilnetzebene konzipiert werden. Hierbei kann die Kopplung der Verteilnetze von besonderem Vorteil sein, aufgrund der auf dieser Ebene erwarteten enormen Änderungen in der Versorgungsaufgabe [11] [12]. Die Stromverteilnetzebene, welche vor Jahrzehnten geplant wurde, ist weder für eine hohe, wechselhafte und dezentrale Energieeinspeisung aus EE-Anlagen (EEA), noch für die Versorgung von bspw. mobilen elektrischen Lasten ausgelegt und gelangt daher vermehrt an die Grenzen ihrer Aufnahmefähigkeit [2] [13]. Für die Stromverteilnetze bedeutet dies einerseits mögliche Verletzungen der festgelegten Netzspannungsgrenzen, andererseits etwaige Überlastungen von Netzbetriebsmitteln. Die Vermeidung dieser *kritischen Netzzustände* führt zum Bedarf entweder an Netzausbaumaßnahmen oder an *Flexibilitätsoptionen* [14]. In diesem Kontext kann die Kopplung der Strom- und Gasverteilnetze wichtige netz- und systemdienliche Flexibilitätsoptionen dem Stromnetzbetrieb anbieten [15]. Grundvoraussetzungen hierfür sind zum einen der rechtzeitige Einsatz der Flexibilitätsoptionen bei rechtzeitiger Erkennung der kritischen Netzzustände anhand von bspw. *Netzautomatisierungssystemen* und zum anderen die Berücksichtigung der gasseitigen Potenziale und Restriktionen [15] [16] [17]. Im Rahmen des Gasnetzbetriebes werden diese hauptsächlich von der Gewährleistung einer regelwerkkonformen Beschaffenheit der Mischgase, die aus der Beimischung von Erneuerbaren Gasen (EG) zu Erdgas resultieren, sowie von den einzuhaltenden Druckgrenzen gegeben [15].

Die Nutzung der aus der Kopplung von Strom- und Gasverteilnetzen entstandenen Flexibilitätsoptionen im gemeinsamen Betrieb dieser Energienetze und darüber hinaus die Entwicklung und Validierung eines Netzautomatisierungskonzepts, welches die Erfüllung der zuvor erwähnten Voraussetzungen sowie weiteren Anforderungen ermöglichen kann, sind die zentralen Themen dieser Arbeit. Im folgenden Abschnitt wird auf den Stand der Wissenschaft und Forschung hinsichtlich der Kopplung von Strom- und Gasverteilnetzen eingegangen. Im darauffolgenden Abschnitt werden die Zielsetzung sowie der Aufbau der Arbeit erläutert.

1.2 Stand der Wissenschaft und Forschung

Zur Bezeichnung von gekoppelten Energiesektoren, -systemen und -netzen werden in der Literatur insbesondere die Begriffe *Multienergieträgersysteme*, *Multienergiesysteme* oder, wie bereits erwähnt, Sektorenkopplung – engl. Multi-Carrier Energy Systems, Multi-Energy Systems (MES) bzw. Sector Coupling – verwendet [4] [18] [19] [20]. Häufig werden auch die Begriffe *multimodale*, *multisektorale* sowie *integrierte Energiesysteme* gefunden [3] [21] [22]. Im Folgenden wird vereinfacht die Abkürzung MES – des Begriffes Multienergiesysteme –, um sich darauf zu beziehen, verwendet. Zum Großteil dieser Arbeit werden dennoch die Bezeichnungen gekoppelte Energienetze genauso wie gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze zur Behandlung der Thematik dieser Arbeit bevorzugt.

Der aktuelle Stand von MES wird in [4] und [19] ausführlich analysiert. In [19] wird ein umfassender Überblick von diesen im Kontext zukünftiger defossilisierter Energiesysteme vorgestellt. Nach [19] bieten MES Effizienz- und Flexibilitätsvorteile und eignen sich besonders für zukünftige Energiesysteme, die durch eine sehr hohe Integration der EE und eine weit verbreitete – sektorenübergreifende – Elektrifizierung der Energieversorgung darauf abzielen, Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) intensiv zu reduzieren. MES gehen aber gleichzeitig mit zusätzlicher Komplexität hinsichtlich unter anderem der Modellierung, der Steuerung und Regelung, der Kommunikation sowie des Managements einher. Einige Konfigurationen von MES sind für einen breiten Einsatz noch sehr teuer aufgrund der einzelnen Technologiekosten – wie bspw. die Herstellung von *erneuerbaren Brennstoffen* –, oder der Gesamtsystemkosten an sich [19]. Die *Flexibilität* von MES und ihre mathematische Modellierung wird ebenfalls in [20] diskutiert. Dort wird diese als „die technische Fähigkeit eines Systems die Multienergieerzeugung, den -verbrauch und den Leistungsfluss abhängig von stationären und dynamischen Randbedingungen zu regeln, während das System innerhalb vordefinierter/gewünschter Grenzbereiche der bestimmten Energieträger betrieben wird“ definiert. Nach [20] haben MES ein enormes Potenzial, die Flexibilität in Bezug auf das, was in einem reinen elektrischen Energiesystem erreicht werden kann, zu erhöhen. Es zeigt sich aber auch, dass bestehende Restriktionen der Energienetze die verfügbare Flexibilität beeinträchtigen können, da dadurch einige Energieflüsse begrenzt werden. Der gemeinsame und optimale Betrieb des MES spielt dabei eine wichtige Rolle. Dieser kann derzeit aufgrund des Fehlens geeigneter ausgereifter Modellierungswerkzeuge und Methoden zu Schwierigkeiten bei der praktischen Implementierung führen. Die entsprechenden Methoden und Modellierungswerkzeuge sind derzeit Gegenstand der Forschung und Entwicklung [4] [20].

Hinsichtlich der MES bestehend aus den Energiesektoren Strom und Gas sowie aus den zugehörigen gekoppelten Energienetzen der Verteilnetzebene wird die Thematik der Modellierung und Simulation von Gasverteilnetzen im Kontext von MES in [23] ausführlich behandelt. Dort wird einerseits auf die Notwendigkeit der Auswahl geeigneter mathematischer

Modelle zur Gasflussberechnung, welche korrekte und realitätsnahe Simulationsergebnisse gewährleisten, hingewiesen. Andererseits wird herausgestellt, dass integrierte Erdgas-/Wasserstoffnetze als wichtiger Bestandteil der zukünftigen Energieversorgung gelten. Dabei bestehen dennoch einige Herausforderungen, die insbesondere auf die zunehmende Diversifizierung der Gasbeschaffenheit – bei der Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas – sowie die steigende Anzahl an dezentralen Gaseinspeiseanlagen zurückzuführen sind [23]. Die Entwicklung von integrierten Erdgas-/Wasserstoffnetzen mit geeigneter Kapazität kann eine erhebliche Herausforderung darstellen, die eine Planung auf der Grundlage von Simulationen und Analysen der hydraulischen Eigenschaften der Elemente der Energienetze erfordert [23]. Die Thematik der zulässigen Wasserstoffkonzentrationen im Gassystem wird unter anderem in [24] umfassend analysiert. Dort wurde bereits Anfang des letzten Jahrzehntes auf mögliche Wasserstoffkonzentrationen in der Spannweite von 2 Vol.-% bis 10 Vol.-%, welche mit einem verhältnismäßig geringen technischen Aufwand verbunden sind, hingedeutet. Heutzutage wird eine Erhöhung der Wasserstoffkonzentrationsgrenze auf mindestens 20 % bis 25 % angestrebt und es laufen entsprechende Pilot- und Demonstrationsprojekte in dieser Hinsicht [25].

Darüber hinaus sind mehrere Studien zu MES mit gekoppelten Strom- und Gasverteilnetzen bis dato in Deutschland durchgeführt worden. Chronologisch gesehen waren [11] und [12] einige der ersten Studien – nach der Einführung des Power-to-Gas-Konzeptes [7] –, in denen die Thematik behandelt wurde. Diese befassen sich mit den Synergien zwischen Gas- und Stromverteilnetzen, insbesondere hinsichtlich der Reduzierung des Bedarfs an konventionellem Stromnetzausbau, die durch die Kopplung erschlossen werden können. Die Studien zeigen, dass die Kopplung von Strom- und Gasnetzen auf Verteilnetzebene zukünftig technische und ökonomische Vorteile im Gegensatz zu einem rein elektrischen Energiesystem bieten kann. Solche Vorteile werden ersichtlich, wenn die Planung der Stromverteilnetze sowohl die Hoch- als auch die Mittel- und die Niederspannungsebene – spannungsebenenübergreifende Stromnetzplanung – umfasst, da durch die Lösung der auftretenden Stromnetzprobleme auf der niedrigsten Netzebene positive Auswirkungen auf der höheren Netzebene erzielt werden. Der Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen (PtGA) kann dann insbesondere den notwendigen Stromnetzausbau der überlagerten Netzebenen signifikant verringern [11] [12]. Zusätzlich wird in [26] das deutschlandweite Potenzial von PtGA in deutschen Strom- und Gasverteilnetzen untersucht. Dabei wird identifiziert, dass unterschiedliche deutschlandweite Potenziale für die Installation von PtGA als *Kopplungsanlagen* zwischen Strom- und Gasverteilnetzen mit dem Ziel einer Reduzierung von Stromnetzausbaukosten bestehen. Im Fall von PtGA zur Produktion von Wasserstoff – PtGA (H₂) – sind Potenziale vorhanden, insbesondere in Gemeinden, die durch einen hohen Energieverbrauch bei gleichzeitig hoher EE-Einspeisung gekennzeichnet sind. Das liegt daran, dass die Wasserstoffeinspeisepotenziale der Gasverteilnetze in diesen Gemeinden hoch genug sind, um die für die Reduzierung von Stromnetzausbau erforderlichen Anlagenleistungen der PtGA (H₂) installieren zu können. Im Fall von PtGA zur Produktion von Methan – PtGA (CH₄) –

existieren sogar beträchtliche Potenziale für diese Kopplungsanlagen in Gemeinden mit unterschiedlichen Versorgungsaufgaben, aufgrund des Stromnetzausbaubedarfs und der nicht vorhandenen Methaneinspeiserestriktionen in den Gasverteilnetzen [26]. Zu übereinstimmenden Ergebnissen kommt auch [10]. Dort werden die regionalen Potenziale für Power-to-Gas aus Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland untersucht und es wird geschlussfolgert, dass das technische Potenzial von PtGA (CH₄) oberhalb dessen von PtGA (H₂) aufgrund insbesondere der Einschränkungen durch die Wasserstoffkonzentrationsgrenze liegen [10].

Aktueller Gegenstand der Forschung in Deutschland bezüglich MES ist insbesondere die Entwicklung von Methoden zur praktikablen gemeinsamen Planung von gekoppelten Energienetzen, unter anderem von Strom- und Gasverteilnetzen [27] [28]. Dabei werden ebenfalls Methoden zum gemeinsamen Betrieb der gekoppelten Energienetze als Bestandteil einer holistischen Planungs- und Betriebsbetrachtung der MES erforscht. Da die Thematik der Steuerung und Regelung sowie des Managements von MES im engen Zusammenhang mit den betrieblichen Aspekten von diesen steht, ist diese ebenfalls Gegenstand der Forschung und insbesondere Motivation der vorliegenden Arbeit [4] [5] [15] [19]. Auf den aktuellen Stand in dieser Hinsicht wird in den späteren Abschnitten dieser Arbeit anhand des Status Quo der Netzautomatisierung der einzelnen Strom- und Gasverteilnetze sowie der Behandlung des zentralen Themas dieser Arbeit eingegangen.

1.3 Zielsetzung und Aufbau der Arbeit

Vor dem vorgestellten Hintergrund und unter Berücksichtigung des Stands der Wissenschaft und Forschung legt die vorliegende Arbeit den Fokus auf die Analyse der technischen Anforderungen und Voraussetzungen zur Kopplung von Strom- und Gasverteilnetzen im Hinblick auf die automatisierte Nutzung der hierdurch entstehenden Flexibilitätsoptionen sowie auf den automatisierten Betrieb der gekoppelten Strom- und Gasverteilnetze. Das Gesamtziel der Arbeit ist die Entwicklung und Validierung eines Netzautomatisierungskonzepts für gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze. Zur Erreichung dieses Ziels wird die Beantwortung der folgenden Forschungsfragen angestrebt:

- Frage 1: Wie kann ein gemeinsamer Betrieb der gekoppelten Strom- und Gasverteilnetze realisiert werden?
- Frage 2: Welcher Netzautomatisierungsbedarf entsteht bei der Realisierung eines gemeinsamen Betriebes der gekoppelten Energienetze?
- Frage 3: Wie kann ein geeignetes Netzautomatisierungskonzept für gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze konzipiert werden?
- Frage 4: Welchen technischen und wirtschaftlichen Nutzen hat ein gemeinsames Netzautomatisierungskonzept?

Die Arbeit wird folgendermaßen aufgebaut: Im zweiten Kapitel werden die Grundlagen der Kopplung von Strom- und Gasverteilnetzen geschildert. Hierbei werden die Merkmale der Strom- und Gasnetzinfrastrukturen sowie der Kopplungsanlagen, welche die bidirektionale Kopplung dieser Energienetze ermöglichen, erläutert. Zusätzlich wird auf den Nutzen der Kopplung von Strom- und Gasverteilnetzen eingegangen. Im dritten Kapitel werden einerseits die technischen Rahmenbedingungen zum Betrieb der einzelnen Energienetze sowie die zugehörigen Betriebskonzepte beschrieben. Andererseits wird in diesem Kapitel der Betrieb der gekoppelten Strom- und Gasverteilnetze analysiert und ein Konzept zur Realisierung eines gemeinsamen Betriebes vorgestellt. Im vierten Kapitel werden bestehende Netzautomatisierungskonzepte für Stromverteilnetze analysiert und basierend darauf wird ein dezentrales Netzautomatisierungskonzept für Gasverteilnetze eingeführt. Ferner wird in diesem Kapitel das entwickelte Netzautomatisierungskonzept für gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze vorgestellt. Im darauffolgenden Kapitel wird die simulative Validierung des gemeinsamen Netzautomatisierungskonzepts präsentiert. Am Anfang dieses Kapitels werden die Grundlagen und Möglichkeiten zur übergreifenden Berechnung von Strom- und Gasflüssen erläutert und es wird die für die Validierung des gemeinsamen Netzautomatisierungskonzepts entwickelte Simulationsumgebung vorgestellt. Anschließend wird das gemeinsame Netzautomatisierungskonzept anhand von drei Anwendungsfällen simulativ validiert. Im sechsten Kapitel werden die Ergebnisse der Arbeit bewertet, entsprechende Empfehlungen abgeleitet sowie die Forschungsfragen abschließend diskutiert. Eine Zusammenfassung der Arbeit sowie ein Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf werden im siebten Kapitel gegeben.

2 Kopplung von Strom- und Gasverteilnetzen

2.1 Strom- und Gasnetzinfrastruktur

Mit der Kopplung der Strom- und Gasverteilnetze werden zwei komplexe Energiesysteme mit ähnlicher Infrastruktur, aber verschiedenen Merkmalen und Funktionen verbunden. In diesem Abschnitt werden die Grundlagen der Strom- und Gasnetzinfrastruktur erläutert. Der Fokus des Abschnittes wird entsprechend auf die Merkmale der Verteilnetzebene gelegt.

2.1.1 Stromnetzinfrastruktur

Die zur Versorgung der Stromverbraucher erforderliche Infrastruktur besteht im Wesentlichen aus zwei Netzebenen, dem Übertragungsnetz und dem Verteilnetz. Diese sind wiederum in Spannungsebenen unterteilt, welche in Umspannwerken bzw. Ortsnetzstationen durch Transformatoren miteinander verbunden sind. An das Übertragungsnetz sind in der Regel große konventionelle Kraftwerke angeschlossen. Diese Kraftwerke nutzen unterschiedliche Energiequellen wie fossile Energieträger, Kernenergie oder – auf Basis von EE – Wasserkraft zur Stromerzeugung. Im Rahmen der Energiewende werden weitere EEA, insbesondere sehr große Windparks, an diese Netzebene angebunden. Die wesentliche Aufgabe des Übertragungsnetzes ist es, die erzeugte elektrische Energie über große Entfernungen zu den Verbrauchern zu transportieren. Die Energieübertragung erfolgt anhand von Stromleitungen, durch welche der Strom bei einer bestimmten Spannung zirkuliert. Die Stromleitungen werden entweder als Freileitungen oder, über kurze Distanzen bis zu einigen Kilometern, als Erdkabel bzw. Unterwasserkabel gebaut. Zur Übertragung der elektrischen Energie werden in Deutschland die Spannungen $U_n = 220 \text{ kV}$ und $U_n = 380 \text{ kV}$ verwendet. Diese Spannungsebenen werden als Höchstspannung und das Übertragungsnetz daher auch als Höchstspannungsnetz bezeichnet. Durch die hohe verwendete Spannung reduzieren sich die durch den Joule-Effekt verursachten Übertragungsverluste [29].

Die Stromverteilnetze werden in drei Spannungsebenen unterteilt: Hochspannung (HS), Mittelspannung (MS) und Niederspannung (NS). Die Struktur der Stromverteilnetze kann topologisch entweder als Maschennetz, Ringnetz oder Strahlennetz aufgebaut werden. Die HS-Ebene verfügt über eine typische Nennspannung von $U_n = 110 \text{ kV}$ und seltener $U_n = 60 \text{ kV}$. Die überwiegend als Maschennetze ausgeführten HS-Netze setzen sich aus einzelnen, galvanisch getrennten Netzgruppen zusammen, über die eine regionale Verteilung der elektrischen Energie erfolgt. Die nachgelagerte MS-Ebene gliedert sich in Netzbezirke¹ auf. Die MS-Netze werden insbesondere in urbanen Netzbezirken meist mit einer Nennspannung von $U_n = 10 \text{ kV}$ betrieben

¹ Als Bezirk wird ein abgegrenztes Gebiet innerhalb einer bestimmten Region verstanden

und in Abhängigkeit der Lastdichte zum großen Teil als offene Ringnetze ausgeführt. Für Netzbezirke in vorstädtischen oder ländlichen Gebieten werden häufig offene Ringleitungen oder Stickleitungen verwendet. Diese Gebiete werden zudem aufgrund der geringeren Lastdichte mit einer Spannung von $U_n = 10 \text{ kV}$, zumeist $U_n = 20 \text{ kV}$ oder seltener $U_n = 30 \text{ kV}$ betrieben. Aus der MS-Ebene wird wiederum die elektrische Energie an die Ortsnetztransformatoren (ONT) innerhalb einer Stadt oder Gemeinde verteilt. Die häufig als Strahlennetz aufgebauten NS-Netze werden mit einer Nennspannung von $U_n = 0,4 \text{ kV}$ betrieben [13].

Sehr große Stromverbraucher wie bspw. Aluminiumhütten werden an die Spannungsebenen des Übertragungsnetzes angeschlossen. Weitere Industrien, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, Gebäudekomplexe, Haushalte und sonstige Abnehmer beziehen ihre elektrische Energie aus dem Stromverteilnetz. Diese Verbraucher werden entsprechend ihres Leistungsbedarfs an eine der drei Spannungsebenen des Verteilnetzes angeschlossen. Die Elektromobilität und die elektrischen Wärmepumpen stellen zusätzlich neue Stromverbraucher zumeist auf NS-Ebene dar [2].

Traditionell wird elektrische Energie in zentralen Großkraftwerken erzeugt und in das Übertragungsnetz eingespeist. Kleine und mittlere Kraftwerksblöcke mit elektrischen Leistungen bis ca. $P_r = 300 \text{ MW}$ werden an das Stromverteilnetz auf der HS-Ebene angeschlossen. Dadurch entsteht ein unidirektionaler Energiefluss von höheren zu niedrigeren Spannungsebenen zu den Verbrauchern [30]. Im Zuge der Energiewende werden die meisten EEA wie bspw. Photovoltaik- und Windenergieanlagen (PV- und WEA) an die Spannungsebenen des Stromverteilnetzes angeschlossen. Die zunehmende Integration von diesen und weiteren kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen wie bspw. erdgas- oder biogasbefeuerten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) auf Verteilnetzebene ist von besonderer Bedeutung, da vor allem die Nieder- und MS-Ebenen für die Aufnahme dezentraler Stromeinspeisungen in der Regel nicht konzipiert wurden. Da nun zeitweise die Einspeisung in den Verteilnetzen regional größer als der dortige Verbrauch ist, wird die „überschüssige“ Energie in höhere Netzebenen² abgegeben. Entsprechend sind die Energieflüsse bidirektional.

Darüber hinaus sind Energiespeicher wie bspw. Pumpspeicherkraftwerke oder Großbatteriespeicher weitere Anlagen, die im Stromnetz Anwendung finden. Zur Aufrechterhaltung einer definierten Netzfrequenz sind Erzeugung und Verbrauch zu jeder Zeit im Gleichgewicht zu halten. Da die EE-Erzeugung vom Dargebot abhängig ist und nicht dem derzeitigen Verbrauch angepasst wird, sind Speicher sowie flexible, steuerbare Lasten und Erzeuger von stark steigender Bedeutung für das elektrische Energiesystem. Das Gassystem mit Netzen und Speichern hat aufgrund seiner enormen Speicherkapazität das Potenzial, dem Stromsektor die benötigte Flexibilität zur Verfügung zu stellen. In dieser Hinsicht sind PtGA und in umgekehrter Richtung

² Die Spannungsebenen (bzw. die Druckebenen des Gasverteilnetzes) werden im Weiteren auch als „Netzebenen“ bezeichnet

gasbetriebene Stromerzeuger Schlüsseltechnologien, die zur Stabilität des elektrischen Energiesystems beitragen können [20].

2.1.2 Gasnetzinfrastruktur

Zwischen der zuvor beschriebenen Infrastruktur des Stromsektors und der Infrastruktur des Gassektors bestehen gewisse Analogien, aber auch deutliche Unterschiede. Die Gasnetzinfrastruktur besteht ebenfalls im Wesentlichen aus zwei Netzebenen, dem Transportnetz und dem Verteilnetz. Im Transportnetz wird Erdgas in Ferngasleitungen aus den Förderländern (für Deutschland unter anderem aus Russland, Norwegen, Niederlande, Dänemark oder Großbritannien) zu den an der Landesgrenze gelegenen Übernahmestationen der einzelnen Importeure transportiert. An den Übernahmestationen werden die eingehenden Gasmengen empfangen und der Betriebsdruck auf das Niveau der deutschen Transportleitungen von ca. $p = 84$ bar reduziert. Über die Transportleitungen wird das importierte Erdgas überregional verteilt. An dem Transportnetz sind sowohl regionale Hochdruckverteilstellen und Sonderkunden mit einem hohen Erdgasbedarf wie bspw. Glashersteller, Gießereien und Schmelzbetriebe angeschlossen. Die Aufrechterhaltung der Betriebsdrücke innerhalb der Transportnetzebene erfolgt durch Verdichterstationen. Die Reduzierung zwischen den verschiedenen Netzebenen auf die erforderlichen Betriebsdrücke erfolgt durch Gasdruckregelanlagen (GDRA) – auch Gasdruckregel- und -messanlagen (GDRMA) genannt. Des Weiteren sind an den Transportleitungen große Erdgasspeicher angeschlossen [31].

Die Gasverteilstellen dienen der Aufgabe, Gas aus den überregionalen Transportnetzen an die Verbraucher zu verteilen. Die Versorgung der Verbraucher erfolgt über unterschiedliche Druckebenen. Die Wahl des Betriebsdruckes wird dabei maßgeblich durch die Abnahmedichte sowie das Abnahmevolumen der Gasverbraucher beeinflusst. Topologisch werden Gasverteilstellen als Strahlen-, Ring- oder vermaschte Rohrnetze ausgeführt. Analog zum Stromverteilstellen existieren im Gasverteilstellen drei Druckebenen: Hochdruck (HD), Mitteldruck (MD) und Niederdruck (ND). Als Hochdruck sind Drücke definiert, die größer als $p = 1$ bar sind³. Für das Gasverteilstellen relevant sind dabei Hochdruckstufen zwischen $p = 1$ bar bis $p = 4$ bar sowie $p = 16$ bar bis ca. $p = 70$ bar. Die Hochdruckverteilstellen werden aus dem überlagerten und überregionalen Hochdrucktransportnetz gespeist. Über GDRA werden die Drücke entsprechend dem Betriebsdruck der nachgelagerten Verteilstellen angepasst. Allgemein werden die genannten Hochdrücke der Verteilstellen zur regionalen Verteilung des Gases an nachgelagerte Ortsnetze sowie zur Versorgung von Großabnehmern wie z.B. Industrieanlagen oder Heizkraftwerken eingesetzt. Zudem werden auch, abhängig von der Abnahmedichte, vorstädtische oder ländliche

³ Die angegebenen Druckwerte entsprechen dem relativen Druck, das heißt dem Überdruck gegenüber dem normalen Luftdruck

Gebiete und sogenannte Mischgebiete von Haushalten sowie Gewerbebetriebe mit dem Hochdruckverteilnetz bei einem Betriebsdruck von maximal $p = 4$ bar betrieben [32].

Mitteldruckverteilnetze werden mit einem Betriebsdruck von $p = 0,1$ bis $p = 1$ bar betrieben. Durch diese werden nachgelagerte Ortsnetze sowie mittlere Abnehmer wie Gewerbe- und Industriekunden und einige Gebäude und Haushalte direkt versorgt. In der Regel wird die Versorgung von Haushalten jedoch mit Niederdruckverteilnetzen, also mit Betriebsdrücken von $p = 25$ mbar bis zu $p = 45$ mbar, durchgeführt. In Neubaugebieten tendieren die Gasverteilnetzbetreiber (Gas-VNB) zunehmend zur Versorgung der neu angeschlossenen Haushalte mit erhöhten Niederdrücken oder sogar mit Mitteldrücken, wobei eine zusätzliche Reduzierung des anliegenden Druckes bei den Gasverbrauchern erforderlich ist [32].

Deutlich wird, dass eine spezifische Zuordnung der Gasverteilnetze zu entsprechenden Verbrauchern nicht ausnahmslos möglich ist, so wie es bei Stromverteilnetzen der Fall ist. Dadurch ist auch keine eindeutige Zuordnung der Gasnetzstruktur zu den entsprechenden Druckebenen möglich. Generell lässt sich als Grundtendenz jedoch sagen, dass die Gasverteilnetze im Gegensatz zu den Stromverteilnetzen mit Abnahme des Druckes und Zunahme der Anzahl an Abnehmern in vermaschte Rohrnetze ausgeführt werden [32]. In allen Fällen wird der anliegende Betriebsdruck des Verteilnetzes an der Übergabestelle mit Gasdruckregelgeräten dem Druck der Gasverbrauchsanlagen angepasst [32]. Der Gasfluss erfolgt in der Regel unidirektional von der höchsten Druckebene, in die importiertes fossiles Erdgas eingespeist wird, bis zu den Verbrauchern in der niedrigsten Druckebene. Biogaseinspeiseanlagen und PtGA stellen neue Einspeiseanlagen im Gasnetz dar, die unter anderem in niedrigeren Druckebenen einspeisen. Bidirektionale GDRA, die Gasrückspeisungen von niedrigen Druckebenen in höhere Druckebenen ermöglichen, sind noch nicht weit verbreitet. Diese werden bei hoher Einspeisung von EG in die Gasverteilnetze relevant [31].

Darüber hinaus ist derzeit der Aufbau einer neuen bzw. die Umstellung der bestehenden Gasnetzinfrastruktur für die öffentliche Versorgung einer zukünftigen Wasserstoffnachfrage beabsichtigt. Pläne in dieser Hinsicht werden von den zuständigen Behörden auf Grundlage der von den verschiedenen Ländern Europas und der Welt entwickelten *Wasserstoffstrategien* diskutiert sowie von den Forschungsinstitutionen aktiv verfolgt und erforscht. Eine solche Infrastruktur für den Transport und die Verteilung von gasförmigem Wasserstoff wird jedoch ähnliche Merkmale im Vergleich zur jetzigen Infrastruktur für Erdgase haben. In Deutschland existieren derzeit zwei regionale, privat betriebene Wasserstoffnetze mit einer Gesamtlänge von 240 km (in Nordrhein-Westfalen) und 90 km (in Sachsen-Anhalt) [33]. Diese dienen der Versorgung von Industrien und werden in der Regel mit sogenanntem grauen Wasserstoff gespeist, der basierend auf einer Dampfreformierung von Erdgas hergestellt wird.

2.2 Kopplungsanlagen

Die Strom- und Gasnetzinfrastrukturen werden traditionell auf Übertragungs- bzw. Transportnetzebene durch große Gaskraftwerke unidirektional gekoppelt [5]. Aufgrund der durch die Energiewende veränderten Rahmenbedingungen und angesichts der enormen Speicherkapazität des Gasnetzes kann die Verbindung dieser Energienetzinfrastrukturen in eine bidirektionale Kopplung weiterentwickelt werden, welche eine effiziente Integration der EE insbesondere auf Verteilnetzebene ermöglicht. Die Anlagen, durch welche die Strom- und Gasnetzinfrastrukturen gekoppelt werden, werden als Kopplungsanlagen bezeichnet. Die Kopplungsanlagen sind Technologien, die sowohl einen Anschluss zum Strom- als auch zum Gasverteilnetz besitzen. Diese lassen sich generell in drei Gruppen klassifizieren: PtGA, KWK und bivalente Anlagen. Die erste Gruppe basiert auf dem Prinzip der Umwandlung von elektrischer Energie in chemische Energie, welche in Gasen gebunden ist. Zentrale Technologie ist hierbei die Wasserelektrolyse – im Weiteren als Elektrolyse bezeichnet –, bei der Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten wird. Der Energieträger Wasserstoff kann vielfältigen Anwendungen zugeführt werden. So kann er direkt oder *methanisiert* in das Gasverteilnetz eingespeist werden.

Die zweite Gruppe wandelt die chemisch gebundene Energie der Gase in elektrische Energie. Zur Effizienzsteigerung wird die entstehende Abwärme für Wärmeanwendungen genutzt, was das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung darstellt. Zentrale Technologien hierfür sind Gasturbinen, Otto-Motoren und Brennstoffzellen [34]. Dabei können Gasturbinen und Otto-Motoren mit Erdgas, Biogas oder einem Wasserstoffgemisch betrieben werden. Brennstoffzellen können mit reinem Wasserstoff oder mit Erdgas betrieben werden, wobei das Erdgas in einem Reformier oder innerhalb der Brennstoffzelle zu Wasserstoff reformiert wird [35].

Die dritte Gruppe beinhaltet die bivalenten Kopplungsanlagen. Entsprechend der Benennung können diese Anlagen mit den beiden Energieformen – Gas und Strom – bivalent betrieben werden, um eine dritte Energieform – Wärme oder mechanische Arbeit – zu produzieren. Zentrale Technologien dieser Gruppe sind bivalente Wärmepumpen, bivalente Gasvorwärmanlagen und bivalente Verdichter. Diese Technologien stellen, im Gegensatz zu denen der ersten beiden Gruppen, in beiden Energienetzen einen Verbraucher dar. Darüber hinaus befindet sich eine bidirektionale Kopplungsanlage in der Entwicklungsphase, welche sowohl Wasserstoff aus Strom als auch in umgekehrter Betriebsweise Strom aus Wasserstoff erzeugen kann – die sogenannte reversible Elektrolyse bzw. reversible Brennstoffzelle – [36]. Die Abbildung 2-1 zeigt eine Übersicht der Kopplung von Strom- und Gasverteilnetzen auf. Im Rahmen dieser Arbeit werden bivalente sowie bidirektionale Kopplungsanlagen nicht weiter behandelt, da sich der Fokus auf PtGA sowie KWK richtet. Die Technologien dieser Kopplungsanlagen werden im Folgenden näher erläutert (siehe auch [33] für eine ausführlichere Beschreibung).

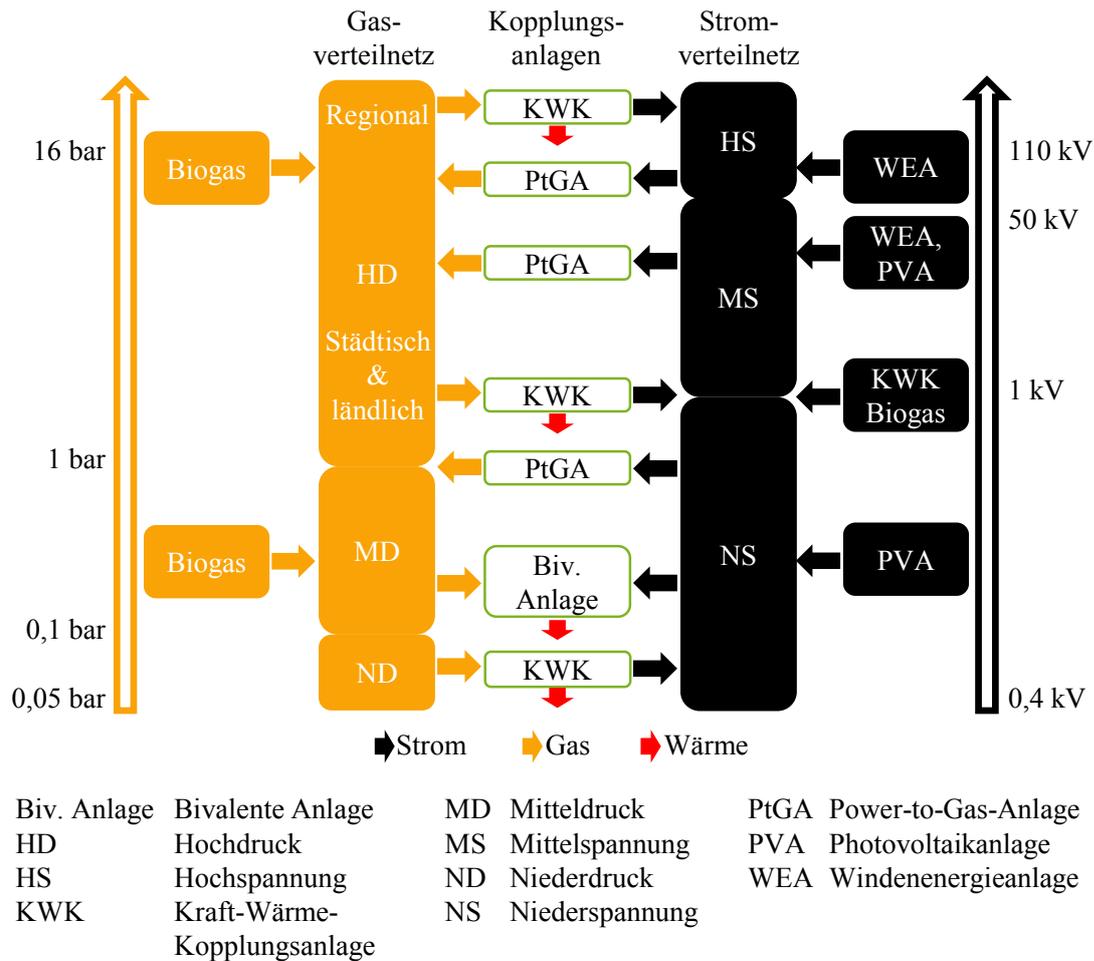


Abbildung 2-1: Übersicht der wesentlichen Kopplungsanlagen zwischen den Strom- und Gasverteilnetzen

2.2.1 Power-to-Gas-Anlagen

Die grundlegenden Prozesse, die im Zusammenhang mit einer PtGA zu nennen sind, sind zum einen die Elektrolyse und zum anderen die Methanisierung. Die Elektrolyse besteht in der Nutzung elektrischer Energie zur Spaltung von Wassermolekülen in Wasserstoff – H_2 – und Sauerstoff, wobei der Wasserstoff der zu verwendende gasförmige Energieträger ist. Bei der optional anschließenden Methanisierung wird der in der Elektrolyse erzeugte Wasserstoff unter Zufuhr von abgeschiedenem und gespeichertem Kohlenstoffdioxid bzw. -monoxid zu Methan – CH_4 – gewandelt. Die Grundlagen dieser Prozesse sowie die zugehörigen Technologien werden im Folgenden erläutert.

Für den elektrochemischen Prozess der Elektrolyse existieren gegenwärtig vier relevante Technologien. Die bereits weitgehend ausgereiften Technologien sind die alkalische Elektrolyse (AEL) mit einem flüssigen basischen Elektrolyten und die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse⁴ (PEM) mit einem polymeren Festelektrolyten. Beide Technologien sind zudem in

⁴ Auch als Protonen-Austausch-Membran – engl. Proton Exchange Membrane Electrolysis – bekannt

atmosphärische und druckbehaftete Elektrolyseure zu unterscheiden, wobei das Druckniveau für die anschließende Anwendung des produzierten Wasserstoffs entscheidend ist. Die dritte Technologie, die Anionen-Austausch-Membran-Elektrolyse (AEM), wurde vor kurzem auf den Markt gebracht. Der Betrieb der AEM erfolgt in einer nicht korrosiven, leicht alkalischen Umgebung, in der keine Edelmetalle benötigt werden, um eine gute Lebensdauer zu erreichen. Die AEM kombiniert die Vorteile der kostengünstigen alkalischen Elektrolyse mit denen der PEM [37]. Die vierte Technologie, die Hochtemperatur-Wasserdampfelektrolyse (HTEL) mit einem Festoxid als Elektrolyt, unterscheidet sich insbesondere durch die Nutzung von Wasserdampf anstelle von Wasser von den drei zuvor genannten Technologien. Die HTEL-Technologie ist derzeit noch nicht über das Forschungsstadium hinaus und hat eine wesentlich geringere Bedeutung im Markt. Die Tabelle 2-1 zeigt die relevanten technischen Kennwerte der genannten Elektrolysetechnologien. Der obere Teil der Tabelle bezieht sich auf Kennwerte, die die generelle Leistungsfähigkeit der Elektrolyseure widerspiegeln. Der untere Teil zeigt Kennwerte, die Auskunft über das dynamische Verhalten der Anlagen geben.

Tabelle 2-1: Technologische Kennwerte von Elektrolyseuren nach [37] [38] [39]

	AEL	PEM	AEM	HTEL
Betriebstemperatur in °C	40–90	20–100	< 70	750–1.000
Druck in bar	1–30	30–50	< 35	< 30
Wirkungsgrad in %	62–82	67–82	62–82	65–82
Stromdichte in A/cm ²	0,2–0,4	0,6–2,0	k.A.	k.A.
Wasserstoffproduktionsrate in m ³ /h	1–760	0,01–1.000	0,5–50	42
Elektrischer Energieaufwand pro m ³ H ₂ in kWh/m ³	4,5–7,0	4,5–7,5	4,8–5,7	3,7
Realisierte elektrische Leistung in MW	0,005–3,4	0,5–20	0,0024–0,24	< 0,2
Minimale Teillast in %	5–40	0–10	k.A.	3
Lastgradient in %/s	< 1	10	k.A.	0,05
Überlast in %	120–140	< 300	k.A.	k.A.
Kaltstart	min–h	min	k.A.	h
Warmstart	s	s	k.A.	min

Aus den Kennwerten ergeben sich vor- und nachteilige Eigenschaften der Elektrolyseure. So besitzen Anlagen der AEL-Technologie durch ihre langjährige kommerzielle Nutzung den Vorteil geringerer Herstellungskosten und Investitionen sowie der Realisierung von Stacks im oberen Megawattbereich (MW-Bereich). Nachteilig dagegen sind bspw. die geringe Überlastfähigkeit, der mäßige Lastgradient sowie die höheren Kaltstartzeiten und die schlechteren minimalen Teillast-Kennwerte im Vergleich zur PEM-Technologie. Erweiterten Einfluss auf die Dynamik der Anlage nehmen zudem höhere Zeitkonstanten von Systemperipheriekomponenten, wie Produktgasseparator, Laugenpumpen und Druckregler [38]. Des Weiteren sind eine aufwendige

Laugen- sowie Gasreinigung als unvorteilhaft zu beurteilen. Optimierungspotenzial besteht zudem beim Betrieb unter Druck sowie bei der Effizienz von AEL-Anlagen [39]. Anlagen der PEM-Technologie zeigen insbesondere erhebliche Vorteile im fluktuierenden Betrieb. Neben dem großen Teillastbereich, der sich auf Systemebene auf 5 % der Nominallast regeln lässt, sind insbesondere das sehr gute Überlastverhalten sowie die schnellen Ansprechzeiten bzw. Reaktionszeiten des Elektrolyseurs hervorzuheben. Einen mindernden Einfluss auf die Dynamik haben auch hier höhere Zeitkonstanten von Systemperipheriekomponenten, wie Zirkulationspumpen oder Flüssig-Gas-Separatoren [39]. Die HTEL zeichnet sich durch den höchsten Wirkungsgrad aus, wenn Wärme für die Verdampfung des Wassers bereitsteht. Daher eignet sich die HTEL für die Kombination mit einer Methanisierung, die die Wärme liefert. Die Dynamik der HTEL zeigt ein schnelles Ansprechverhalten. Wichtig ist jedoch, dass die dynamisch langsamere Methanisierung über einen Wasserstoffpufferspeicher angeschlossen ist. Diese Konfiguration ist momentan nur als Pilotanlage im Kilowattbereich (kW-Bereich) getestet worden. Die dynamischen Merkmale der AEM sind vom Hersteller der Technologie bisher nicht deutlich veröffentlicht worden. Die AEM-Anlagen zeichnen sich durch ihre gute Skalierbarkeit aus, sodass durch die Zusammenschaltung von kleinen Einheiten auf eine einfache Art und Weise Anlagen im MW-Bereich konzipiert werden können [37].

Beim zweiten Prozess, der Methanisierung, stehen zwei Technologien zur Auswahl: Die katalytische – auch thermochemische genannt – und die biologische Methanisierung. Die Grundlage des katalytischen Prozesses ist die stark exotherme Sabatier-Reaktion, bei der Kohlenstoffdioxid bzw. -monoxid und Wasserstoff – im Wesentlichen – zu Methan und Wasserdampf sowie weiteren Eduktgasen reagieren. Die Umsetzung der Methanisierung kann mit sogenannten Zweiphasen-Reaktoren erfolgen. Hierzu zählen Festbett- und Wirbelschicht- sowie beschichtete Wabenreaktoren, die einen festen Katalysator besitzen und in denen das Eduktgemisch aus Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff gasförmig vorliegt. Alternative zu solchen Reaktoren sind die Dreiphasen-Reaktoren, zu denen Blasensäulenreaktoren zählen, die zusätzlich einen flüssigen Wärmeträger nutzen. Die Katalysatoren sind meist aufgrund der guten katalytischen Wirkung nickelbasiert ausgeführt [39] [40] [41].

Bei der biologischen Methanisierung erfolgt die Reaktion analog zur katalytischen Methanisierung. Hierbei werden anstelle eines Katalysators hingegen natürliche Stoffwechselprozesse von Bakterien (methanogene Archaeen) genutzt, in denen Enzyme der Mikroorganismen die Wirkung des Katalysators abbilden. Zwei Konzepte werden dabei verfolgt: Die integrative Methanisierung versucht die Methanausbeute in Klär- oder Biogasgasanlagen zu erhöhen, indem Wasserstoff zugeführt wird. Das zweite Konzept ist die selektive Methanisierung, die in einem separaten Reaktor umgesetzt wird. In einem Rührkesselreaktor befindet sich dazu eine wasserbasierte Lösung, angereichert mit methanogenen Archaeen. Der Reaktor stellt dabei einen

gerührten, begasten und temperierten Behälter dar [39]. Die Tabelle 2-2 zeigt die wesentlichen technischen Kennwerte der beiden genannten Methanisierungstechnologien.

Tabelle 2-2: Technologische Kennwerte von Methanisierungstechnologien nach [39]

	Chemisches Verfahren	Biologisches Verfahren
Betriebstemperatur in °C	200–700	40–70
Druck in bar	≤ 80	≤ 20
Raumgeschwindigkeit (Gas Hourly Space Velocity – GHSV) ⁵ in 1/h	500–5000	< 110
Energiebedarf bei 16 bar in kWh/m ³	< 0,4	0,4–1,8
Systemwirkungsgrad ohne Wärmenutzung in %	< 83	< 71,6 (integrativ) 73–77 (selektiv)
Systemwirkungsgrad mit Wärmenutzung in %	> 90	< 93,2 (integrativ) 78,4–82,4 (selektiv)
Minimale Teillast in %	40 (Festbett) < 20 (Dreiphasen)	5
Kaltstart	h	min
Warmstart	< 7 min	s

Die katalytische Methanisierungstechnologie zeichnet sich vor allem durch hohe energetische Wirkungsgrade und Gasumsatzraten aus. Dem steht ein trägeres dynamisches Lastwechselverhalten aufgrund des sensitiven und komplexen Gesamtprozesses gegenüber. Darüber hinaus ist der Methangehalt abhängig von Druck, Temperatur und Verweilzeit. Häufig wird ein Methangehalt von 95 Vol.-% bei einem guten Kosten-Nutzen-Verhältnis als maximal angegeben [39]. Die biologische Methanisierungstechnologie besitzt hingegen ein gutes und flexibles Lastwechselverhalten, arbeitet mit niedrigen Prozesstemperaturen und es lassen sich im einfachen Prozessablauf Methananteile abhängig von der Verweilzeit und der Wasserstofflöslichkeit von über 98 % im Produktgas realisieren. Zudem bietet sich für kleinere Anlagen bis 5 MW die integrative Kopplung mit vorhandenen Biogas- oder Kläranlagen an, was jedoch noch nicht großtechnisch realisiert werden konnte. Nachteilig sind die bedingte Nutzbarkeit der Reaktionswärme, ein hoher Strombedarf und damit verbundene geringere Wirkungsgrade [39].

2.2.2 Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

Eine KWK stellt zeitgleich elektrische und thermische Energie zur Verfügung. Die Anlagenkonzepte sowie die dahinterstehenden thermochemischen Prozesse variieren je nach technologischer Ausführung der KWK. Die Anlagen können im Wesentlichen als Gasverbrennungsmotoren, Gasturbinen sowie Brennstoffzellen ausgeführt⁶ und innerhalb von zentralen Heizkraftwerken sowie dezentralen Blockheizkraftwerken (BHKW) umgesetzt werden.

⁵ Quotient aus Volumenstrom pro Stunde und dem räumlichen Reaktorvolumen.

⁶ Weitere KWK-Technologien wie Gas-Dampf- und Stirling-Motoren werden im Rahmen dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

Die eingebauten Verbrennungsmotoren unterscheiden sich in Gas-Otto- und Gas-Diesel-Motoren. Der Gas-Otto-Motor verwendet das Otto-Verfahren in dem ein brennbares Gas-Luft-Gemisch in einem Zylinder verdichtet und anschließend durch eine Zündkerze gezündet sowie verbrannt wird [34]. Das heiße Gas erzeugt im Zylinder einen zusätzlichen Druck, wodurch der Kolben in Bewegung gesetzt und mechanische Arbeit verrichtet wird, die von einem Generator zur Stromerzeugung genutzt werden kann. Der Gas-Diesel-Motor nutzt das Diesel-Verfahren und somit die Selbstzündung eines in den Zylindern eingespritzten Dieselmotorkraftstoffes durch die zuvor zugeführte und stark komprimierte Verbrennungsluft [34].

Bei den Gasturbinen ist grundsätzlich zwischen zwei Bauarten zu unterscheiden: Mikrogasturbinen und herkömmliche stationäre Gasturbinen. Bei der Mikrogasturbine wird durch einen Verdichter Umgebungsluft angesogen, die zur Vorwärmung über einen davorliegenden Generator geführt wird. Der Verdichter komprimiert anschließend die Ansaugluft, wodurch die Temperatur der Luft steigt. Um die verdichtete Luft weiter vorzuwärmen und damit einen höheren elektrischen Wirkungsgrad der Anlage zu erzielen, wird die Luft über einen Rekuperator, einen Abgaswärmetauscher, geleitet. Danach erfolgt die Zufuhr in die Brennkammer, in der die komprimierte Luft zusammen mit dem Brennstoff verbrannt wird. Das dabei entstehende Verbrennungsgas wird auf eine Turbine gegeben, in der es sich entspannt. Unterschiede der stationären Gasturbinen zu den Mikrogasturbinen zeigen sich in der nicht vorhandenen Kompaktheit des Systems, sowie dem fehlenden Rekuperator und dem Leistungsbereich. Dabei lassen sich die stationären Gasturbinen wiederum in drei Ausführvarianten unterteilen: Gasturbine mit nachgeschalteter Abhitzekeesselanlage, Gasturbine mit Abhitzekeesselanlage und nachgeschalteter Dampfturbine sowie Gasturbine mit Dampfeinspritzung aufbauend auf dem Cheng-Kreisprozess. Die letzteren Ausführvarianten arbeiten nach dem sogenannten Gas- und Dampf-Prinzip [34].

Ferner wandeln die Brennstoffzellen die im Brennstoff enthaltene chemisch gebundene Energie mithilfe eines Oxidationsmittels in elektrische Energie um. Sie bestehen aus einer Anode, einer Kathode und einem sich dazwischen befindlichen Elektrolyt. Die Elektroden sind für Gase permeabel, das Elektrolyt hingegen nicht, aber Ionen können dieses durchqueren. An der Anode wird ein wasserstoffhaltiges Gas zugeführt. Dieses diffundiert in die poröse Anode und es entstehen nach einer Oxidation Wasserstoffionen sowie freie Elektronen. Die Wasserstoffionen durchdringen das Elektrolyt. Hierbei verbinden sich die Ionen mit negativen Sauerstoffionen, die sich aus einer Reduktion in der porösen Kathode nach Zugabe von Sauerstoff gebildet haben. Bei der Reaktion der Ionen entsteht Wasser und es wird Wärme frei. Das Potenzialgefälle, Elektronenüberschuss an der Anode und Elektronenmangel an der Kathode, bildet dabei die Spannungsquelle [42]. Die Einordnung der Zellen kann auf zwei Arten erfolgen: Nach der Prozesstemperatur in Nieder-, Mittel- und Hochtemperatur-Brennstoffzellen sowie nach den verwendeten Elektrolyten [35].

Die gekoppelte Bereitstellung von elektrischer und thermischer Energie kann je nach Nutzen durch unterschiedliche Betriebsweisen der KWK realisiert werden. Bei einer wärmegeführten Betriebsweise der KWK ist die thermische Energie die Führungsgröße. Diese orientiert sich an der anliegenden thermischen Last. Bei einer stromgeführten Betriebsweise der KWK ist die elektrische Energie die Führungsgröße, welche der anliegenden elektrischen Last entspricht. Je nach Anwendung ist die KWK flexibel einsetzbar. Entstehende Wärmeüberschüsse infolge einer vollständigen Deckung der Wärmelast werden weggekühlt oder zwischengespeichert. Beide Betriebsarten verfolgen das Ziel der effizienteren Gesamtbrennstoffausnutzung und einen sich daraus ergebenden höheren Gesamtnutzungsgrad, was in stromgeführter Betriebsweise ohne ausreichende Wärmespeicherkapazitäten aufgrund des Kühlvorgangs schlechter realisierbar ist. Eine dritte Form der Betriebsführung ist die netzorientierte Betriebsweise, welche sich auf das Strom- sowie das Gasnetz beziehen kann. Im Fall der stromnetzorientierten Betriebsweise wird die KWK flexibel nach dem Bedarf des Stromnetzes eingesetzt [42] [43]. Die Tabellen im Anhang A zeigen die wesentlichen technologischen Kennwerte von gasbetriebenen KWK.

2.3 Nutzen der Kopplung von Strom- und Gasverteilnetzen

Die Kopplung der Sektoren Strom und Gas birgt eine Reihe von Vorteilen für die Integration der EE und somit für die Erreichung der Klimaschutzziele. Der Großteil der EE wird mittels PV- und WEA erschlossen, welche im Stromsektor integriert werden. Von dort können die EE über die Umwandlung in EG den Sektoren Mobilität und Wärme verfügbar gemacht werden. Darunter sind besondere Energieverbraucher wie bspw. Industrien aus einer energetischen Sicht einzuschließen, da diese sowohl einen thermischen Energiebedarf als auch einen Bedarf an motorischer Kraft aufweisen, welcher durch EG gedeckt werden kann. Die EG stellen in manchen Fällen die einzige technische Option dar, einige Energiebedarfe in den anderen Energiesektoren frei von fossilen Energieträgern zu decken. Darüber hinaus steigt mit dem Anteil an dargebotsabhängigen EE an der Stromerzeugung der Bedarf an Stromnetzausbau sowie an Energiespeichern und Flexibilitätsoptionen zum Erhalt der Stromnetzstabilität und zur Sicherstellung einer zuverlässigen Energieversorgung. Diesbezüglich stellt die bidirektionale Kopplung der Strom- und Gasverteilnetze dem Stromsektor Flexibilitätsoptionen wie bspw. Kurz- bis Langzeitenergiespeicherkapazitäten sowie netz- und systemdienliche Einsatzmöglichkeiten bereit, welche bspw. den Stromnetzausbaubedarf mindern können. In den folgenden Abschnitten wird der Nutzen der Kopplung von Strom- und Gasverteilnetzen für die Energiesysteme näher erläutert (siehe auch [33] für eine ausführlichere Beschreibung).

2.3.1 Energiespeicherung auf Kurz- bis Langzeitbasis

Für die Erreichung des deutschen Klimaschutzziels – bis 2045 Treibhausgasneutralität (THG-Neutralität) zu erreichen [44] – ist ein starker Anstieg der Anlagenanzahl und -leistung der EE

erforderlich [45]. Dies ist in Deutschland aus verschiedenen Gründen hauptsächlich durch PV- und WEA zu erreichen. Da aufgrund ihrer Wetterabhängigkeit und ohne das Ergreifen von weitergehenden technischen Maßnahmen eine dargebotsabhängige Energieerzeugung aus den EE zu erwarten ist, besteht eine große Wahrscheinlichkeit im zukünftigen elektrischen Energiesystem, Perioden mit deutschlandweiten Energiedefiziten aufgrund geringer Sonneneinstrahlung bzw. Windgeschwindigkeit – sogenannte Dunkelflauten – sowie Perioden mit Energieüberschüssen aus entgegengesetzten Gründen gegenüberstehen zu müssen. Für Perioden mit geringer EE-Erzeugung ist daher eine gewisse Kraftwerksleistung als Backup nötig, welche zur Erreichung der Klimaschutzziele weitgehend nicht auf fossilen Energieträgern basieren darf. Die ganzheitliche Betrachtung der zukünftigen Situation des elektrischen Energiesystems mit dominierenden EE führt zur Rechtfertigung der Notwendigkeit einer Langzeitenergiespeicherung, um auftretende EE-Überschüsse über eine Saison hinaus zu speichern und diese später bei Energiedefiziten zu nutzen [33].

Vor diesem Hintergrund ist die Möglichkeit der Energiespeicherung auf Kurz- bis Langzeitbasis die ursprüngliche Motivation für die Entwicklung des Power-to-Gas-Konzepts gewesen, wobei überschüssige EE in Form von EG im Gasnetz gespeichert werden können, um diese später mittels KWK bei Bedarf „rückzuverstromen“. Dieses stellt mittelfristig wahrscheinlich den wichtigsten Nutzen der Kopplung von Strom- und Gasnetzen dar [46] [47]. Der Nutzen kann folgendermaßen veranschaulicht werden: Für die Überwindung der zukünftig zu erwartenden Dunkelflauten wird in [48] eine Leistung aus Backupkraftwerken von 70 GW angenommen. Für einen Gesamtjahreszeitraum von angenommen maximal vier Wochen wären dann 47 TWh erforderlich. Zur Erreichung des Klimaschutzziels, die THG-Neutralität zu erreichen, wird auch in [45] von 60 TWh elektrischer Energieerzeugung aus EG ausgegangen. Zur saisonalen Speicherung im Terawattstundenbereich ist die Speicherkapazität der Gasnetzinfrastruktur genügend groß. Diese ist durch die inhärente Speicherkapazität der Gasleitungen sowie vorhandene über- und untertägige Gasspeicher – wie z.B. Porenspeicher – gegeben und erreicht einen Wert von über 200 TWh [31]. Dabei werden Langzeitenergiespeicherkapazitäten insbesondere von der bidirektionalen Kopplung der Strom- und Gasnetze auf Übertragungs- bzw. Transportebene erwartet. Entsprechend ist von Kurzzeitenergiespeicherkapazitäten bei einer Kopplung der Strom- und Gasnetze auf Verteilungsebene auszugehen. Zur saisonalen Langzeitenergiespeicherung von EE-Überschüssen existiert derzeit keine vielversprechendere Alternative zur Gasnetzinfrastruktur [8] [33].

2.3.2 Vermeidung von Stromnetzausbau und gemeinsame Netzplanung

Aus Sicht des Stromnetzes stellt die Kopplung mit dem Gasnetz durch PtGA und KWK eine zusätzliche elektrische Last bzw. Einspeisung dar, welche dem Stromnetz Flexibilitätsoptionen anbieten kann. Ein weiterer Nutzen der Strom- und Gasnetzkopplung besteht in der Berücksichtigung solcher Flexibilitätsoptionen in der Stromnetzplanungsphase [49]. Der

Planungsansatz beruht auf der Konzeption von gezielten und vor allem rechtzeitigen Einsätzen der Kopplungsanlagen als Bestandteil des Stromnetzbetriebes und auf der Berücksichtigung solcher Anlageneinsätze bei der Auslegung der Stromnetze. Im Stromnetzbetrieb wäre der unbedingte Einsatz der im Stromnetz vorhandenen PtGA beim Auftreten von Starkeinspeisefällen sowie der KWK bei Starklastfällen entsprechend sicherzustellen. Die Kopplungsanlagen wirken aus Sicht der Stromnetzplanung den starken Einspeise- bzw. Lastfällen entgegen, mit dem Vorteil einer Reduzierung oder gänzlichen Vermeidung des erforderlichen Stromnetzausbaus, welcher bspw. mit kostenintensiven Tiefbauarbeiten verbunden ist. Die starken Einspeise- sowie Lastfälle entstehen in der Netzplanung durch die Untersuchung zukünftiger Szenarien für die Integration der EE sowie der mobilen Lasten und sonstigen Verbrauchern im Stromnetz. Der gezielte Einsatz von Flexibilitätsoptionen – Kopplungsanlagen in diesem Fall – mit dem Ziel positive Effekte im Stromnetz zu erzielen, wird als *Netzdienlichkeit* bezeichnet [14] [50]. Diese setzt darüber hinaus eine netzzustandsabhängige Ansteuerung der Anlagen voraus, welche im späteren Abschnitt dieser Arbeit analysiert wird.

Mit der Berücksichtigung der potenziellen Stromnetzdienlichkeit der Kopplungsanlagen können Netzbetriebskonzepte in die Netzplanung – aufgrund der geringeren Netzausbaukosten – wirtschaftlich integriert werden. Im entsprechenden Stromnetzbetrieb werden die Kopplungsanlagen dann zur Vermeidung bzw. Behebung von kritischen Netzzuständen eingesetzt. Hierbei, wie es in [50] analysiert wird, wären zukünftige netzdienliche Anlageneinsätze jedoch nur in wenigen Stunden im Jahr erforderlich, wobei weitere technische Maßnahmen dem Stromverteilnetzbetreiber (Strom-VNB) zur Verfügung stehen müssen, um möglichen fehlgeschlagenen netzdienlichen Anlageneinsätzen entgegenwirken zu können.

2.3.3 Erbringung von Systemdienstleistungen

Um einen stabilen Betrieb des elektrischen Energiesystems sicherzustellen, bedarf dieses der Erbringung sogenannter *Systemdienstleistungen*. Damit werden Dienstleistungen bezeichnet, welche aus einer systemischen Sicht – mehr als aus einer Netz-Sicht, wie bei dem Fall der Netzdienstleistungen (NDL) – notwendig sind. Dazu zählen klassischerweise Systemdienstleistungen (SDL) zur Frequenzhaltung, Spannungshaltung⁷ und Betriebsführung sowie zum Versorgungswiederaufbau. Das elektrische Energiesystem wird mit einer definierten Netzfrequenz (50 Hz) innerhalb eines schmalen Toleranzbandes betrieben [51]. Bei Abweichungen zwischen Stromerzeugung und -verbrauch kommt es zu einer Erhöhung bzw. Verringerung der Netzfrequenz, welche die Stabilität der Stromversorgung beeinträchtigen kann. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) müssen unverzüglich dafür Sorge tragen, dass die Netzfrequenz durch Wiederherstellung des Bilanzgleichgewichts wieder erreicht wird. Dazu verfügen die ÜNB über verschiedene Maßnahmen wie bspw. den Einsatz von positiver und/oder

⁷ auf Übertragungsnetzebene

negativer Regelleistung oder den Zugriff auf flexible zu- oder abschaltbare Lasten [51]. Hierzu können Betreiber sowohl von Erzeugungs- als auch von Verbrauchsanlagen diese von den ÜNB präqualifizieren lassen, um an den SDL-Märkten teilnehmen zu dürfen. Die technischen Anforderungen für Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen zur Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung sind im Transmission Code [52] der ÜNB festgehalten. Diese betreffen insbesondere: Bemessungsleistung, maximale Leistung, minimale Leistung, Totzeit/Reaktionszeit auf sprungförmige Sollwertänderung, Leistungsänderungsgeschwindigkeit, resultierender Gradient, Leistungsgrenzen hinsichtlich der Erbringung von Regelleistung, Einschränkung in Leistungs- und Arbeitsvermögen, Leistungshaltepunkte sowie Sollwerttreue.

Darüber hinaus wird das elektrische Energiesystem mit einer der Netzebenen entsprechenden Spannung betrieben, welche sowohl im Normalbetrieb als auch im Fehlerfall innerhalb eines zulässigen Spannungsbandes gehalten werden muss. Hierbei sind Maßnahmen wie die Bereitstellung von Blind- oder Kurzschlussleistung zur Beherrschung eines Spannungseinbruchs bei großen Störungen notwendig [51]. Ferner müssen Stromausfälle nach Möglichkeit vermieden oder zumindest auf möglichst kleine und nicht kritische Verbrauchergruppen eingegrenzt werden. Hierfür ergreifen die Netzbetreiber geeignete Schaltmaßnahmen, um Störungen einzugrenzen, bevor sie sich großflächig auswirken. Der Wiederaufbau des Gesamtnetzes nach einem großflächigen Stromausfall erfolgt durch die koordinierte Inbetriebnahme von Erzeugungsanlagen und Teilnetzen mit Last, wodurch Inselnetze entstehen, die schrittweise zum Gesamtnetz verbunden werden. Die hierzu erforderlichen Erzeugungsanlagen sind schwarzstartfähige Kraftwerke und Anlagen, die unabhängig von einer externen Stromversorgung starten können. Im Rahmen der Betriebsführung sind zudem Maßnahmen wie bspw. Einspeisemanagement, Engpassmanagement oder Netzanalyse und -monitoring erforderlich. Es ist vorgesehen, dass die zunehmende Integration der dargebotsabhängigen EE zu vermehrtem Bedarf an SDL führt [51]. Angesichts dessen stellt die Fähigkeit der Anlagen zur Kopplung der Strom- und Gasverteilnetze, SDL anzubieten, einen zusätzlichen wichtigen Nutzen der Strom- und Gasnetzkopplung dar. Hierbei sind PtGA und KWK in der Lage, unterschiedliche SDL zu erbringen.

2.3.3.1 Erbringung von Systemdienstleistungen mittels Power-to-Gas-Anlagen

Die Primärregelleistung (PRL) ist, nach Einsatz der Momentanreserve, welche derzeit vor allem durch die Trägheit der rotierenden Massen der Kraftwerke bereitgestellt wird, die erste (automatische) Maßnahme zur Haltung der Netzfrequenz. Hierbei sollen die entsprechenden PRL-Erbringer auf Abweichungen größer $\Delta f > 10$ mHz von der Netzfrequenz von $f_n = 50$ Hz reagieren. Es handelt sich dabei um eine positive und negative (symmetrische) Wirkleistungserbringung, welche gemäß den Präqualifikationsbedingungen hohe Leistungsgradienten verlangt, da die angebotene Leistung innerhalb von maximal 30 s vollständig zur Verfügung stehen muss. Positive Regelleistung bedeutet, dass zusätzliche elektrische Leistung benötigt wird. Negative Regelleistung ist erforderlich, wenn zu viel elektrische Leistung im elektrischen Energiesystem

zur Verfügung steht. PtGA können PRL erbringen, während sie im Teillastbetrieb gefahren werden. Aufgrund der dynamischen Eigenschaften eignet sich insbesondere die PEM-Technologie für die Erbringung von PRL. Die AEL sowie die HTEL erfüllen diese Anforderungen in geringerem Maße, da sie weniger gut für einen dynamischen Betrieb geeignet sind [36]. Andere Anforderungen, wie bspw. die zeitliche Verfügbarkeit oder die Mindestbereitstellungsdauer der PRL, stellen für die PEM-Technologie kein Hindernis dar. Die elektrische Mindestleistungsaufnahme bzw. -abgabe von 1 MW kann durch moderne Elektrolyseure problemlos erbracht werden [36]. Bei kleineren PtGA besteht zudem die Möglichkeit, mehrere Anlagen bilanziell zusammenzuschließen⁸, um die Mindestleistung aufbringen zu können. Die PEM-Technologie ist zusätzlich gut geeignet, um Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) zu erbringen. Diese müssen nach spätestens 5 bzw. 15 min vollständig aktiviert sein. Die PEM-Technologie hat gegenüber den anderen genannten Elektrolysetechnologien den Vorteil, dass sie über eine vergleichsweise kurze Kaltstartzeit verfügt [36]. PtGA sind auch technisch gut geeignet, um als ab- oder zuschaltbare Last zum Einsatz zu kommen. Dabei kann die PEM-Technologie als sofort oder schnell abschaltbare Last eingesetzt werden. Die Abbildung 2-2 stellt die zeitlichen Abläufe für die Erbringung von Regelleistung dar⁹.

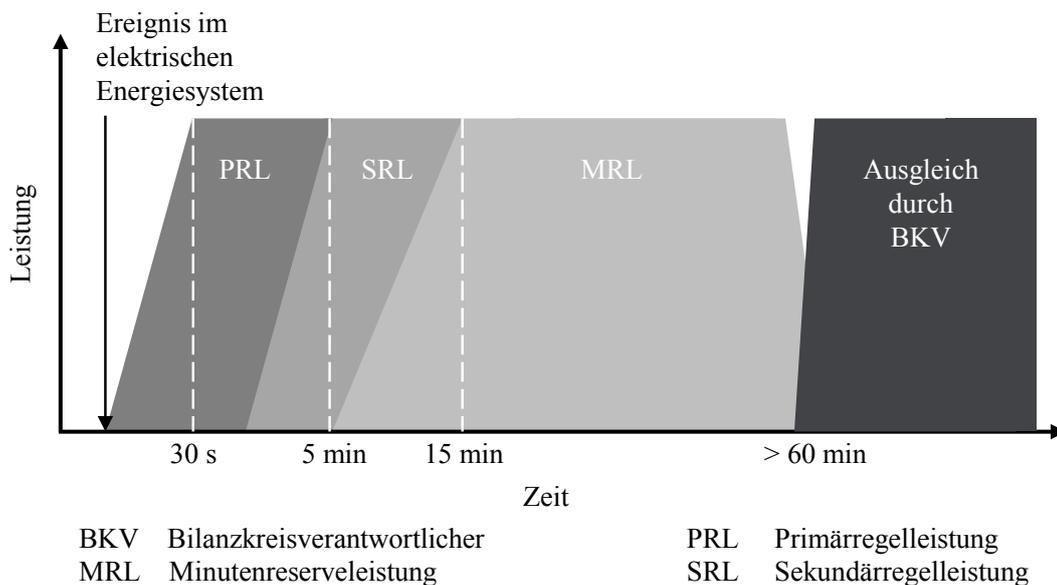


Abbildung 2-2: Zeitliche Abläufe für die Erbringung von Regelleistung

Für die Spannungshaltung hat die Blindleistungsbereitstellung eine zentrale Bedeutung. Die Elektrolyse der PtGA ist ein Gleichstromprozess, der somit keine Blindleistung bezieht. Dennoch ist eine Erbringung von Blindleistung grundsätzlich durch die Leistungselektronik der PtGA möglich, wobei verschiedene Leistungsfaktoren innerhalb bestimmter Grenzen einstellbar sind.

⁸ Häufig als „Poolung“ bezeichnet

⁹ Auf die Thematik des Bilanzkreisausgleichs wird im Abschnitt 2.3.4 eingegangen.

Darüber hinaus steht den ÜNB, wenn Schaltmaßnahmen im Netz nicht ausreichen, um einen sicheren Netzbetrieb zu realisieren, die Anpassung der Erzeugungs- bzw. Speicherleistung ausgewählter Anlagen (spannungsbedingter Redispatch) als weitere SDL zur Verfügung. PtGA eignen sich dabei zur Teilnahme an diesem Redispatch. Analog zur Frequenzhaltung ist die Durchführung kurzfristiger Redispatchmaßnahmen zur Spannungshaltung vor allem durch die PEM-Technologie realisierbar (siehe auch [53]).

2.3.3.2 Erbringung von Systemdienstleistungen mittels Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

Bezüglich der Frequenzhaltung können motorische KWK bei einem Warmstart die elektrische Bemessungsleistung innerhalb von einer Minute erreichen [54]. Damit erfüllt diese KWK-Technologie die geforderte Aktivierungsgeschwindigkeit sowohl für die SRL als auch für die MRL. Bei einem Kaltstart hingegen wird die Bemessungsleistung erst nach mehreren Minuten erreicht und erfüllt somit lediglich die Bedingung zur Erbringung der MRL. Die Erbringung von PRL ist hierbei ausgeschlossen. Nach einem entsprechenden Signal kann die Leistung der KWK sehr schnell auf 0 % gesenkt werden. Weitere KWK-Technologien wie Brennstoffzellen sind für die Bereitstellung von Regelleistung weniger oder nicht geeignet. KWK, deren Leistung größer als 100 kW ist, müssen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) mit technischen Einrichtungen ausgestattet sein, die es dem Netzbetreiber ermöglichen, jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert zu reduzieren [54]. Eine Wirkleistungsreduktion ist generell bei allen genannten KWK möglich. Dabei müssen die KWK in der Lage sein, ihre Wirkleistung stufenweise auf Anforderung des Netzbetreibers zu reduzieren.

Darüber hinaus müssen KWK gemäß der Anwendungsregel VDE-AR-N 4110 im Falle von Spannungseinbrüchen eine vollständige dynamische Netzstützung gewährleisten (sogenannte Fault-Ride-Through-Fähigkeit) [55]. Die Anwendungsregel legt bspw. vergrößerte Spannungs- und Frequenzbereiche, Leistungsreduktionen über der Netzfrequenz, externe Leistungsvorgaben, variable Leistungsfaktoren und dynamische Netzstützung fest. Von großen KWK mit einer Bemessungsleistung im MW-Bereich wird zudem die Möglichkeit zur Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung gefordert, was durch die Synchronmaschinen von motorischen KWK problemlos möglich ist. Sollte bei einer KWK eine Leistungsanpassung im Rahmen einer Redispatchmaßnahme benötigt werden, ist diese Technologie dazu im Allgemeinen in der Lage. Zusätzlich können KWK durch die Bildung eines Inselnetzes zum dezentralen Versorgungswiederaufbau beitragen. Dafür müssen die Anlagen im Inselnetzbetrieb über eine gesicherte Eigenbedarfsversorgung und darauf ausgerichtete Kommunikations- sowie Steuerungssysteme verfügen. Das Kommunikationssystem muss die Regelung der netzbildenden und netzstützenden Einheiten, das Zu- und Abschalten von Lasten sowie die Aufnahme und Weiterleitung der Zustandsmesswerte auch während eines Inselnetzbetriebes gewährleisten können [51].

Die Tabelle 2-3 zeigt eine Zusammenfassung der Realisierbarkeit der SDL-Erbringung mittels Anlagen zur Kopplung der Strom- und Gasverteilnetze.

Tabelle 2-3: Realisierbarkeit der SDL-Erbringung mittels Anlagen zur Kopplung der Strom- und Gasverteilnetze (eigene Bewertung basierend auf den Abschnitten 2.2.1, 2.2.2, 2.3.3.1 und 2.3.3.2)

SDL	Produkte/Maßnahmen	Realisierbarkeit mit PtGA	Realisierbarkeit mit KWK
Frequenzhaltung	Momentanreserve	Nicht realisierbar	Realisierbar
	Primärregelleistung	Realisierbar	Nicht realisierbar
	Sekundärregelleistung	Realisierbar	Realisierbar
	Minutenreserveleistung	Realisierbar	Realisierbar
	Zu- und abschaltbare Lasten	Realisierbar	-
	Frequenzabhängiger Lastabwurf	Realisierbar	-
	Wirkleistungsreduktion	-	Realisierbar
Spannungshaltung	Bereitstellung von Blindleistung bei Nennwirkleistung	Realisierbar(*)	Realisierbar
	Bereitstellung von Blindleistung im Teillastbetrieb	Realisierbar(*)	Realisierbar
	Spannungsbedingter Redispatch	Realisierbar	Realisierbar
	Bereitstellung von Kurzschlussleistung	-	Realisierbar
	Spannungsregelung/ Transformatorstufung	-	-
	Spannungsbedingter Lastabwurf	Realisierbar	-
Versorgungs- wiederaufbau	Abfangen von Erzeugungseinheiten auf Eigenbedarf	-	Realisierbar
	Netzinselbetriebsfähigkeit	-	Realisierbar
	Schwarzstartfähigkeit	-	Realisierbar

- Nicht zutreffend

(*) Realisierbar durch die Umrichter der Anlagen

2.3.4 Marktorientierte Ansätze

Ein zusätzlicher Nutzen der Kopplung von Strom- und Gasverteilnetzen ist der Einsatz der Kopplungsanlagen für marktorientierte Zwecke. Diese können einerseits für den Ausgleich von kurzfristigen EE-Prognosefehlern innerhalb von Direktvermarktungsportfolios oder generell für den Ausgleich von Bilanzkreisungleichgewichten eingesetzt werden. Dieser erste marktorientierte Ansatz des Portfolio- bzw. Bilanzkreismanagements hat unter anderem den Vorteil der Vermeidung von möglichen Ausgleichsenergiekosten [12]. Als zweiter marktorientierte Ansatz besteht die Möglichkeit, die benötigte bzw. verfügbare elektrische Energie der Kopplungsanlagen am Spotmarkt optimal einzukaufen bzw. zu verkaufen.

Die Bilanzkreise bezeichnen Energiemengenkonten, welche in der Energiewirtschaft als Instrument für die Ausgeglichenheit einer bestimmten Anzahl von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen verwendet werden. Die Aufgabe eines Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) besteht darin, den Bilanzkreis durch Fahrplanmanagement viertelstundengenau übereinstimmend zu gleichen, so dass die in das Stromnetz eingespeisten Energiemengen den gleichzeitig aus dem Stromnetz entnommenen Energiemengen entsprechen. Falls es innerhalb des Bilanzkreises zu einem energetischen Ungleichgewicht kommt, muss anschließend der BKV den Bilanzkreis durch die aktive Steuerung der Anlagen bzw. durch den kurzfristigen Energiehandel am Spotmarkt bilanzieren [56] [57]. Besondere Sorge für den Ausgleich des Bilanzkreises sollen die BKV im Fall von großen Frequenzabweichungen im Energiesystem tragen. Der Einsatz der BKV erfolgt in diesem Fall ca. 60 min nach Auftreten der Frequenzabweichung bzw. nach Aktivierung und Erbringung der SRL sowie der MRL (siehe Abbildung 2-2). Stehen dem BKV flexible Anlagen – wie bspw. Kopplungsanlagen – zur Verfügung, so kann er durch ihren Einsatz sowohl die Abregelung von EEA und den kurzfristigen Energiehandel am Spotmarkt als auch spätere Ausgleichsenergiekosten vermeiden. Die letzteren werden im Nachgang vom entsprechenden ÜNB ermittelt und dem BKV in Rechnung gestellt [56] [57].

Als BKV treten Energieversorgungsunternehmen (EVU) oder Energiehändler wie bspw. Direktvermarkter in Erscheinung. Bei prognosefehlerbedingtem Ungleichgewicht des Bilanzkreises eines EE-Direktvermarktes ist, wie oben erläutert, die Abregelung von EEA bzw. der kurzfristige Energiehandel am Spotmarkt erforderlich. Der Einsatz von Kopplungsanlagen im Portfoliomanagement eines Direktvermarkters kann zur Kompensation von prognosefehlerbedingten Fahrplanabweichungen beitragen. Dies ist von besonderer Bedeutung bei der derzeit verpflichtenden Direktvermarktung von neuen EEA. Dieser marktorientierte Ansatz wird in [12] für ein beispielhaftes Direktvermarktungsportfolio von EEA untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass PtGA die am Spotmarkt gehandelte Energie bzw. die sonst erforderliche Abregelung von EEA seitens des Direktvermarkters um 72 % im Simulationszeitraum eines Jahres reduzieren können.

Hinsichtlich des zweiten marktorientierten Ansatzes für Kopplungsanlagen ist das Ziel eines optimierten Energiehandels am Spotmarkt, die Wechselhaftigkeit der Börsenstrompreise auszunutzen, um die Fahrweise der Kopplungsanlagen innerhalb der jeweiligen Restriktionen hinsichtlich Stromeinkaufkosten bzw. Stromverkaufspreisen zu optimieren. Für PtGA bedeutet dies, die elektrische Last maximal zu erhöhen, wenn die Energiepreise möglichst günstig sind bzw. die Last maximal zu reduzieren, wenn die Energiepreise hoch sind. Für KWK soll die Optimierung ihres Energieverkaufs in umgekehrter Weise durchgeführt werden. Für beide Kopplungsanlagen sollte die zeitliche Erzeugungs- bzw. Verbrauchsverschiebung technisch und betrieblich möglich sein. Am Spotmarkt stehen die Plattformen des Day-Ahead- sowie des Intraday-Handels zur Verfügung. Die Optimierung im Day-Ahead- bzw. Intraday-Handel ist

möglich, wenn ein Fahrplan zur Energieerzeugung bzw. zum Energieverbrauch bis spätestens 12 Uhr bzw. 15 Uhr des Belieferungsvortages generiert werden kann [56]. Die Optimierung im kontinuierlichen Intraday-Handel kann durchgeführt werden, wenn ein Fahrplan zwischen 15 Uhr des Belieferungsvortages bis spätestens 30 min vor dem Lieferzeitpunkt erstellt werden kann. Innerhalb derselben Regelzone kann der kontinuierliche Intraday-Handel bis spätestens 5 min vor dem Lieferzeitpunkt erfolgen. Aufgrund der Wechselhaftigkeit der Preise im kontinuierlichen Intraday-Handel sollten die Fahrpläne automatisiert generiert werden [56].

2.3.5 Mehrfacheinsatz (Multi-Use-Einsatz)

Die Einsatzmöglichkeiten für Kopplungsanlagen können geeignet kombiniert werden, damit die Anlagen möglichst von mehreren Einnahmequellen profitieren und somit sowohl eine hohe Anzahl an Volllaststunden als auch die betriebliche Wirtschaftlichkeit erreichen können. Grundvoraussetzung für einen Mehrfacheinsatz – auch Multi-Use-Einsatz genannt – ist die Einhaltung aller technischen und organisatorischen Anforderungen, die für die einzelnen Einsatzmöglichkeiten gelten. Die Abbildung 2-3 zeigt die Kopplungsanlagen, die Einsatzmöglichkeiten sowie beispielhafte Mehrfacheinsätze auf. Die Einsatzmöglichkeit der Eigenenergieversorgung wurde bisher nicht explizit behandelt. Diese besteht in der Nutzung von KWK zur Deckung des Eigenstrom- und -wärmebedarfs von bspw. Quartieren. Die Mehrfacheinsätze entstehen dann aus der Kombination der verschiedenen Einsatzmöglichkeiten der Kopplungsanlagen. Ein beispielhafter Mehrfacheinsatz einer KWK besteht in der Nutzung zur Eigenenergieversorgung mit zusätzlichem marktorientiertem Einsatz (MOE) – bspw. Optimierung am Spotmarkt – sowie Erbringung von SDL – bspw. SRL – (siehe Abbildung 2-3, rechts unten). Die Teilnahme am SRL-Markt hat klare Anforderungen an die teilnehmenden Anlagen wie bspw. die Vorhaltung der bezuschlagten Leistung in festen Zeitscheiben des Tages. Dies stellt eine wesentliche Restriktion in diesem Fall dar, da der Anlagenbetreiber keine Energie am Intraday-Handel in den bezuschlagten Zeitscheiben handeln darf, auch wenn es für die Anlage zu keiner Regelleistungserbringung kommt. Dieser Mehrfacheinsatz wird in [58] ausführlich behandelt.

Darüber hinaus, sind derzeit Geschäftsmodelle und lokale Flexibilitätsmärkte für die Bereitstellung von NDL Gegenstand der Forschung (siehe [59]). Diese würden zukünftig mit ähnlichen Mechanismen wie bspw. diejenigen vom heutigen Regelleistungsmarkt, nämlich mit Angeboten seitens der Anlagenbetreiber sowie mit Zuschlägen zum entsprechenden netzdienlichen Einsatz, funktionieren. Während die Ausgestaltung und Zweckmäßigkeit der Flexibilitätsmärkte erforscht wird, ist es möglich, NDL mittels bilateralen Verhandlungen bereitzustellen. Ferner sind Erzeugungsanlagen ab einer Bemessungsleistung von $P_r = 0,1$ MW zukünftig verpflichtet am sogenannten Redispatch 2.0 teilzunehmen [60]. Es ist jedoch dabei zu erwarten, dass das zusätzliche Anbieten von NDL, wenn eine Anlage schon einfach oder mehrfach eingesetzt wird, weniger restriktiv als bspw. die Teilnahme am SRL-Markt ist, da die netzdienlichen Einsätze in nur sehr wenigen Stunden im Jahr zu erwarten sind [50].

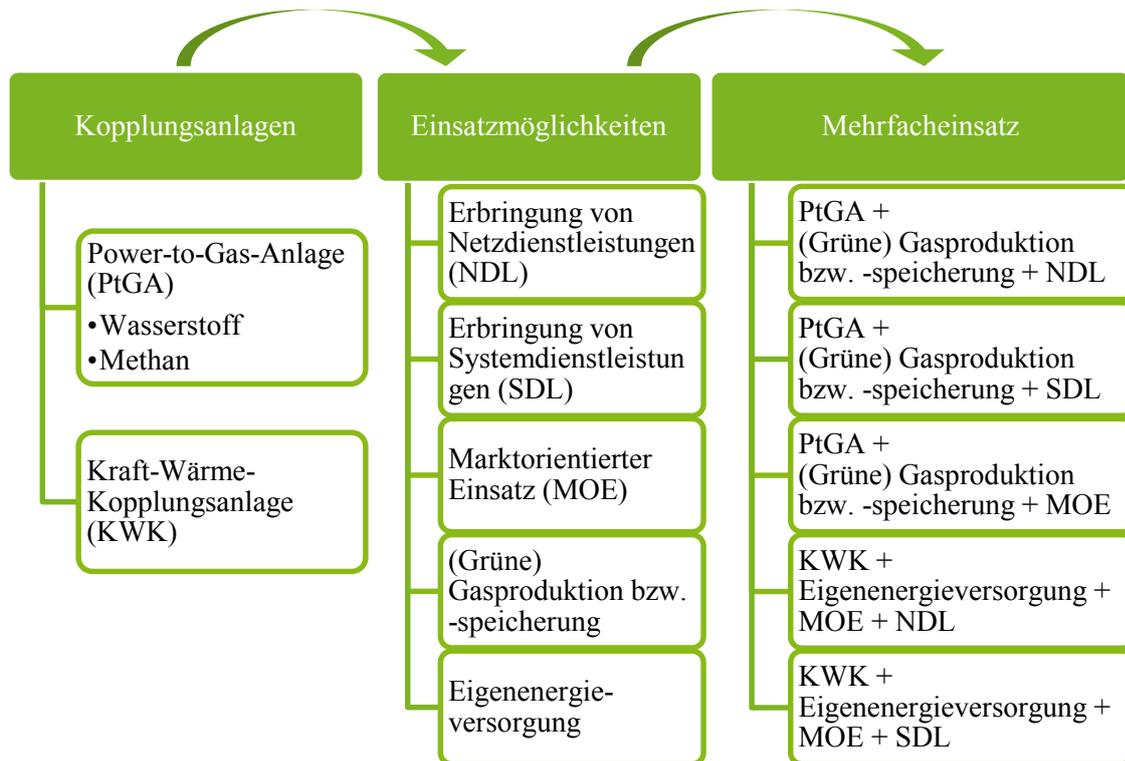


Abbildung 2-3: Kombination von Einsatzmöglichkeiten für Kopplungsanlagen

Des Weiteren ist bei der Vermarktung von Anlagen zwischen einer direkten Vermarktung, welche vom Anlagenbetreiber ohne Zwischenhändler durchgeführt wird, und einer gemeinsamen Vermarktung durch einen Aggregator – auch Vermarkter genannt – zu unterscheiden. Die Aggregation von Anlagen in sogenannte Anlagenpools bietet dabei insbesondere für den Mehrfacheinsatz Vorteile. Die Vorhaltung von Regelleistung am Regelleistungsmarkt ist ein Beispiel dafür, da der gesamte Anlagenpool die Verantwortung für die Verfügbarkeit der vermarkteten Regelleistung gegenüber dem ÜNB trägt. Dies bedeutet, dass die jeweiligen Anforderungen an die einzelnen Anlagen hinsichtlich der Verfügbarkeit bzw. Vorhaltung der bezuschlagten Regelleistung niedriger sind, als bei der direkten Vermarktung gegenüber dem ÜNB [56] [58]. So muss bspw. eine Anlage nicht für eine komplett vermarktete Zeitscheibe die gesamte Regelleistung vorhalten, sondern es können die Verfügbarkeiten mehrerer Anlagen miteinander kombiniert werden, sodass in Summe über die komplette Zeitscheibe die vermarktete Regelleistung zur Verfügung steht. Ebenfalls bezieht sich die Mindestangebotsmenge für den Regelleistungsmarkt nur auf den gesamten Anlagenpool. Somit können auch relativ kleine Anlagen Regelleistung anbieten.

Im Rahmen dieser Arbeit wird die Integration der Kopplungsanlagen in Anlagenpools und die Vermarktung durch einen Aggregator angenommen und es werden die zugehörigen technischen und organisatorischen Anforderungen berücksichtigt.

3 Betrieb von Strom- und Gasverteilnetzen

3.1 Stromverteilnetzbetrieb

Der Betrieb der Stromverteilnetze wird von den Strom-VNB unter den Prämissen der Sicherheit, Zuverlässigkeit sowie Wirtschaftlichkeit wahrgenommen. Im Folgenden werden die wesentlichen technischen Rahmenbedingungen zum Betrieb der Stromverteilnetze erläutert. Anschließend werden die wichtigsten Betriebskonzepte vorgestellt, die dem Strom-VNB verfügbar sind, um den Stromnetzbetrieb unter den genannten Prämissen durchführen zu können.

3.1.1 Technische Rahmenbedingungen

Die Spannung und der Strom in den Verteilnetzen unterliegen technischen Grenzwerten, welche sowohl auf die Notwendigkeit der Sicherstellung des sicheren sowie zuverlässigen Netzbetriebes als auch auf die physikalischen Merkmale der Netzbetriebsmittel zurückzuführen sind. Hierbei wird angestrebt, eine hohe Spannungsstabilität für Endverbraucher zu gewährleisten sowie die thermische Überlastung der Netzbetriebsmittel zu vermeiden. Dabei besitzen Netzbetriebsmittel wie Kabel, Freileitungen und Transformatoren individuelle thermische Grenzströme, mit denen diese maximal belastet werden dürfen, ohne dauerhafte Beschädigungen aufgrund der damit verbundenen Wärmeentwicklung zu verursachen [13]. Eine Überbelastung der Netzbetriebsmittel kann dabei aufgrund der thermischen Trägheit der Netzbetriebsmittel durchaus zulässig sein, solange diese nur kurzzeitig auftritt und in ihrer Häufigkeit stark begrenzt ist. Häufige Überlastungen fördern jedoch eine vorzeitige Alterung der Netzbetriebsmittel. Der thermische Grenzstrom von Kabeln und Freileitungen hängt vom Kabeltyp und Kabelquerschnitt sowie von Umgebungsparametern wie der Temperatur ab; bei Transformatoren hängt dieser vom Transformatortyp, der Bemessungsleistung sowie von Umgebungsparametern ab [13] [39].

Die Betriebsmittelauslastung wird in der Stromnetzplanung als Netzauslegungsparameter verwendet. Die Auslegung der Stromnetze erfolgt häufig für typische kritische Netznutzungsfälle, nämlich den Starklastfall und den Starkeinspeisefall. Die Stromnetze werden für den Starklastfall so geplant, dass die kurzzeitige Betriebsmittelauslastung im Störbetrieb maximal 120 % der jeweiligen thermischen Grenzströme beträgt. Im Normalbetrieb nimmt daher die zugelassene Betriebsmittelauslastung Werte deutlich unter 100 % der jeweiligen thermischen Grenzströme an. Eine Auslastung von 60 % wird dabei häufig als Referenz im Rahmen der Netzplanung für den „normalen“ offenen Ringbetrieb angenommen [13]. Diese Planungsvorgehensweise entspricht dem sogenannten (n-1)-Kriterium [61]. Nach [61], gilt ein MS-Netz mit HS-Stichanschluss als (n-1)-sicher versorgt, wenn die Reserveversorgung über benachbarte Umspannwerke (UW) erfolgen kann. Für den Starkeinspeisefall werden die Stromverteilnetze in der Regel nicht (n-1)-

sicher ausgebaut, da die Erzeugungsanlagen – und Energiespeicher – im (n-1)-Fall in ihrer Leistung beschränkt oder ganz abgeschaltet werden dürfen [55] [61].

Weitere technische Rahmenbedingungen betreffen die Spannungsstabilität, welche im gesamten Versorgungsbereich durch die Haltung der Spannung innerhalb eines definierten Spannungsbandes zu gewährleisten ist. Im Falle von Über- sowie Unterschreitungen der Spannungsgrenzen kann es zu einem fehlerhaften Betrieb und zur Beschädigung der am Stromnetz angeschlossenen Anlagen kommen. In Deutschland ist das zulässige Spannungsband der Versorgungsspannung U_c in der Norm DIN EN 50160 geregelt [62]. Darin wird das Spannungsband für langsame Spannungsänderungen (bspw. Laständerungen) innerhalb von MS- und NS-Netzen auf $\pm 10\%$ der jeweiligen Nennspannung U_n der Netzebene normiert. Im „normalen“ Betrieb müssen 95 % der 10-min-Mittelwerte des Effektivwerts von U_c eines jeden Wochenintervalls in dem Band von $\pm 10\%$ der Nennspannung liegen. Zudem müssen 99 % der 10-min-Mittelwerte des Effektivwerts von U_c im Wochenintervall innerhalb von $+10/-15\%$ der Nennspannung liegen. Für HS-Netze ist eine maximale Spannungsänderung, begründet durch wenige elektrische Lasten in dieser Netzebene, nicht explizit vorgegeben. Schnelle Spannungsänderungen $\leq 2\%$, die durch Kundenanlagen am Netzverknüpfungspunkt verursacht werden, sind dabei zulässig [13] [61] [63].

Die Verwendung der Stufensteller von HS/MS- sowie MS/NS-Transformatoren ermöglicht die Regelung der Spannung an den Sammelschienen der jeweiligen unterlagerten Netzebene auf einen vorgegebenen Sollwert. Häufig sind jedoch bei den MS/NS-Transformatoren keine Stufensteller verfügbar, daher ist in solchen Fällen das Spannungsband für die MS- und NS-Ebene spannungsebenenübergreifend aufzuteilen. Werden, im Gegensatz dazu, regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) zwischen der MS- und NS-Ebene eingesetzt, steht jeder Netzebene das gesamte Spannungsband ($\pm 10\%$ der jeweiligen Nennspannung) zur Verfügung. Die Aufteilung des Spannungsbandes auf die MS- und NS-Ebene – ohne Anwesenheit von rONT – ist der Abbildung 3-1 zu entnehmen [13]. Dabei sind die für den Anschluss von Erzeugungsanlagen an den MS- und NS-Netzen geltenden Regeln veranschaulicht. Bei Erzeugungsanlagen mit Anschlusspunkt in einem MS-Netz ist gemäß der Anwendungsregel VDE-AR-N 4110 sicherzustellen, dass eine verursachte Spannungsänderung im uneingeschränkten Betrieb 2 % der Referenzspannung ohne die Erzeugungsanlage nicht überschreitet [55]. In der NS-Ebene gilt für die jeweiligen Erzeugungsanlagen gemäß der Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 eine maximale Spannungsänderung von 3 % der Referenzspannung ohne die Erzeugungsanlage [64]. Hinsichtlich der Lastfälle ist für die NS-Ebene ein Spannungsabfall von ca. 5 % durchaus zulässig. In der MS-Ebene beträgt diese auch ca. 5 %. Am ONT wird von einer Spannungsdifferenz von $\pm 1\%$ der Nennspannung ausgegangen. Netzknoten der MS-Ebene, an die keine Ortsnetzstationen (ONS) angeschlossen sind, steht das gesamte Spannungsband zur Verfügung [13], was von Relevanz für den Einsatz sogenannter Einzelstrangregler (ESR) sein kann.

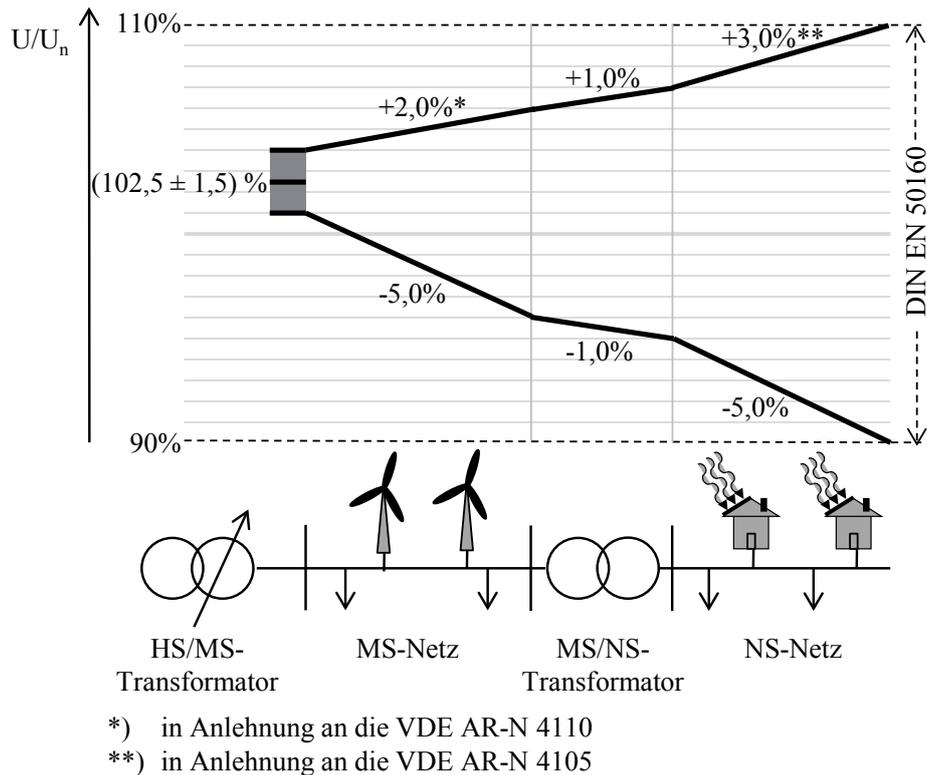


Abbildung 3-1: Spannungsbandaufteilung auf die MS- und NS-Ebene ohne regelbaren Ortsnetztransformator, modifiziert aus [13]

3.1.2 Betriebskonzepte im Stromverteilnetz

Dem Strom-VNB stehen unterschiedliche Konzepte zur Aufrechterhaltung eines sicheren und zuverlässigen Verteilnetzbetriebes zur Verfügung. Zunächst kann er auf die Nutzung netzseitiger Flexibilitätsoptionen zugreifen. Hierbei sind Betriebskonzepte wie die dynamische Spannungsregelung und die dynamische Vermaschung zu nennen. Die dynamische Spannungsregelung (DSR) besteht im Wesentlichen in dem aktiven Wechsel des Übersetzungsverhältnisses der Transformatoren zwischen den Verteilnetzebenen, nämlich dem regelbaren UW-Transformator (rUWT) zwischen der HS- und der MS-Ebene und dem rONT zwischen der MS- und der NS-Ebene. Dadurch wird eine Senkung oder eine Erhöhung der nachgelagerten Netzspannung in Abhängigkeit des Netzzustands erreicht.

Ferner kann auch eine dynamische Spannungsregelung mittels ESR erfolgen, wobei der Effekt dieses Konzepts auf den jeweiligen Strang des ESR begrenzt wird [13]. Ihrerseits besteht die dynamische Vermaschung (DV) in der aktiven Änderung der Netztopologie durch die Ansteuerung fernsteuerbarer Leistungsschalter (FLS) im Verteilnetz. Dieses Konzept findet besondere Anwendung in der MS-Ebene durch das gezielte Schließen von offen betriebenen Ringen, die Kopplung benachbarter Ringe bzw. Abgänge sowie die Zusammenschaltung benachbarter MS-Netze von unterschiedlichen UW [65]. Mit einer DV der Verteilnetze wird die Netzkapazität, das heißt die Auslastung der Netzbetriebsmittel, gemanagt, da das Ziel verfolgt

wird, hochausgelastete Netzbereiche mit geringausgelasteten Netzbereichen zu verbinden, um so die Betriebsmittelauslastung anzugleichen [65] [66].

Weitere Betriebskonzepte streben die Nutzung erzeugerseitiger Flexibilitätsoptionen durch Wirkleistungsmanagement – häufig als Einspeisemanagement bezeichnet – und Blindleistungsmanagement (BLM) an. In beiden Fällen handelt es sich um eine netzzustandsbedingte Begrenzung, Abregelung oder Hochregelung der ins Stromnetz eingespeisten Wirk- bzw. Blindleistung. Bei dem BLM wird von den Erzeugungsanlagen häufig die Blindleistungsentnahme aus dem Netz gefordert. Beim Wirkleistungsmanagement wird zwischen statischem Einspeisemanagement (SEM), im Fall der konstanten Wirkleistungsbegrenzung, und dynamischem Einspeisemanagement (DEM), in Fall der netzzustandsabhängigen Wirkleistungsbegrenzung, unterschieden.

Zusätzlich steht dem Strom-VNB die Nutzung verbraucherseitiger Flexibilitätsoptionen zur Verfügung. Analog zum Einspeisemanagement kann dabei ein Lastmanagement statisch oder dynamisch durchgeführt werden, das heißt, die elektrische Last der Verbrauchsanlagen gezielt zu begrenzen oder zu regeln. Die Betriebskonzepte im Stromverteilnetz und die zugehörigen Flexibilitätsoptionen werden in der Tabelle 3-1 zusammengefasst.

Tabelle 3-1: Betriebskonzepte im Stromverteilnetz und zugehörige Flexibilitätsoptionen

Stromnetzbetriebskonzept	Flexibilitätsoption
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dynamische Spannungsregelung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Regelbarer Ortsnetztransformator ▪ Regelbarer UW-Transformator ▪ Einzelstrangregler
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dynamische Vermaschung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fernsteuerbarer Leistungsschalter
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Statisches Einspeisemanagement ▪ Dynamisches Einspeisemanagement ▪ Blindleistungsmanagement 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Photovoltaikanlage ▪ Windenergieanlage ▪ Kraft-Wärme-Kopplungsanlage ▪ Energiespeicher
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Statisches Lastmanagement ▪ Dynamisches Lastmanagement 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wärmepumpe ▪ Elektrofahrzeug ▪ Power-to-Gas-Anlage ▪ Energiespeicher ▪ Flexibler Industrie-Verbraucher ▪ Flexibler GHD-Verbraucher

Um einen allgemeinen Ansatz für die Nutzung von Flexibilitätsoptionen im Stromverteilnetzbetrieb zu beschreiben, führte der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) ein *Smart Grids Ampelkonzept* im Jahr 2015 ein, das auf die ursprünglich veröffentlichte „Roadmap Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland basiert“ [67] [68]. Ziel des Ampelkonzepts ist es, Stromnetzausbau durch die Nutzung der Flexibilitätsoptionen der Verteilnetzebene intelligent und volkswirtschaftlich zu vermeiden [69]. Das Ampelkonzept stellt ein Modell zur Interaktion zwischen Marktteilnehmern und Strom-VNB bei der Prognose

bzw. beim Auftreten von Engpässen in den Stromverteilnetzen dar. Folgend der Logik einer Ampel wird zwischen den folgenden Phasen unterschieden [69]:

- Grüne Phase (Marktphase): Es liegen keine kritischen Netzzustände im Stromverteilnetz vor. Der Markt kann systemdienliche sowie marktorientierte Potenziale über finanzielle Anreize ausschöpfen. Der Strom-VNB beobachtet den Stromnetzzustand ohne Eingriff in den Markt.
- Gelbe Phase (Markt-Netz-Interaktionsphase): Es zeichnen sich kritische Netzzustände im Stromverteilnetz ab. Der Strom-VNB ruft die von Marktteilnehmern angebotene Flexibilität im betroffenen Netzbereich ab, um die rote Phase zu verhindern.
- Rote Phase (Netzphase): Es liegt eine unmittelbare Gefährdung der Netzstabilität im Stromverteilnetz vor. Der Strom-VNB greift zur Sicherung der Netzstabilität unmittelbar in den Markt ein.

Die Umsetzung von diesem Ampelkonzept setzt eine ständige Beobachtung des Stromnetzzustandes seitens des Strom-VNB voraus. In Übereinstimmung mit dem eingeführten Ampelkonzept und unter Berücksichtigung der technischen Rahmenbedingungen der jeweiligen Stromverteilnetzebenen können technische Betriebsgrenzen zur Signalisierung der Ampelphasen definiert werden. Ein Vorschlag für die Festlegung solcher Betriebsgrenzen für den Echtzeitbetrieb – Istwerte – wird in [69] eingeführt. Die dort vorgeschlagenen Betriebsgrenzen werden in der Tabelle 3-2 aufgezeigt.

Tabelle 3-2: Technische Betriebsgrenzen zur Signalisierung der Ampelphasen, in Anlehnung an [69]

Stromnetzbetriebsparameter	Grüne Phase	Gelbe Phase	Rote Phase
Betriebsmittelauslastung	0 % bis 80 %	80 % bis 100 %	> 100 %
Netzspannung	92 % bis 108 %	90 % bis 92 % 108 % bis 110 %	< 90 % > 110 %

Unter Berücksichtigung des Ampelkonzepts und der zur Verfügung stehenden Betriebskonzepte sind Aufgaben des Strom-VNB, die Verteilnetze zu beobachten, kritische Netzzustände rechtzeitig zu erkennen und die verfügbaren Flexibilitätsoptionen technisch- und kostenoptimal zu koordinieren bzw. einzusetzen. Hierbei kann eine Priorisierung der Flexibilitätsoptionen vorgenommen werden, bevor eine weiterführende Flexibilitätseinsatzoptimierung durchgeführt wird. Beispielsweise kann es technisch und ökonomisch sinnvoll sein, zunächst die eigenen netzseitigen Flexibilitätsoptionen zu verwenden und erst danach auf die erzeuger- sowie die verbraucherseitigen Flexibilitätsoptionen zu zugreifen. Damit werden bspw. die Abregelung von EEA sowie die hierdurch entstandenen Entschädigungskosten vermieden. Diese Priorisierung von Flexibilitätsoptionen wird in der Abbildung 3-2 dargestellt.

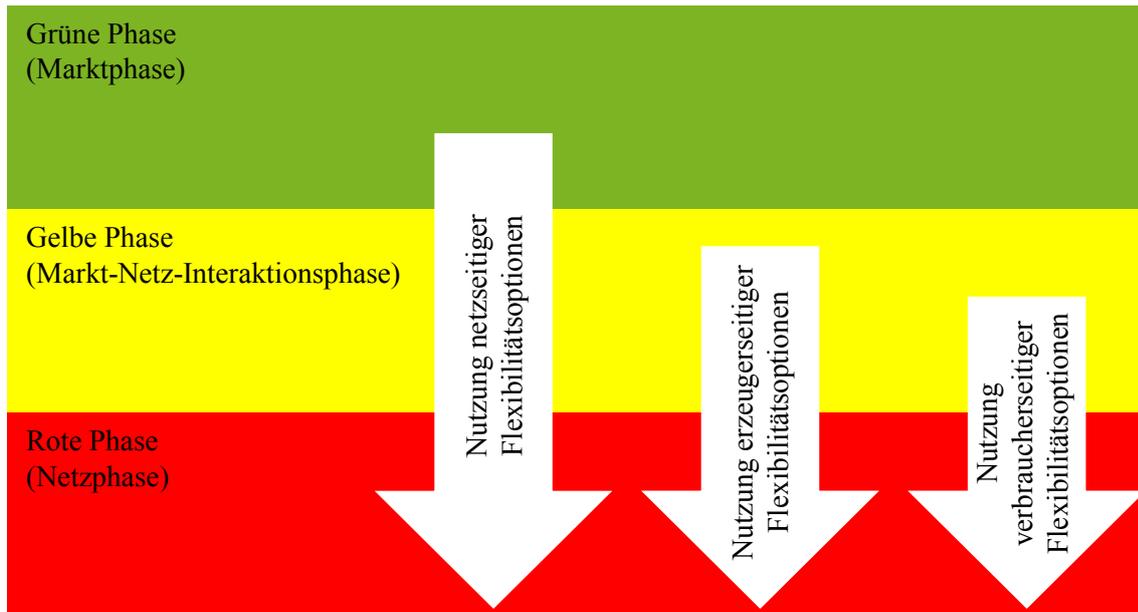


Abbildung 3-2: Priorisierung der Nutzung von Flexibilitätsoptionen im Stromverteilsnetzbetrieb

3.2 Gasverteilsnetzbetrieb

Analog zu den Stromverteilsnetzen wird der Betrieb der Gasverteilsnetze von entsprechenden Gas-VNB¹⁰ unter Beachtung einer sicheren, zuverlässigen sowie wirtschaftlichen Gasversorgung wahrgenommen. Im Folgenden werden die wesentlichen technischen Rahmenbedingungen zum Betrieb der Gasverteilsnetze erläutert. Nachstehend werden, wie bei den Stromverteilsnetzen, Betriebskonzepte vorgestellt, die dem Gas-VNB zur Verfügung stehen, um den Gasnetzbetrieb unter den genannten Prämissen durchführen zu können.

3.2.1 Technische Rahmenbedingungen

Als wesentliche Betriebsparameter der Gasverteilsnetze sind Druck und Volumenstrom zu nennen, welche physikalische Analogien zu den Stromnetzbetriebsparametern Spannung und Strom darstellen. Dabei unterliegt insbesondere der Netzdruck technischen Grenzwerten, welche auf die Notwendigkeit der Gewährleistung des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebes zurückzuführen sind. Um die Druckstabilität – analog zur Spannungsstabilität – sicherzustellen, ist die Haltung des Netzdruckes innerhalb eines definierten Druckbandes zu gewährleisten. Im Falle von Unterschreitungen der Druckgrenzen kann es bspw. zu Störungen im Betrieb von Industrieprozessen kommen, welche gewisse minimale Volumenströme beim Gasbezug erfordern [33]. Diese stehen im direkten Zusammenhang mit dem am Gasentnahmepunkt anstehenden Netzdruck.

¹⁰ In der Gasbranche häufig Ausspeisenetzbetreiber genannt [72]

Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) ist in Deutschland als Regelsetzer für das Gasfach anerkannt. Die Einzelheiten zu GDRA für Eingangsdrücke bis einschließlich $p = 100$ bar werden im DVGW-Arbeitsblatt G 491 (A) [70] reglementiert. Ein weiteres grundlegendes Regelwerk ist das DVGW-Arbeitsblatt G 2000 (A), „Mindestanforderungen bezüglich Interoperabilität und Anschluss an Gasversorgungsnetze“ [71]. Generell sind die Gasnetzebenen durch einen Betriebsdruck – engl. Operating Pressure (OP) –, einen maximalen Betriebsdruck – engl. Maximum Operating Pressure (MOP) – und einen Grenzdruck im Störfall – engl. Maximum Incidental Pressure (MIP) – gekennzeichnet. Der MOP entspricht dem maximalen Druck, mit dem eine Gasanlage unter „normalen“ Betriebsbedingungen ständig betrieben werden darf. Der MIP ist der maximale Druck, der in einer Gasanlage kurzzeitig auftreten und nur 10 % höher als der MOP sein darf. Dieser ist durch Sicherheitseinrichtungen an den GDRA zu begrenzen [32]. Die Gasverteilnetze der niedrigen Druckebenen werden bisher häufig mit OP in der Nähe vom MOP betrieben. In den Gasverteilnetzen der höheren Druckebene werden häufig niedrigere OP, im Verhältnis zum MOP, ausgewählt [72]. Die Tabelle 3-3 zeigt typische OP für unterschiedliche Druckebenen der Gasverteilnetze.

Tabelle 3-3: Betriebsdrücke in Gasverteilnetzen, nach [72]

Gasnetztyp	Druckebene	OP in bar	MOP in bar	MIP in bar
Ortsnetz	Niederdrucknetz	0,020	0,023	0,0253
Ortsnetz	Mitteldrucknetz	0,8	1	1,1
Verteilnetz	Hochdrucknetz	3	4	4,4
Verteilnetz	Hochdrucknetz	8	16	17,6
Regionales Verteilnetz	Hochdrucknetz	40	84	92,4
Transportnetz	Hochdrucknetz	60	100	110

Ein weiterer Aspekt, welcher von besonderer Bedeutung im Gassektor – und daher auch im Gasnetzbetrieb – ist, ist die Zusammensetzung der transportierten bzw. verteilten Gase. Derzeit bezieht sich dies in der Regel auf die Zusammensetzung des durch das Gasnetz fließenden Erdgases, welches eine förderlandabhängige Beschaffenheit aufweist. Die Gasbeschaffenheit wird in den DVGW-Arbeitsblättern G 260 [73] und G 262 [74] reglementiert. Allgemeingültig lässt sich Erdgas in methanreicheres H-Gas mit einem Methangehalt von ca. 95 mol-% und methanärmeres L-Gas mit einem Methangehalt von ca. 90 mol-% unterscheiden. In Deutschland wird aktuell an einer flächendeckenden Umstellung auf H-Gas gearbeitet. Für den Betrieb von Gasverteilnetzen und die allgemeine Arbeit mit Gasen sind besonders die brenntechnischen Parameter von Bedeutung, nämlich der Wobbe-Index W_s , die relative Dichte d , der Brennwert H_s sowie die Methanzahl MZ [39].

Der Wobbe-Index dient der Beurteilung der Austauschbarkeit von Gasen bezüglich der Wärmebelastung an Verbrauchsanlagen. Dabei zeigen Gase mit unterschiedlichen Brennwerten, aber mit einem annähernd gleichen Wobbe-Index unter gleichen Druckverhältnissen, eine nahezu

gleiche Wärmebelastung bzw. -leistung am Gasbrenner. Der Wobbe-Index bildet sich aus dem Quotienten des Brennwertes des Gases sowie der Quadratwurzel der relativen Dichte und besitzt die Einheit kWh/m³ (siehe Gleichung (1)). Die relative Dichte ergibt sich aus dem Dichte-Verhältnis eines Gases zur trockenen Luft und ist damit einheitslos. Die Berücksichtigung der Dichte innerhalb des Wobbe-Index ermöglicht, dass bei einem fixen Düsendruck einer Gasverbrauchsanlage exakt der notwendige Volumenstrom umgesetzt wird, um die Leistung des Gasbrenners konstant zu halten [32].

$$W_s = \frac{H_s}{\sqrt{d}} \quad (1)$$

Der Brennwert eines Gases setzt sich aus der Verbrennungswärme und der Kondensationswärme zusammen, wobei Produkte wie Abgase bzw. Wasserdampf bei der Verbrennung des Gases entstehen. Die Kondensationswärme stellt die freiwerdende Wärme bei der Kondensation des Wasserdampfes dar. In der Tabelle 3-4 sind die brenntechnischen Parameter in ihren definierten Grenzwerten aufgeführt [73].

Tabelle 3-4: Brenntechnische Kenndaten gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 260 nach [73]

Parameter		Gasfamilie	
		L	H
Wobbe-Index W_s in kWh/m ³	Nennwert	12,4	15
	Zulässige Bandbreite	+0,6/-1,4	+0,7/-1,4
Brennwert H_s in kWh/m ³	Zulässige Bandbreite	8,4-13,1	
Relative Dichte d	Zulässige Bandbreite	0,55-0,75	

Einen großen Einfluss auf die brenntechnischen Parameter des Gases und somit auf die Gasbeschaffenheit wird der zunehmenden Beimischung von EG – insbesondere von Wasserstoff – zum durch das Gasnetz fließenden Erdgas zugesprochen. Die Beimischung erfolgt in unmittelbarer Nähe des Einspeisepunktes der EG bspw. am Anschlusspunkt einer PtGA, welche das Gasnetz mit dem Stromnetz koppelt. Grundsätzlich führt eine Einspeisung von Wasserstoff ins Gasnetz zur Veränderung der brenntechnischen Parameter des Erdgases, da sich die brenntechnischen Parameter des reinen Wasserstoffs von denen von der Hauptkomponente des Erdgases – Methan – deutlich unterscheiden. Wasserstoff weist einen Brennwert von 3,54 kWh/m³, eine relative Dichte von 0,0695, einen Wobbe-Index von 13,43 kWh/m³ und eine Normdichte von 0,0899 kg/m³ auf. In der Abbildung 3-3 sind die brenntechnischen Parameter von zwei Grunderdgasen (L-Gas Holland und H-Gas Nordsee) sowie die Wirkung unterschiedlicher Wasserstoffkonzentrationen (in Vol.-% des resultierenden Mischgases) auf deren Gasbeschaffenheit zur Hervorhebung dargestellt [39]. Es ist erkennbar, dass sowohl der Brennwert als auch die relative Dichte des resultierenden Mischgases mit einer zunehmenden Wasserstoffkonzentration abnehmen, was im Ergebnis ebenso zu einer Abnahme des Wobbe-Index führt. Somit ist die Einspeisung von Wasserstoff durch die Wahrung der vorgegebenen Gasbeschaffenheit entsprechend Tabelle 3-4 beschränkt. Abweichungen bei den Grenzwerten der

brenntechnischen Parameter sind bei vorgegebenen begrenzten Zeitfenstern sowie bei regional gültigen Spezifikationen durchaus möglich [32] [39]. Zur Ermöglichung höherer Wasserstoffkonzentrationen im Gasnetz ist somit eine Anpassung der DVGW-Regelwerke erforderlich (siehe auch [24]).

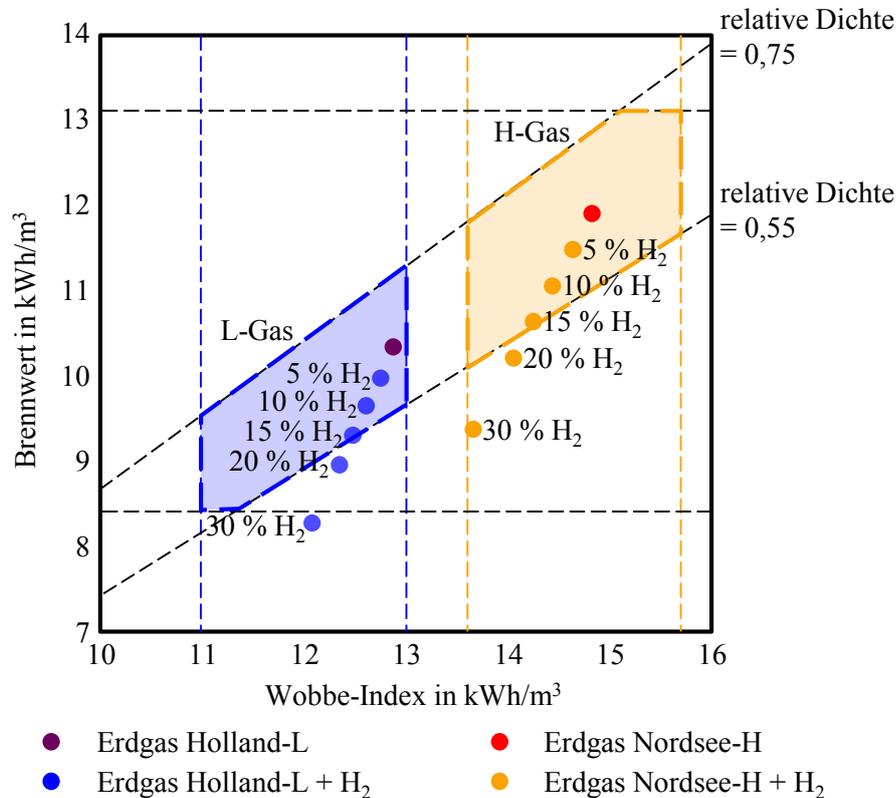


Abbildung 3-3: Veränderung der brenntechnischen Parameter von drei verschiedenen Grunderdgasen in Abhängigkeit der Wasserstoffkonzentration, in Anlehnung an [39]

Bei der Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas ist zusätzlich die Sicherstellung einer einzelgerechten Kundenabrechnung von großer Bedeutung. Hierbei dürfen die Brennwerte der ins Gasnetz eingespeisten Gase maximal 2 % vom Abrechnungsbrennwert des Netzes abweichen [75]. Als „Brennwerte der ins Gasnetz eingespeisten Gase“ sind hierbei die Brennwerte des resultierenden Mischgases zu verstehen, da sich der Wasserstoffbrennwert alleine deutlich weit unter dem Abrechnungsbrennwert befindet. Ferner können im Gasverteilnetz verschiedene Wasserstoffkonzentrationsbereiche vorhanden sein, die von den Gas-VNB definiert werden. Dafür betrachten die Gas-VNB die Anforderungen und Restriktionen der am Gasnetz angeschlossenen Gasverbraucher.

Erneuerbare Gase, die durch Methanisierung gewonnen werden, werden häufig auch als synthetische Gase bezeichnet, insbesondere als synthetisches Erdgas – engl. Synthetic Natural Gas (SNG) –, wenn zusätzliche Stoffe zugemischt werden, um sich an die Zusammensetzung von echtem Erdgas anzunähern. Für solche Gase bestehen ebenfalls Grenzwerte in Bezug auf die Gasbeschaffenheit. Nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 262 ist bei diesen Gasen auf Gasbegleit-

stoffe, wie den maximalen Wassergehalt, den maximalen Kohlenstoffdioxidgehalt und den Sauerstoffgehalt zu achten. Eine entsprechende Konditionierung der synthetischen Gase kann somit durchaus notwendig sein [31].

3.2.2 Betriebskonzepte im Gasverteilnetz

Der Gassektor hat sich seit einigen Jahren mit der dezentralen Integration von EG insbesondere in Form von Biogas aus Biogaseinspeiseanlagen (BGEA) beschäftigt. Zusätzlich ist eine zunehmende Aufnahme von Wasserstoff bzw. Methan aus PtGA in den kommenden Jahren in den Gasverteilnetzen zu erwarten. Vor diesen relativ neuen Herausforderungen, war der Gassektor stark von traditionellen Versorgungsaufgaben, nämlich die Gasversorgung von den höheren überregionalen Netzebenen bis in die niedrigeren Ebenen, geprägt. Für die Bewältigung dieser Herausforderungen stehen dem Gas-VNB unterschiedliche Konzepte zur Aufrechterhaltung eines sicheren und zuverlässigen Verteilnetzbetriebes zur Verfügung. Hierbei kann er – analog zum Strom-VNB – auf die Nutzung netzseitiger, erzeugerseitiger sowie verbraucherseitiger Flexibilitätsoptionen zugreifen. Betriebskonzepte im Gasverteilnetz, die netzseitige Flexibilitätsoptionen nutzen, sind im Wesentlichen die dynamische Druckfahrweise und die dynamische Netzkopplung/-entkopplung. Einerseits besteht die dynamische Druckfahrweise (DDF) im Wesentlichen in der sukzessiven Änderung des Drucksollwerts an den GDRA zwischen den Druckebenen der Gasverteilnetze. Dadurch wird eine Senkung oder eine Erhöhung des nachgelagerten Netzdruckes in Abhängigkeit des momentanen oder zukünftigen Netzzustands erzielt. Die DDF trägt unter anderem dazu bei, verfügbare Gasnetzkapazitäten den EG zur Verfügung zu stellen [76]. Eine vorausschauende Implementierung der DDF erfordert jedoch Prognosen des Gasbedarfs auf Basis von Erfahrungen und/oder Wetterdaten, welche dann zur Berechnung abnahmegebundener Druckniveaus im Gasverteilnetz verwendet werden. Zusätzlich muss auch der zukünftige Einspeisevolumenstrom von EG prognostiziert werden. Anhand der Gasnetzdaten und der Einspeiseprognosen von EG kann so im Voraus ein optimaler Zeitpunkt ermittelt werden, zu dem der Druck im Gasverteilnetz gesenkt wird, um zum Zeitpunkt der EG-Einspeisung höhere EG-Mengen aufnehmen zu können [77].

Andererseits besteht die dynamische Netzkopplung/-entkopplung (DNK/DNE) – analog zur DV im Stromverteilnetz – in der aktiven Änderung der Netztopologie durch die Ansteuerung fernsteuerbarer Schieber (FS) im Gasverteilnetz. Hierbei wird das Ziel verfolgt, hoch ausgelastete Netzbereiche mit gering ausgelasteten Netzbereiche zu verbinden, um so Gasnetzkapazitäten auszugleichen [31]. Die DNK bzw. DNE kann auch zur Bildung von Netzbereichen unterschiedlicher Gasbeschaffenheiten eingesetzt werden, was von besonderer Bedeutung im Fall der Wasserstoffeinspeisung in Gasverteilnetz sein kann [77]. Weitere Betriebskonzepte, welche netzseitige Flexibilitätsoptionen nutzen, bedürfen der Anwesenheit von Gasverdichtungsanlagen (GVA) oder bidirektionalen GDRA (bGDRA), um bei Erreichung hoher Drücke im Gasnetz Erdgas bzw. Mischgas in die vorgelagerte Gasnetzebene einzuspeisen [31].

Darüber hinaus sind Betriebskonzepte, die erzeugerseitige oder verbraucherseitige Flexibilitätsoptionen verwenden, das Einspeise- sowie das Lastmanagement in ihren statischen und dynamischen Varianten. In beiden Fällen handelt es sich um eine netzzustandsbedingte Begrenzung, Abregelung oder Hochregelung der ins Gasnetz eingespeisten bzw. aus dem Gasnetz entnommenen Gase. Die Betriebskonzepte im Gasverteilnetz und die zugehörigen Flexibilitätsoptionen werden in der Tabelle 3-5 zusammengefasst.

Tabelle 3-5: Betriebskonzepte im Gasverteilnetz und zugehörige Flexibilitätsoptionen

Gasnetzbetriebskonzept	Flexibilitätsoption
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dynamische Druckfahrweise 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gasdruckregelanlage
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dynamische Netzkopplung/-entkopplung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fernsteuerbarer Schieber
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einspeisung bzw. Rückspeisung in die vorgelagerte Gasnetzebene 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gasverdichtungsanlage ▪ Bidirektionale Gasdruckregelanlage
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Statisches Einspeisemanagement ▪ Dynamisches Einspeisemanagement 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Power-to-Gas-Anlage ▪ Biogaseinspeiseanlage ▪ Gasspeicher
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Statisches Lastmanagement ▪ Dynamisches Lastmanagement 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kraft-Wärme-Kopplungsanlage ▪ Gasspeicher ▪ Flexibler Industrie-Verbraucher ▪ Flexibler GHD-Verbraucher

Im Gegensatz zum Stromsektor ist im Gassektor ein *Smart Gas Grids Ampelkonzept* für den Gasverteilnetzbetrieb bisher – vor der Ausarbeitung dieser Arbeit – nicht eingeführt worden. Ein möglicher Grund dafür ist die noch geringe Anzahl an dezentralen Gaseinspeiseanlagen in den Gasverteilnetzen. Ein entsprechendes Ampelkonzept weist aber ähnliche Merkmale wie diejenigen des Smart Grids Ampelkonzepts aus [67] auf und wird in den folgenden Abschnitten dieser Arbeit ausgearbeitet. Analog zum Stromsektor sind Aufgaben des Gas-VNB im Rahmen seiner Betriebsführung, die Verteilnetze zu beobachten, kritische Netzzustände rechtzeitig zu erkennen und die verfügbaren Flexibilitätsoptionen technisch- und kostenoptimal zu koordinieren bzw. einzusetzen. Hinsichtlich der koordinierten Nutzung von Flexibilitätsoptionen im Gasverteilnetz kann wiederum eine Priorisierung von diesen vorgenommen werden, welche auch mit der Darstellung in Abbildung 3-2 zusammenpasst.

3.3 Betrieb von gekoppelten Strom- und Gasverteilnetzen

Hauptziel dieser Arbeit ist die Entwicklung und Validierung eines Netzautomatisierungskonzepts für gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze. Als wesentlicher Zwischenschritt zur Erreichung dieses Ziels wird im Folgenden ein grundsätzliches Konzept zum gemeinsamen Betrieb von gekoppelten Strom- und Gasverteilnetzen eingeführt, welches auf den zuvor vorgestellten Betriebskonzepten der einzelnen Energienetze basiert. Das Netzautomatisierungskonzept wird dann im Abschnitt 4.4 darauf aufbauend entwickelt.

3.3.1 Technische Rahmenbedingungen

Sowohl zur gemeinsamen Planung als auch zum gemeinsamen Betrieb von gekoppelten Strom- und Gasverteilnetzen sind die technischen Rahmenbedingungen der einzelnen Energienetze zu beachten. Bei der Gegenüberstellung der kritischen Netzzustände der Strom- und Gasverteilnetze (siehe Tabelle 3-6) sind mehrere Analogien zu erkennen. Die Spannung und der Druck sind Betriebsparameter, die den Zustand des gesamten Strom- bzw. Gasverteilnetzes beschreiben und stellen analoge physikalische Größen dar. Daher sind Spannungs- und Druckbandverletzungen aus einer betrieblichen Sicht direkt zu vergleichen. Ferner treten im Gasverteilnetz keine Betriebsmittelüberlastungen im eigentlichen Sinne auf, sodass keine Analogie mit den Betriebsmittelüberlastungen im Stromverteilnetz zu identifizieren ist. In dieser Hinsicht werden die Gasnetzbetriebsmittel bei der Planung und Auslegung des Gasverteilnetzes insbesondere gegen Überdrücke gesichert [72]. Des Weiteren beschreibt die Gasbeschaffenheit die Qualität der im Gasverteilnetz zirkulierenden Gase und ist mit der Qualität einer bestimmten elektrischen Leistung (Leistungsqualität) – engl. Power Quality – zu vergleichen. Ein Beispiel für Parameter der Leistungsqualität ist die gesamte harmonische Verzerrung – engl. Total Harmonic Distorsion (THD). Die Einhaltung der Leistungsqualität ist jedoch nicht Gegenstand dieser Arbeit, da angenommen wird, dass diese durch die Kopplung der Energienetze nicht beeinflusst wird, das heißt, dass die Leistungselektronik der Kopplungsanlagen – bspw. die Gleichrichter von PtGA – über geeignete Oberschwingungsfiler verfügt. Hinsichtlich der Gasbeschaffenheit ist insbesondere im Rahmen der Kopplung der Energienetze durch PtGA (H₂) auf die Einhaltung einer definierten Wasserstoffkonzentrationsgrenze zu achten.

Tabelle 3-6: Analogie der kritischen Strom- und Gasnetzzustände

Stromverteilnetz	Gasverteilnetz
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spannungsbandverletzung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Druckbandverletzung
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Betriebsmittelüberlastung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ -
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verletzung der Leistungsqualität^(*) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verletzung der Gasbeschaffenheit (Verletzung der Wasserstoffkonzentrationsgrenze)

- Nicht zutreffend

^(*) Mögliche kritische Netzzustände, welche vom eingeführten gemeinsamen Betriebskonzept nicht betrachtet werden

Die Netzspannung, die Betriebsmittelauslastung, der Netzdruck und die Gasbeschaffenheit sind somit die wesentlichen einzuhaltenden Betriebsparameter der gekoppelten Strom- und Gasverteilnetze.

3.3.2 Gemeinsames Betriebskonzept

Mit der Kopplung der Strom- und Gasverteilnetze erhöht sich die Komplexität des resultierenden zu betreibenden Energiesystems, können aber Synergien gegenseitig genutzt werden. Einer der

Schlüsselpunkte hierbei ist der Einfluss, den die Kopplungsanlagen und die weiteren vorhandenen Flexibilitätsoptionen auf die Betriebsparameter der gekoppelten Strom- und Gasverteilnetze haben (siehe Tabelle 3-7 und die nächste Seite zur entsprechenden Beschreibung von dieser).

Tabelle 3-7: Einfluss der Flexibilitätsoptionen auf die Betriebsparameter der Strom- und Gasverteilnetze

	Flexibilitätsoption	Netzebene						Einfluss auf die Betriebsparameter			
		Hochspannung	Mittelspannung	Niederspannung	Hochdruck	Mitteldruck	Niederdruck	Netzspannung	Betriebsmittel- auslastung	Netzdruck	Gasbeschaffenheit
Stromverteilnetz	Regelbarer Transformator (rONT und rUWT)		✓	✓				✓			
	Einzelstrangregler		✓	✓				✓			
	Fernsteuerbarer Leistungsschalter	✓	✓					✓	✓		
	EE-Erzeugungsanlage (PVA und WEA)	✓	✓	✓				✓	✓		
	Energiespeicher	✓	✓	✓				✓	✓		
	Wärmepumpe		✓	✓				✓	✓		
	Elektrofahrzeug			✓				✓	✓		
	Flexibler Industrie-Verbraucher	✓	✓	✓				✓	✓		
Kopplungs- anlagen	Flexibler GHD-Verbraucher		✓	✓				✓	✓		
	Power-to-Gas-Anlage (Wasserstoff)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Power-to-Gas-Anlage (Methan)	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓
Gasverteilnetz	Kraft-Wärme-Kopplungsanlage	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
	Gasdruckregelanlage					✓	✓			✓	✓
	Fernsteuerbarer Schieber				✓	✓				✓	✓
	Biogaseinspeiseanlage				✓	✓				✓	✓
	Gasspeicher				✓	✓	✓			✓	✓
	Rückspeiseanlage (GVA und bGDRA)				✓	✓	✓			✓	✓
	Flexibler Industrie-Verbraucher				✓	✓				✓	
Flexibler GHD-Verbraucher				✓	✓				✓		

Die Tabelle 3-7 (rechte Spalten) zeigt eine Bewertung des Einflusses der Flexibilitätsoptionen innerhalb der gekoppelten Strom- und Gasverteilnetze auf die Betriebsparameter auf. Dabei werden zusätzlich die Flexibilitätsoptionen den entsprechenden Netzebenen zugeordnet. Stromseitige Flexibilitätsoptionen wie rONT und ESR beeinflussen maßgeblich die Netzspannung, während FLS eine Wirkung sowohl auf die Netzspannung als auch auf die Betriebsmittelauslastung haben. Alle gassseitigen Flexibilitätsoptionen außer Gasverbraucher haben einen eindeutigen Einfluss auf die Gasbeschaffenheit, aber all diese beeinflussen den Netzdruck. Die Kopplungsanlagen üben entsprechend Einfluss auf beide Energienetze aus.

Angenommen, dass sich der Betrieb beider Energienetze in der Verantwortung eines einzigen VNB befindet, besteht seine Aufgabe weiterhin in der technisch- und kostenoptimalen Koordinierung der Nutzung der verfügbaren Flexibilitätsoptionen unter Berücksichtigung des Einflusses von diesen auf die Betriebsparameter. Dies setzt wiederum eine ständige Beobachtung der nun zusammenhängenden Betriebsparameter sowie die Erkennung von drohenden kritischen Strom- und Gasnetzzuständen voraus. Das hier eingeführte Betriebskonzept greift auf das Ampelkonzept aus [67] für die Bewertung der Betriebsparameter zurück und betrachtet ähnliche Ampelphasen zur Signalisierung des Zustands der vorhandenen Flexibilitätsoptionen: Im Normalbetrieb und zur Netzdienlichkeit einsatzbereit (grüner Zustand), im netzdienlichen Einsatz (gelber Zustand) und zur Netzdienlichkeit nicht verfügbar (roter Zustand). Die Bedeutung der Ampelphasen für Betriebsparameter und Flexibilitätsoptionen wird in der Tabelle 3-8 geschildert.

Tabelle 3-8: Ampelphasen für Betriebsparameter und Flexibilitätsoptionen im gemeinsamen Betriebskonzept

	Ampelphase	Bedeutung
Ampel für Betriebsparameter	Grün	Es liegen keine kritischen Netzzustände der Betriebsparameter vor.
	Gelb	Es zeichnen sich kritische Netzzustände der Betriebsparameter ab.
	Rot	Es liegen kritische Netzzustände der Betriebsparameter vor.
Ampel für Flexibilitätsoptionen	Grün	Die Flexibilitätsoption ist im Normalbetrieb und zur Netzdienlichkeit einsatzbereit.
	Gelb	Die Flexibilitätsoption ist im netzdienlichen Einsatz.
	Rot	Die Flexibilitätsoption ist zur Netzdienlichkeit nicht verfügbar oder ist nicht im Betrieb.

Die Abbildung 3-4 zeigt die gesamtheitliche Interaktion von Flexibilitätsoptionen und Betriebsparametern unter Verwendung der definierten Ampelphasen. Die Abbildung entspricht als Beispiel dem Fall der Kopplung der MS- und HD-Ebene und stellt vereinfacht nur einige aller möglichen Flexibilitätsoptionen aus der Tabelle 3-7 dar. Falls sich ein kritischer Netzzustand eines Betriebsparameters abzeichnet, wechselt die entsprechende Ampel des Betriebsparameters auf die gelbe bzw. die rote Phase. Die Verfügbarkeit der vorhandenen Flexibilitätsoptionen wird dabei durch die entsprechenden Ampeln gekennzeichnet. Nach Auswahl und Abruf einer Flexibilitätsoption wird ihre Ampel auf die gelbe Phase gesetzt, um damit zu signalisieren, dass

das Netzbetriebsmittel bzw. die Anlage im Betrieb zur Beseitigung eines kritischen Netzzustands aktiviert wurde. Nach vollständiger Beseitigung des kritischen Netzzustands kehrt die Ampel des betroffenen Betriebsparameters in die grüne Phase zurück bzw. kann die Ampel der aktivierten Flexibilitätsoption auf grün zurückgesetzt werden.

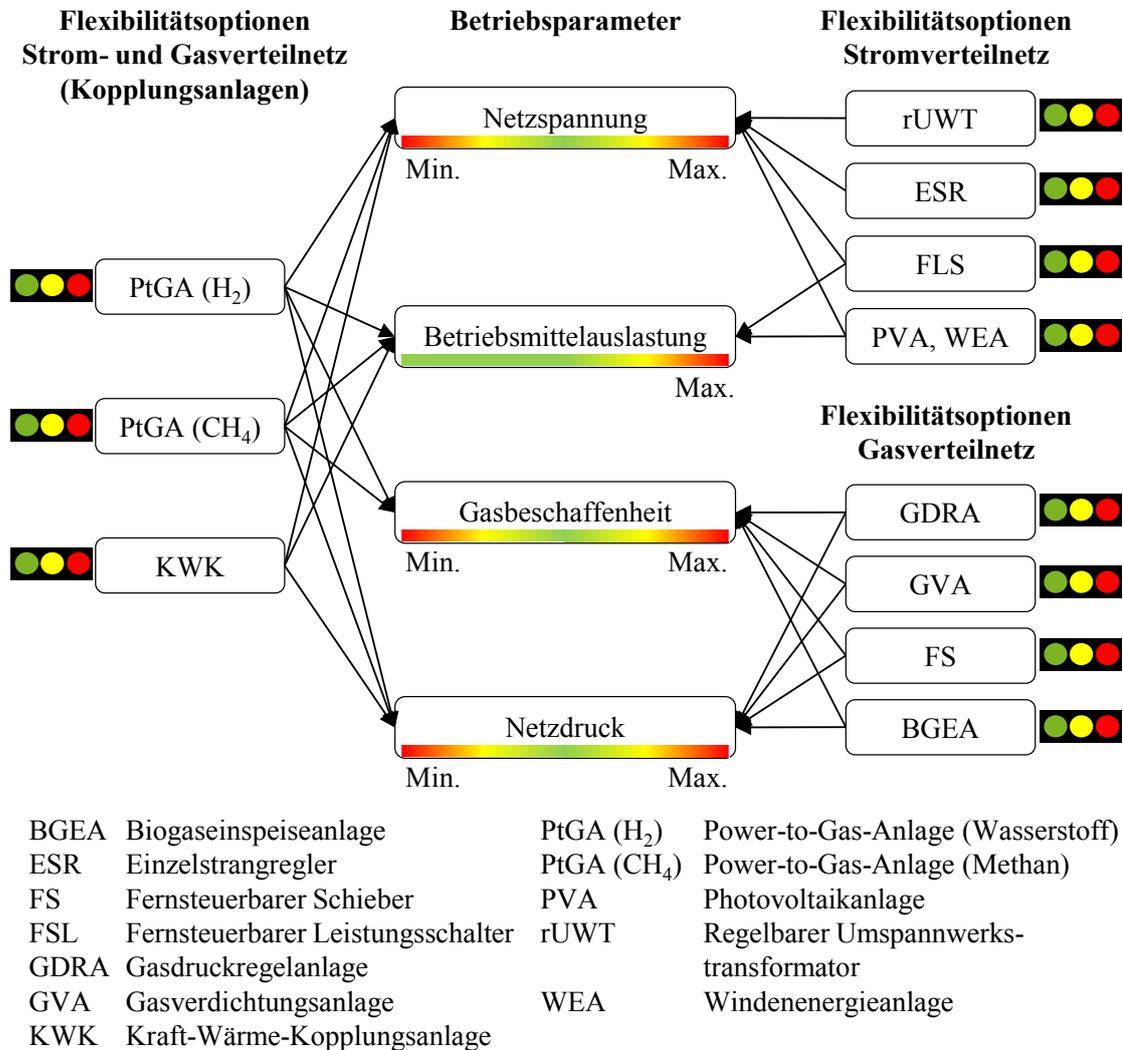


Abbildung 3-4: Nutzung der Ampelphasen im gemeinsamen Betriebskonzept auf MS- und HD-Ebene

Zur Auswahl der einzusetzenden Flexibilitätsoption kann allgemein eine Priorisierung von diesen in Anlehnung an das Prinzip in Abbildung 3-2 vorgenommen werden, nämlich netzseitige Flexibilitätsoptionen in erster Linie und erzeuger- und verbraucherseitige Flexibilitätsoptionen – darunter Kopplungsanlagen – in zweiter Linie. Die letzteren können vom VNB anhand einer Art Merit-Order-Liste klassifiziert werden, wobei die folgenden Bewertungskriterien berücksichtigt werden sollen:

- Nähe zum kritischen Netzzustand und Einfluss auf diesen
- Verfügbare flexible Leistung
- Flexibilitätsabrufpreis

Ferner kann im zukünftigen Verteilnetzbetrieb die Beseitigung von kritischen Netzzuständen über sogenannte Flexibilitätsmärkte organisiert werden. Diese sind derzeit Gegenstand der Forschung und der politischen Diskussionen in Deutschland [59], werden im Rahmen dieser Arbeit nicht näher betrachtet. Des Weiteren stehen dem VNB zwei wichtige Prämissen zum Betrieb der gekoppelten Strom- und Gasverteilnetze zur Verfügung. Zunächst gilt das Gasverteilnetz als unterstützendes System bei der Integration der EE im gesamten Energiesystem, da diese stark und zunehmend in den Stromverteilnetzen zu erwarten ist. Dies bedeutet bspw., dass die Gasverteilnetze ausreichende Netzkapazitäten durch die Nutzung gaseitiger Flexibilitätsoptionen den Stromverteilnetzen zur Verfügung stellen sollten. Zweitens sollte es vermieden werden, dass innerhalb desselben Netzbereiches Gas aus PtGA ins Gasverteilnetz eingespeist wird, während auch Strom aus KWK ins Stromverteilnetz eingespeist wird. Dies aufgrund der durch die Energieumwandlung verursachten Energieverluste.

Im Folgenden wird eine Beispielsituation zur Veranschaulichung des gemeinsamen Betriebskonzepts vorgestellt. Innerhalb dieser Beispielsituation wird eine PtGA (CH_4) bei mittlerer Last betrieben, welche Methan ins Gasverteilnetz einspeisen soll. Dass die PtGA (CH_4) bei mittlerer Last betrieben wird, bedeutet, dass sie sowohl negative als auch positive netzdienliche Flexibilität anbieten kann¹¹. Aufgrund eines unerwarteten Anstiegs der EE-Erzeugung – aus bspw. WEA – zeichnet sich ein kritischer Netzzustand im Stromverteilnetz, nämlich eine Betriebsmittelüberlastung, ab (siehe Abbildung 3-5, Betriebsmittelauslastung). Unmittelbar nach der Signalisierung der drohenden Betriebsmittelüberlastung durch die entsprechende Ampel erfolgt die Priorisierung der vorhandenen Flexibilitätsoptionen. In diesem Fall wird angenommen, dass die PtGA (CH_4) als erste Flexibilitätsoption in der Merit-Order-Liste zur Vermeidung der drohenden Betriebsmittelüberlastung eingestuft ist. Somit wird die negative netzdienliche Flexibilität dieser Kopplungsanlage zuerst eingesetzt, wobei ihre Methanproduktion bzw. ihr Stromverbrauch erhöht wird. Demzufolge wechselt die Ampel der PtGA (CH_4) auf die gelbe Phase – „Flexibilitätsoption im netzdienlichen Einsatz“ – (siehe Abbildung 3-5, PtGA (CH_4)). Ihrerseits zeigt die Abbildung 3-6 zum einen, dass die Betriebsmittelauslastung, durch den netzdienlichen Einsatz der PtGA (CH_4), allmählich zum grünen Bereich zurückkehrt. Zusätzlich wird durch den Einsatz der PtGA (CH_4) die (nicht erwünschte) Abregelung von EEA vermieden. Im Anschluss an diese Stromnetzsituation – aufgrund der gleichzeitigen Einspeisung von Erdgas aus der vorgelagerten Gasnetzebene und Methan aus der PtGA (CH_4) ins Gasverteilnetz – steigt aber der Netzdruck im Gasverteilnetz allmählich an (siehe Abbildung 3-6, Netzdruck). Dies führt dazu, dass die entsprechende Ampel des Betriebsparameters Druck auf die gelbe Phase wechselt (siehe Abbildung 3-6, Netzdruck).

¹¹ Negative bzw. positive netzdienliche Flexibilität wird analog zu negativer bzw. positiver Regelleistung definiert (siehe Abschnitt 2.3.3.1).

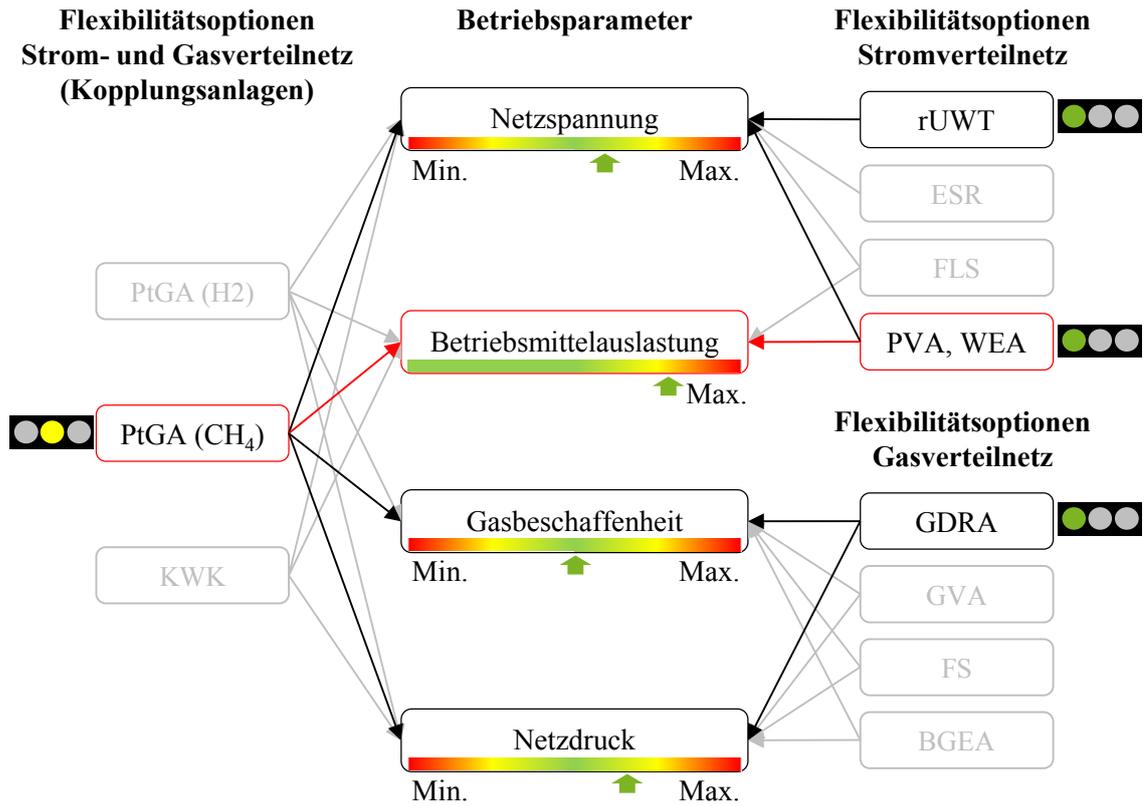


Abbildung 3-5: Beispielhafte Nutzung der Ampelphasen im gemeinsamen Betriebskonzept – Drohende Betriebsmittelüberlastung und Einsatz der PtGA (CH₄)

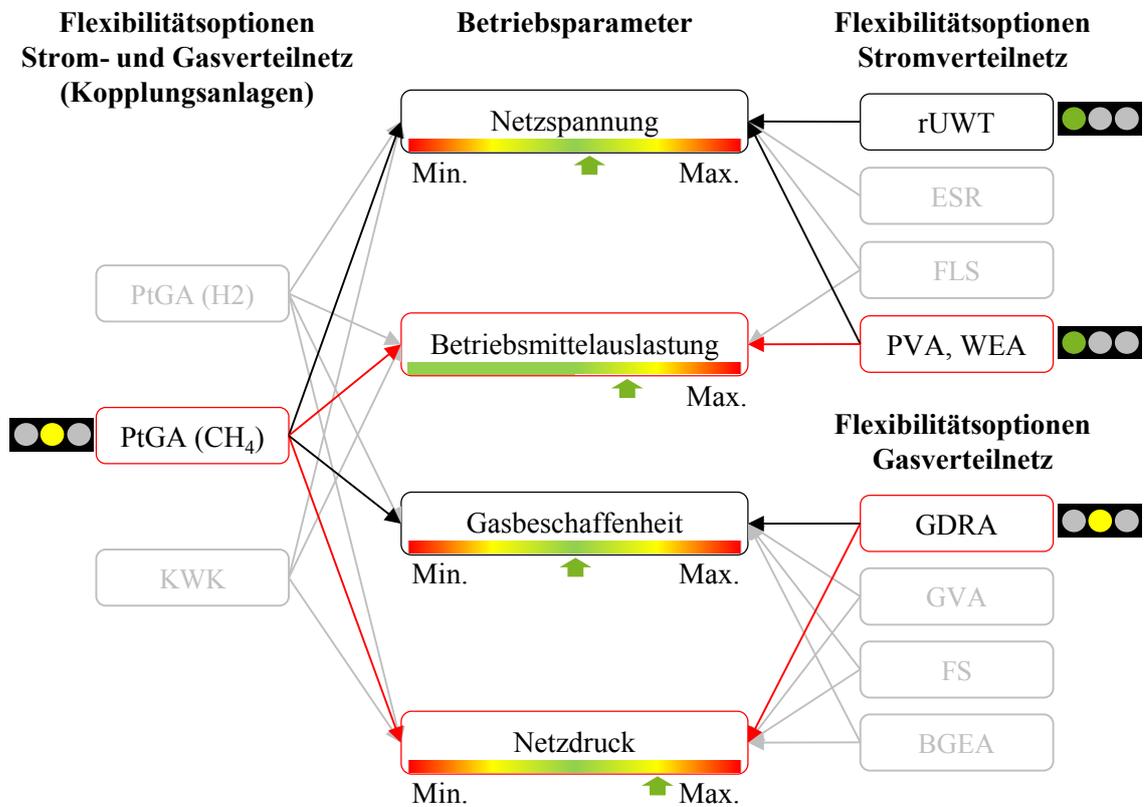


Abbildung 3-6: Beispielhafte Nutzung der Ampelphasen im gemeinsamen Betriebskonzept – Netzdruckanstieg und Einsatz der GDRA

Anschließend erfolgt wiederum die Priorisierung der vorhandenen Flexibilitätsoptionen. Diesmal wird die GDRA als erste Flexibilitätsoption in der Merit-Order-Liste zur Durchführung einer Druckhaltung eingestuft und demzufolge ihre netzseitige Flexibilität eingesetzt. Hierbei wird die GDRA so angesteuert, dass die Einspeisung von Erdgas aus der vorgelagerten Gasnetzebene allmählich reduziert wird. Während des netzdienlichen Einsatzes der GDRA wird ihre entsprechende Ampel auf gelb gesetzt (siehe Abbildung 3-6, GDRA).

Schließlich zeigt die Abbildung 3-7 zum einen, dass die Betriebsparameter Betriebsmittelauslastung und Netzdruck durch die Nutzung der vorhandenen Flexibilitätsoptionen, zum grünen Bereich zurückkehren und zum anderen, dass die Ampeln beider Flexibilitätsoptionen auf die grüne Phase gewechselt haben. Anhand dieser Beispielsituation wird die gesamtheitliche Interaktion von Flexibilitätsoptionen und Betriebsparametern unter Verwendung von definierten Ampelphasen aufgezeigt. Hierbei wird ein koordinierter Betrieb der gekoppelten Energienetze innerhalb der Beispielsituation erreicht. Die praktische Umsetzung des gemeinsamen Betriebskonzepts erfordert jedoch das Vorhandensein einer gemeinsamen Netzautomatisierung für die gekoppelten Strom- und Gasverteilnetze. Die Entwicklung, Simulation und Validierung eines Konzepts zur gemeinsamen Netzautomatisierung wird in den folgenden Kapiteln behandelt und stellt das zentrale Thema dieser Arbeit dar.

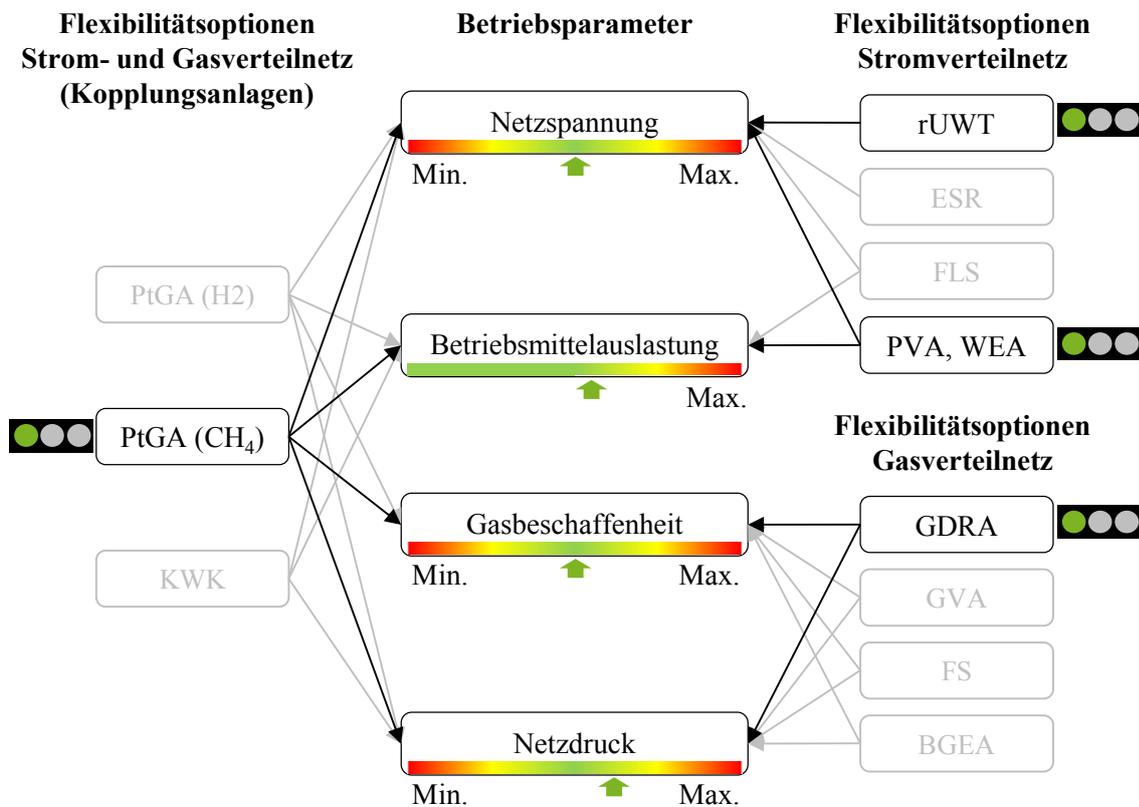


Abbildung 3-7: Beispielhafte Nutzung der Ampelphasen im gemeinsamen Betriebskonzept – Rückkehr der Betriebsparameter zum grünen Bereich

4 Entwicklung eines gemeinsamen Netzautomatisierungskonzepts

4.1 Methode zur Konzeptentwicklung

Der gemeinsame Betrieb von gekoppelten Strom- und Gasverteilnetzen, wie im Abschnitt 3.3 aufgezeigt, erfordert das Vorhandensein einer gemeinsamen Netzautomatisierung für die gekoppelten Energienetze. Die allgemeine Methode zur Entwicklung eines gemeinsamen Netzautomatisierungskonzepts wird in der Abbildung 4-1 dargestellt. Die ersten zwei Schritte bestehen in der Untersuchung bestehender Netzautomatisierungskonzepte für Stromverteilnetze sowie in der Übertragung von diesen auf Gasverteilnetze unter Berücksichtigung der Gasnetzgegebenheiten. Anschließend wird, ausgehend vom gemeinsamen Betriebskonzept aus Abschnitt 3.3, der eigentliche Bedarf an Netzautomatisierung untersucht und daraus ein Gesamtkonzept entwickelt.

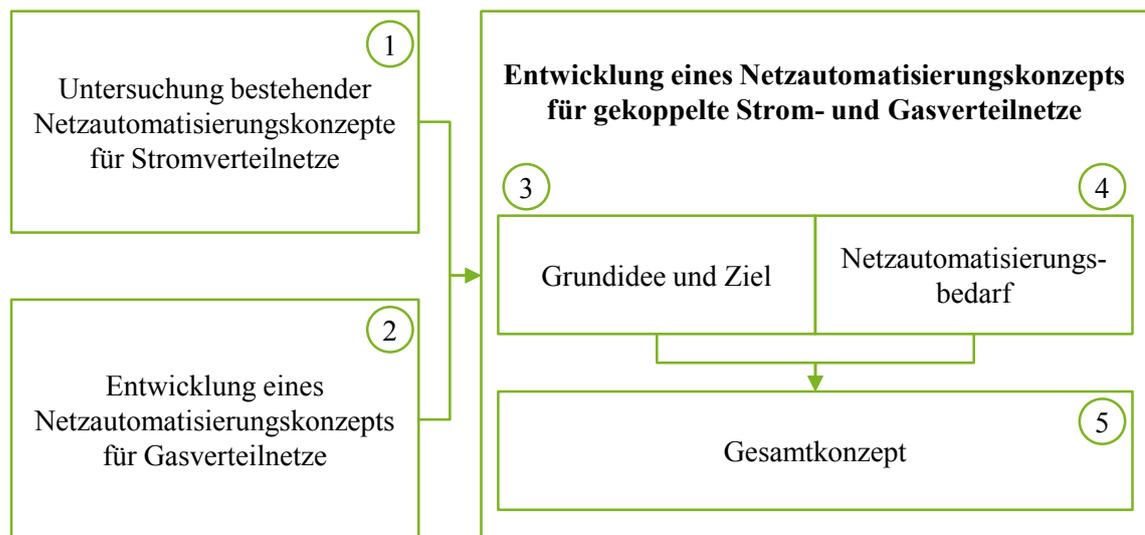
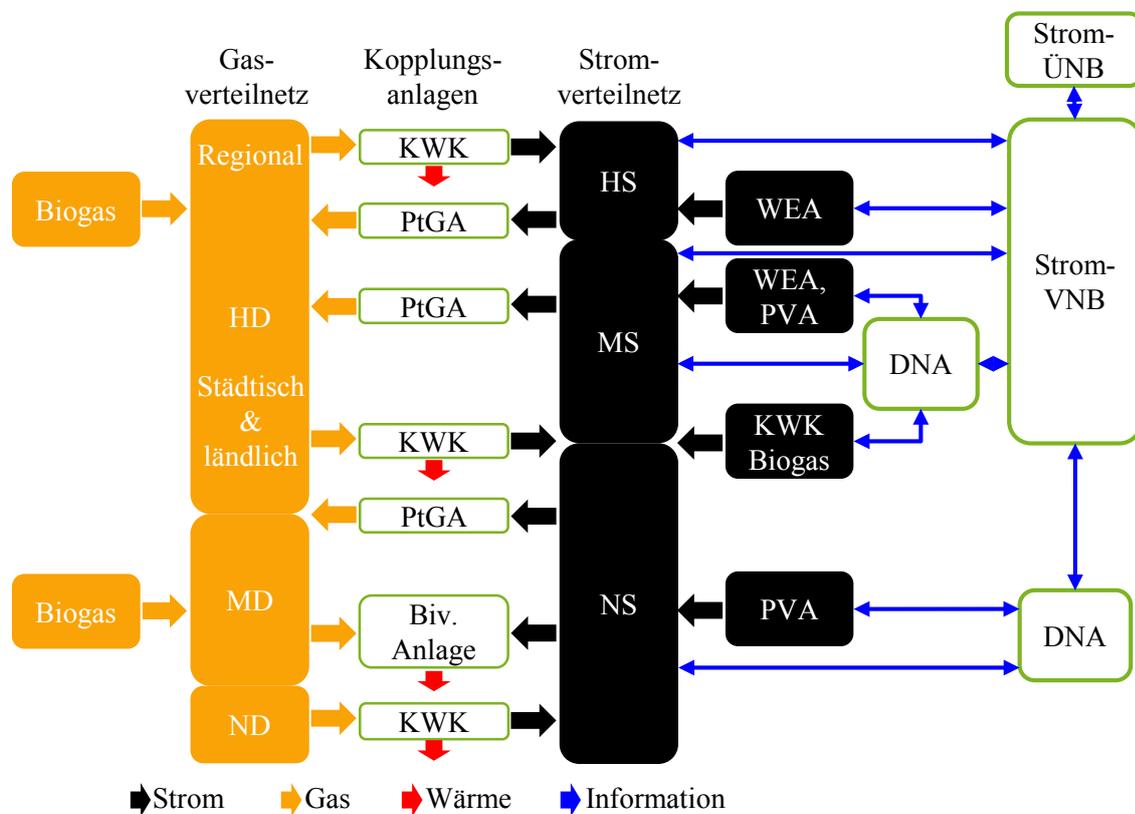


Abbildung 4-1: Methode zur Entwicklung des Netzautomatisierungskonzepts für gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze

4.2 Netzautomatisierungskonzepte für Stromverteilnetze

Die im Abschnitt 3.1.2 erläuterten Konzepte zum Stromverteilnetzbetrieb können anhand geeigneter Netzautomatisierungskonzepte bzw. -systeme implementiert werden. Mit „Netzautomatisierung“ wird die Ausstattung der Stromverteilnetze mit Mess-, Steuerungs-, Regelungs- und Kommunikationstechnik bezeichnet – im Weiteren MSRK-Technik –, welche einen automatisierten und netzzustandsabhängigen Eingriff im Rahmen des Stromverteilnetzbetriebes ermöglicht. Durch die Ausstattung der konventionellen Stromverteilnetze mit MSRK-Technik werden diese zu intelligenten Netzen – engl. Smart Grids [16] [78]. Die Erfassung der

Stromnetzzustände wird dabei anhand möglichst weniger aber dafür an geeigneten Netzstellen installierten Strom- und Spannungssensoren ermittelt. Um eine vollständige Ausstattung des zu überwachenden Stromnetzes mit Messtechnik zu vermeiden, wird häufig auf Strategien zur *Netzzustandsschätzung* [78] [79] zurückgegriffen. Die Abbildung 4-2 stellt eine Annäherung zum Status Quo der Stromverteilnetzautomatisierung dar; die Abbildung beinhaltet auch die Kopplung zum Gasverteilstromnetz und dient als Basis zur späteren Entwicklung des gemeinsamen Netzautomatisierungskonzeptes. Zum einen ist der Strom-VNB traditionell in der Lage gewesen, vor allem die HS-Ebene bis zu Teilen der MS-Ebene zu überwachen und daher Informationen über den Zustand dieser Stromnetzebenen zu kennen. Zum anderen sind in den letzten Jahren *dezentrale Netzautomatisierungssysteme* für NS- und MS-Netzen entwickelt worden, welche bereits in kleinen Mengen in den Stromverteilstromnetzen installiert sind [17] [80].



Biv. Anlage	Bivalente Anlage	KWK	Kraft-Wärme-	PtGA	Power-to-Gas-Anlage
DNA	Dezentrales Netz-	MD	Kopplungsanlage	PVA	Photovoltaikanlage
	automatisierungs-	MS	Mitteldruck	ÜNB	Übertragungsnetz-
	system	NS	Mittelspannung	VNB	betreiber
HD	Hochdruck		Niederdruck	VNB	Verteilnetzbetreiber
HS	Hochspannung		Niederspannung	WEA	Windenergieanlage

Abbildung 4-2: Status Quo der Stromverteilnetzautomatisierung

Dezentrale Netzautomatisierungssysteme (DNA) sind in der Lage, verschiedene Flexibilitätsoptionen – Anlagen und Netzbetriebsmittel – im Stromverteilstromnetz gezielt und ohne Eingriff seitens des Strom-VNB anzusteuern. Dennoch verfügen DNA in der Regel über eine Schnittstelle

zum Informationsaustausch mit dem Strom-VNB. Die Ansteuerung der Flexibilitätsoptionen bedarf der Installation entsprechender Aktortechnik – auch Aktorik genannt – in Anlagen und Netzbetriebsmitteln (falls diese nicht bereits vorhanden ist). Der Empfang und die Verarbeitung von Messwerten, die Netzzustandsermittlung sowie das Treffen von Entscheidungen über erforderliche *Netzeingriffe*, das heißt über die Ansteuerung der Flexibilitätsoptionen, wird anhand dezentraler Leittechnik bspw. eines Fernbedienungsterminals – engl. Remote Terminal Unit (RTU) – durchgeführt [80]. Die Abbildung 4-3 stellt eine dezentrale spannungsebenenübergreifende Stromverteilstromnetzautomatisierung dar. Diese setzt sich aus der Interaktion von einzelnen DNA, welche der MS- sowie der NS-Ebene zugeordnet sind, zusammen. Die benötigten RTU werden dabei sowohl am UW sowie an den ONS installiert – in der Abbildung 4-3 als DNA gekennzeichnet. Die Installation der Messtechnik erfolgt bspw. an MS- und NS-Abgängen, Kabelverteilerschränken (KVS) sowie an weiteren wichtigen Netzstellen, Netzbetriebsmitteln und Anlagen. Als Kommunikationsinfrastruktur wird bspw. Breitband-Powerline-Kommunikation verwendet (siehe [81] [82]).

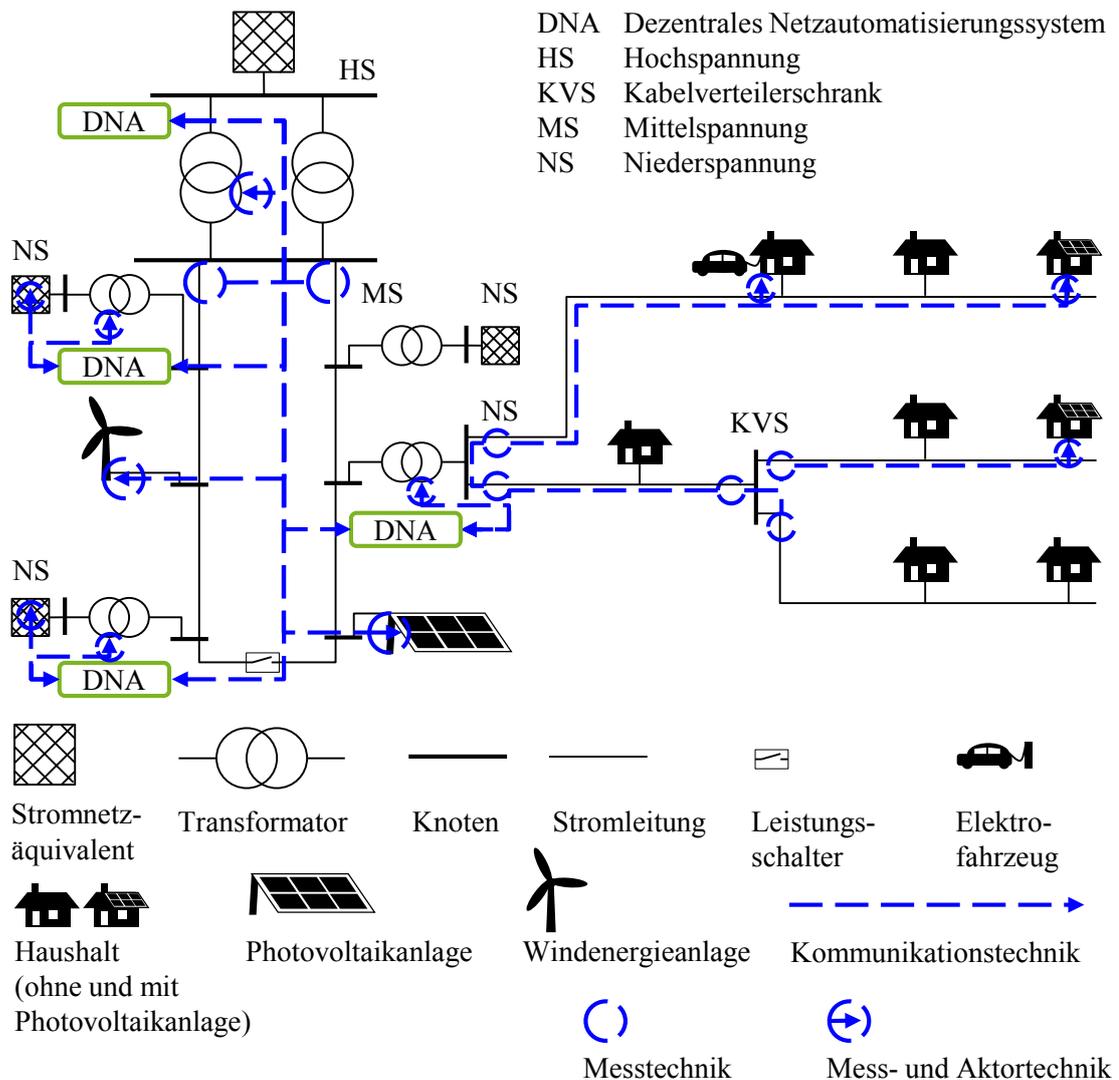


Abbildung 4-3: Dezentrale Stromverteilstromnetzautomatisierung, in Anlehnung an [81] [82]

Ziel eines DNA ist es, ein Stromnetz bzw. einen entsprechenden Stromnetzbereich zu überwachen und mittels netzzustandsabhängiger Netzeingriffe die Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebes zu gewährleisten. Die Netzeingriffe erfolgen dabei unter Berücksichtigung der vorher eingeführten Konzepte zum Stromnetzbetrieb, aus welchen *Regelungsstrategien* abgeleitet werden. Wichtige Zwischenschritte sind dabei die Netzzustandsermittlung – mittels Algorithmen zur Netzzustandsschätzung – sowie die Bewertung der ermittelten Netzzustände, mit dem Ziel der Identifikation von kritischen Netzzuständen. All diese Prozesse erfolgen zyklisch im Abstand von wenigen Sekunden bis zu einer Minute und bedürfen der Konfiguration und Spezifikation von wichtigen Zusatzinformationen seitens des Strom-VNB bei der Programmierung und Initialisierung des DNA. Darunter zählt zum einen die Konfiguration der Topologie des Netzes sowie der Parameter aller Netzbetriebsmittel und zum anderen die Spezifikation der Position von Sensoren und Aktoren im Netz sowie ihrer technischen Merkmale [16] [80]. Hierbei ist die Messgenauigkeit von Sensoren sowie der Regelungsbereich von Aktoren von besonderer Bedeutung. Sowohl die empfangenen Messwerte als auch die bei der Initialisierung konfigurierten und spezifizierten Informationen gelten als Eingangsdaten für den Algorithmus zur Netzzustandsschätzung. Die Rückgabewerte des Algorithmus umfassen zunächst einen geschätzten Netzzustand, der aus den aktuellen Knotenspannungsbeträgen und -winkeln der Effektivwertzeiger der komplexen Knotenspannungen des gesamten Netzes besteht. Daraus sind Zweigströme, Leistungsflüsse, Verlustleistungen und Unsymmetrien der Spannung unmittelbar ableitbar [83].

Ein Flussdiagramm des Prozessablaufs eines DNA wird in der Abbildung 4-4 in Anlehnung an [16] [83] aufgezeigt. Der zyklische Prozessablauf beginnt mit der Aktualisierung der Messwerte, die von den im Stromverteilnetz installierten Strom- und Spannungssensoren übermittelt wird. Mit den empfangenen Messwerten sowie anhand der im DNA konfigurierten und spezifizierten Informationen wird der Netzzustand des jetzigen Zeitpunkts ermittelt und anschließend analysiert. Falls keine kritischen Netzzustände identifiziert werden, beginnt der Prozess zyklisch wieder von vorne. Sofern kritische Netzzustände erkannt wurden, nämlich Spannungsbandverletzungen oder Betriebsmittelüberlastungen, wird ein Regelungskonzept gestartet. Als nächstes erfolgt die Vorgabe eines Sollwerts an der vom Regelungskonzept priorisierten Flexibilitätsoption (Aktor) im Netz und abschließend beginnt der Prozess wieder von vorne.

Das Regelungskonzept beinhaltet Regelungsstrategien, welche auf den im Abschnitt 3.1.2 erläuterten Konzepten zum Stromverteilnetzbetrieb basieren. Ein etabliertes Regelungskonzept besteht in der dreistufigen Regelung von Spannung, Blindleistung und Wirkleistung, abhängig von der Art der erkannten kritischen Netzzustände [16] [83]:

- 1. Dynamische Spannungsregelung: Direkte Spannungsregelung an Netzbetriebsmitteln
- 2. Blindleistungsmanagement: Blindleistungsregelung an Anlagen im Netz
- 3. Einspeise- bzw. Lastmanagement: Wirkleistungsregelung an Anlagen im Netz

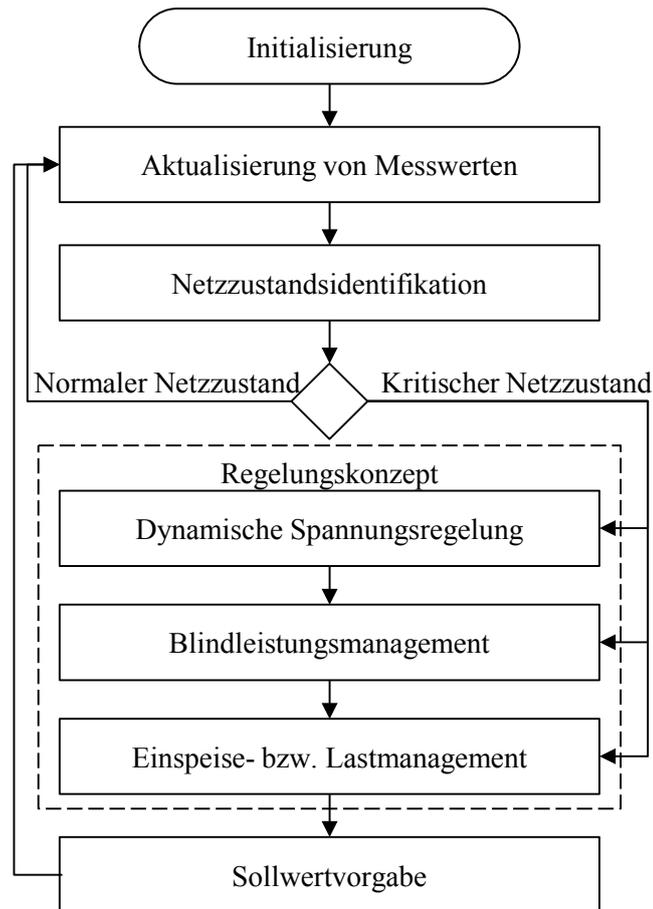


Abbildung 4-4: Prozessablauf eines dezentralen Netzautomatisierungssystems für Stromverteilnetze nach [16] [83]

Das Regelungskonzept positioniert sich in einer der drei Regelungsstufen in Abhängigkeit von der Art des zu behebenden kritischen Stromnetzzustands sowie von den verfügbaren Flexibilitätsoptionen im Netz. Bei Spannungsbandverletzungen werden in der ersten Regelungsstufe spannungsstützende Flexibilitätsoptionen (Aktoren) wie rONT oder ESR angesteuert. Falls dies nicht möglich ist, positioniert sich das Regelungskonzept in der zweiten Regelungsstufe, wobei die Blindleistungseinspeisung bzw. -entnahme priorisierter Flexibilitätsoptionen angesteuert wird. Falls mit der Blindleistungsregelung der kritische Netzzustand nicht vollständig behoben werden kann, ist eine Ansteuerung der Wirkleistungseinspeisung bzw. -entnahme priorisierter Flexibilitätsoptionen erforderlich. Das Regelungskonzept betrachtet dabei die Wirkleistungsregelung als letzte Regelungsstufe (ultima ratio) aufgrund der dadurch verursachten technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen auf die beeinflussten Flexibilitätsoptionen (sowie bspw. auf Anlagenbetreiber, Energieverbraucher). Solche Auswirkungen betreffen bspw. Einschränkungen des Energieverbrauchs oder entgangene Einspeisevergütungen. Nichtsdestotrotz, sofern es sich um Betriebsmittelüberlastungen mit Überschreitung des zulässigen thermischen Grenzstroms eines Netzbetriebsmittels handelt, sind diese im Wesentlichen durch eine Wirkleistungsregelung zu beseitigen. Wesentliche Aspekte für die Implementierung einer Wirkleistungsregelung sind zum einen die *Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs* und zum anderen die Priorisierung der

einzusetzenden Flexibilitätsoptionen (Aktoren) durch eine *Sensitivitätsanalyse*, welche die Wirkung vorausgewählter Flexibilitätsoptionen auf die kritischen Netzzustände überprüft [16] [81] [82] [83]. Die Vorauswahl der Flexibilitätsoptionen kann anhand technischer und wirtschaftlicher Kriterien erfolgen, wie bspw. des verfügbaren Flexibilitätspotenzials, der elektrischen Nähe zum Ort des kritischen Netzzustands und der Einsatz- bzw. Entschädigungskosten (siehe Abschnitt 3.3.2). Die sich aus der Sensitivitätsanalyse ergebende Leistungsänderung für die Flexibilitätsoption wird in ein Aktorkommando umgewandelt und anschließend als Sollwert übermittelt. Nach der Sollwertvorgabe und der Umsetzung des Regelungsbefehls beginnt der Prozess von neuem.

Weitere DNA für Stromverteilnetze basieren auf sogenannten Multi-Agenten-Systemen, welche mindestens aus zwei eigenständigen aber durch eine Kommunikationsinfrastruktur gekoppelten Überwachungs- und Steuerungseinheiten – Agenten – bestehen. Ein Agent wird dabei als eine autonome, problemlösende, rechnerische Einheit mit „sozialen“ Fähigkeiten definiert [84]. Multi-Agenten-Systeme sind besonders geeignet, wenn ein Problem aufgrund seiner inhärenten Komplexität oder seiner verteilten Natur nicht durch monolithische Strukturen gelöst werden kann. Für eine erfolgreiche Einrichtung dieser Systeme müssen die Agenten in der Lage sein zu kommunizieren, zusammenzuarbeiten, zu verhandeln und Verantwortlichkeiten zu delegieren. Die Funktionsweise von agentenbasierten DNA hinsichtlich der Netzzustandserfassung sowie der Anwendung von Regelungsstrategien ist ähnlich zu jener der zuvor beschriebenen DNA, wobei kontinuierliche Verhandlungen zwischen den Agenten zur Definition der durchzuführenden Netzeingriffe stattfinden [85].

4.3 Netzautomatisierungskonzepte für Gasverteilnetze

4.3.1 Status Quo der Gasverteilnetzautomatisierung

Zur Ermittlung des Status Quo der Gasverteilnetzautomatisierung werden in [77] Gas-VNB nach dem Ausstattungsgrad ihrer Gasnetze mit MSRK-Technik befragt. Ziel der Befragung der Studie ist insbesondere zu bestimmen, welche Messwerte an welcher Stelle im Gasnetz und in welcher zeitlichen Auflösung gemessen, welche Informationen in der Leitwarte angezeigt und welche Aktoren aus der Leitwarte oder direkt in den Netzbetriebsmittel und Anlagen angesteuert werden können. Als Ergebnis zeigt sich, dass sich die derzeitige Ausstattung der Gasverteilnetze mit MSRK-Technik stark zwischen den Gas-VNB unterscheidet. Beispiele für bereits aufgenommene Messwerte sind Druck und Temperatur sowie die Odormittelkonzentration und Verbräuche von großen Kunden mit registrierenden Leistungsmessung (RLM). Falls BGEA oder PtGA im Netzgebiet vorhanden sind, erfolgt die Messung von Volumenströmen und Gasbeschaffenheit durch Prozessgaschromatographen (PGC) am Einspeisepunkt, wobei die Anzeige von Messwerten in der Leitwarte lediglich die manuelle Steuerung der Anlagen anstrebt. Im Gasverteilnetz selbst finden im Wesentlichen keine Messungen statt. Eine Druckmessung am

sogenannten Netzschlechtpunkt (der Punkt mit dem üblicherweise geringsten Druck) ist nur in Einzelfällen installiert, allerdings werden, zumindest teilweise, regelmäßig manuelle Druckmessungen für die Kalibrierung von Netzberechnungen durchgeführt. Die Möglichkeiten zur Steuerung oder Sollwertvorgabe sind nicht einheitlich ausgeprägt, teilweise können aber Sollwertvorgaben für Drücke gemacht oder Schieberstellungen angepasst werden. In den GDRA findet typischerweise die lokale Anzeige von Ein- und Ausgangsdruck, Volumenstrom und Temperatur statt, mit der Möglichkeit zur Anzeige der Messwerte in der Leitwarte – dort als Signal und Alarm zur Überwachung von Sollwerten. Insgesamt werden in der erwähnten Studie die folgenden Erkenntnisse hinsichtlich des Status Quo der Gasverteilnetzautomatisierung abgeleitet [77]:

- Verteilnetze höherer Druckebenen (≥ 16 bar) sind in der Regel besser mit MSRK-Technik als die ND- bzw. MD-Netze ausgestattet.
- ND- und MD-Netze werden nur in wenigen Einzelfällen kontinuierlich messtechnisch erfasst, da dies für den bisherigen „normalen“ Betrieb der Gasnetze nicht zwingend notwendig ist. Für die Steuerung und Überwachung der Gasverteilnetze sind Informationen aus den GDRA bisher in der Regel ausreichend gewesen.
- Einspeiseanlagen für EG werden punktuell mit der erforderlichen MSRK-Technik ausgestattet und in die Leitwarte des Gas-VNB eingebunden.
- Bei mehreren Einspeiseanlagen mit Gasen von abweichender Gasbeschaffenheit im Vergleich zum Erdgas kann aus Sicht des Gas-VNB der Einsatz von Systemen zur *Brennwertrekonstruktion* sinnvoll sein.

Systeme zur Brennwertrekonstruktion – auch Brennwertverfolgung oder Gasbeschaffenheitsverfolgung genannt – sind derzeit im Gasverteilnetz vorhanden, wenn es aufgrund der Einspeisung von EG und der Gewährleistung einer korrekten Gasabrechnung einen Bedarf dafür gibt. Dabei kommen unterschiedliche Brennwertrekonstruktionssysteme hauptsächlich in den höheren Netzebenen (HD auf Verteil- sowie Transportnetzebene) zum Einsatz. Die Erfassung der Gasbeschaffenheit wird dabei anhand möglichst weniger aber dafür an geeigneten Netzstellen installierten PGC unter Verwendung von Backpropagation-Algorithmen ermittelt [86] [87].

Die Abbildung 4-5 stellt eine Annäherung zum Status Quo der Gasverteilnetzautomatisierung auf Basis der vorher erwähnten Erkenntnisse dar. Die Abbildung beinhaltet auch die Kopplung zum Stromverteilnetz. Der Gas-VNB ist in der Lage, vor allem Gasnetze der höheren Druckebenen zu überwachen und hat daher im Wesentlichen Informationen über den Zustand dieser Ebenen zur Verfügung. Brennwertrekonstruktionssysteme, welche als gasseitige DNA dargestellt sind, erfüllen die Funktion, Gasbeschaffenheitszustände laufend zu ermitteln und diese dem Gas-VNB zur Verfügung zu stellen. Weitere DNA, welche ähnliche Funktionen, wie die DNA des Stromsektors, erfüllen – bspw. Druckhaltung –, sind im Gassektor bisher nicht vorhanden.

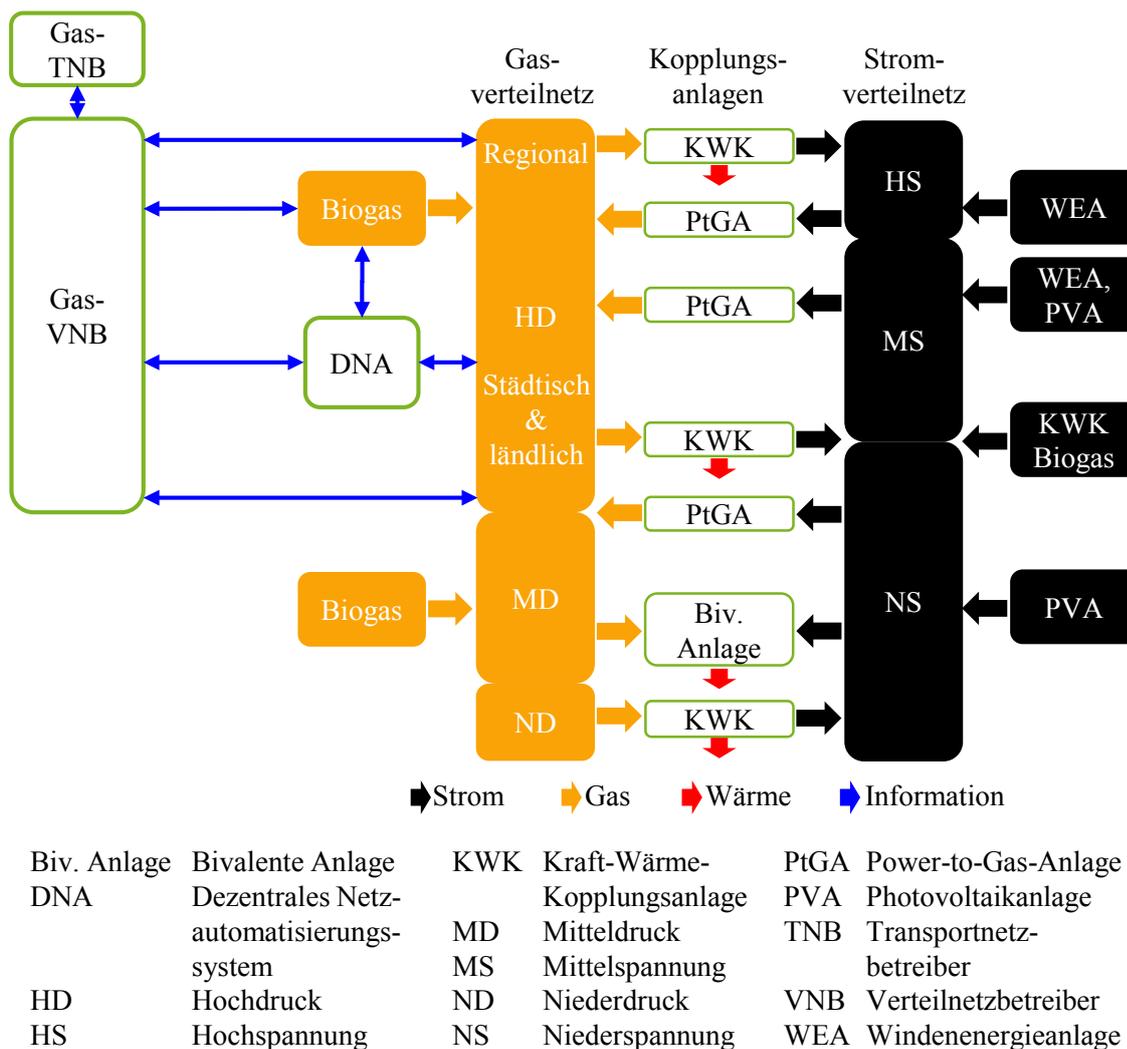


Abbildung 4-5: Status Quo der Gasverteilnetzautomatisierung

4.3.2 Entwicklung eines dezentralen Netzautomatisierungskonzepts für Gasverteilnetze

Auch im Gasverteilnetz lassen sich die Konzepte zum Gasnetzbetrieb anhand geeigneter Netzautomatisierungskonzepte bzw. -systeme implementieren und intelligente Gasverteilnetze durch die Ausstattung der konventionellen Gasnetze mit MSRK-Technik entwickeln [15] [88] [89]. Die Abbildung 4-4 im Abschnitt 4.2 zeigt ein Flussdiagramm des Prozessablaufs eines DNA für Stromverteilnetze in Anlehnung an [16] [83]. Der Prozessablauf eines solchen DNA kann, bis auf das Regelungskonzept, auf Gasverteilnetze übertragen bzw. erweitert werden. Das bedeutet, dass im Gasverteilnetz auch von einer *Netzzustandsidentifikation* gesprochen werden kann. Für die Anwendung im Gasverteilnetz sind allerdings gasspezifische Regelungsziele bzw. -strategien zu definieren. Hinsichtlich Messtechnik sollen die Parameter Druck, Gasvolumenstrom und Gasbeschaffenheit (Brennwert, relative Dichte, Wobbe-Index, Wasserstoffgehalt) kontinuierlich gemessen und an eine Steuerungseinheit übermittelt werden. Anhand von diesen soll das DNA anschließend den Zustand des Gasnetzes bzw. des überwachten Gasnetzbereiches ermitteln. Dies

betrifft sowohl den Zustand der Drücke als auch der Gasbeschaffenheit. Im darauffolgenden Schritt soll die verfügbare Gasnetzkapazität – auch als Gasnetzpuffer bezeichnet – und das Wasserstoffeinspeisepotenzial bestimmt werden. Die verfügbare Gasnetzkapazität kann auf Basis gemessener Drücke sowie mittels gemessener Volumenströme ermittelt werden (siehe [71]). Hierbei müssen sowohl das geometrische Volumen des Gasverteilnetzes als auch die Schieberstellungen bekannt sein. Die Genauigkeit der Berechnungen ist dabei sehr stark von der Vollständigkeit und Korrektheit der im DNA konfigurierten Information des Gasverteilnetzes abhängig, welche im DNA im Rahmen der Programmierung und Initialisierung spezifiziert wird. Darüber hinaus lässt sich das Wasserstoffeinspeisepotenzial direkt aus den gemessenen Gasbeschaffenheitswerten ermitteln. Als nächster Schritt im Konzept zur Gasverteilnetzautomatisierung werden Regelungsstrategien angewendet, welche auf den im Abschnitt 3.2.2 beschriebenen Betriebskonzepten und Flexibilitätsoptionen im Gasverteilnetz basieren. Diese werden im Rahmen der Gasverteilnetzautomatisierung als *präventive* bzw. *korrektive Regelungsstrategien* eingesetzt, wobei die DDF das Hauptbetriebskonzept ist und dementsprechend die GDRA die wichtigste Flexibilitätsoption ist. Auf eine solche Aufteilung von Regelungsstrategien wurde bei der Stromverteilnetzautomatisierung bisher nicht eingegangen. Dabei werden diese aber auch in ähnlicher Form eingesetzt, insbesondere im Kontext der sogenannten Flexibilitätsmärkte, welche derzeit Gegenstand der Forschung und Entwicklung sind [59].

4.3.2.1 Netzzustandsidentifikation

Im Stromverteilnetz ist die Überwachung von gesamten NS-Netzen sowie von MS-Netzbereichen mithilfe von DNA möglich. Die Zeitdauer der zyklischen Strom-NZI beträgt dort in der Regel wenige Sekunden bis zu einer Minute, sodass eine „quasi kontinuierliche“ Identifizierung und Analyse des Stromnetzzustands erreicht werden kann. Diese Charakteristik ist im Stromnetz von besonderer Bedeutung aufgrund der sehr schnellen Änderungen, die im Stromnetzzustand auftreten können. Im Gegensatz dazu spielt die Trägheit des Gasnetzes bei der Implementierung einer zyklischen Gas-NZI eine unterstützende Rolle, da die stabileren Gaseinspeisungen und -verbräuche, im Vergleich zu Stromeinspeisungen und -verbräuchen, stabilere Gasnetzzustände – hinsichtlich sowohl Druck als auch Gasbeschaffenheit – verursachen. Dies führt zu einem dazu, dass der Empfang von Messwerten aus dem Gasverteilnetz zyklisch auf einer Minutenbasis erfolgen kann, also, dass die Zeitintervalle für die Beobachtung des Netzzustands länger sein dürfen. Zum anderen führt dies zur möglichen Implementierung einer vereinfachten Gas-NZI hinsichtlich der Bestimmung des Netzdruckes, da bspw. der sogenannte Netzschlechtpunkt typischerweise an derselben Gasnetzstelle zu finden ist [77]. Die Kenntnisnahme des Gasnetzzustands an wenigen bestimmten Gasnetzstellen bzw. -abschnitten kann somit für die Gas-NZI ausreichend sein. Eine Ermittlung des Zustands des gesamten Gasverteilnetzes ist durchaus möglich, insofern Netztopologiedaten, Informationen zu Schieberstellungen und geeignete Messwerte sowie Daten von Gaseinspeisung und -verbrauch vorhanden sind [77].

4.3.2.2 Regelungskonzept

Für den Gasnetzdruck gelten die im Abschnitt 3.2.1 beschriebenen Anforderungen. Dabei kann der Gas-VNB versuchen, den Druck an der GDRA kontinuierlich auf einem fest definierten Sollwert zu halten oder, wie später im Rahmen der Simulationen dieser Arbeit untersucht wird, diesen bewusst innerhalb der zulässigen Betriebsgrenzen mittels DDF zu variieren. Zur Einhaltung des Druckes über alle Gasnetzknotten innerhalb der zulässigen Betriebsgrenzen kann eine Aufteilung des Druckbandes in drei Bereiche – analog zur Aufteilung des Spannungsbandes der Tabelle 3-2 – definiert werden. Ziel dieses Ansatzes ist es, den Druck anhand von präventiven Regelungsstrategien in einem mittleren grünen bis gelben Druckbereich zu halten. Falls der Druck so niedrig wird, dass er in den unteren Druckbereich fällt oder so hoch wird, dass er Gefahr läuft, den oberen Druckbereich zu überschreiten, ist auf entsprechende korrektive Regelungsstrategien zurückzugreifen. Grundvoraussetzung hierfür ist eine korrekte Gas-NZI hinsichtlich der Bestimmung des Netzdruckes. Die Abbildung 4-6 zeigt die mögliche Aufteilung des Druckbandes und die Zuordnung der präventiven und korrektiven Regelungsstrategien. Diese Klassifizierung der Regelungsstrategien passt zusätzlich mit der Grundidee der Priorisierung von Flexibilitätsoptionen aus dem Kapitel 3 zusammen.

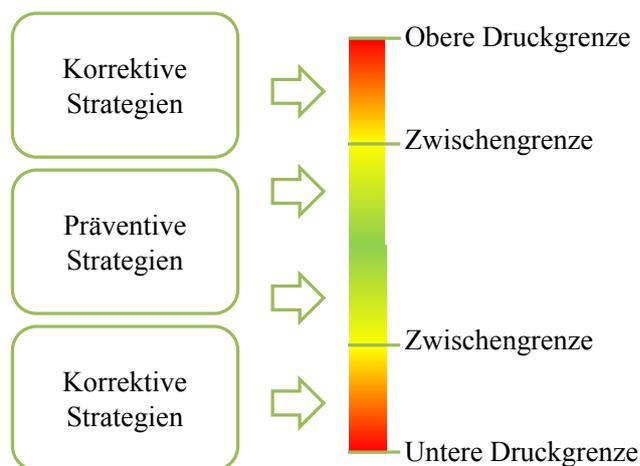


Abbildung 4-6: Aufteilung des Druckbandes für den Einsatz korrektiver und präventiver Regelungsstrategien

Unter den präventiven Regelungsstrategien sind die Volumenstromregelung an GDRA mittels DDF sowie der Gasnetzpufferausgleich mittels DNK/DNE zu nennen. Im Fall eines zu niedrigen bzw. zu hohen Druckes im Gasverteilnetz kann korrektiv auf die Volumenstromregelung an flexiblen Gaseinspeiseanlagen mittels SEM/DEM sowie auf die Volumenstromregelung an flexiblen Gasverbrauchern mittels SLM/DLM zurückgegriffen werden. Falls im überwachten Gasverteilnetz bGDRA oder Einspeiseanlagen mit GVA vorhanden sind, können diese Flexibilitätsoptionen verwendet werden, um Gas in die vorgelagerte Netzebene entsprechend zu verschieben und so den Netzdruck zu verringern [31]. Der Einsatz einer bGDRA wird einer Volumenstromregelung mittels DDF zugeordnet. Seinerseits stellt der Einsatz von GVA von Einspeiseanlagen eine Sonderstrategie dar, welche zu den eingeführten Regelungsstrategien nicht

eindeutig zugeordnet werden kann. Voraussetzung bei diesen Einspeiseanlagen ist das Vorhandensein des Anschlusses an die vorgelagerte Netzebene.

Darüber hinaus sind die für die Gasbeschaffenheit geltenden Anforderungen im Abschnitt 3.2.1 erläutert. Analog zum Gasnetzdruck ist eine korrekte Gas-NZI hinsichtlich der Gasbeschaffenheit Grundvoraussetzung für die Implementierung von Strategien zur Einhaltung der brenntechnischen Parameter der Mischgase. Da der ins Gasnetz eingespeiste Wasserstoff eine Änderung der brenntechnischen Parameter des Erdgases verursacht, hängt der maximal mögliche Wasserstoffgehalt x^{max} des resultierenden Mischgases zu einem gegebenen Zeitpunkt t nicht nur von der vom DVGW-Regelwerk festgelegten Wasserstoffkonzentrationsgrenze ab, sondern auch vom Zustand der brenntechnischen Parameter des Grundgases¹² zum gleichen Zeitpunkt. $x^{max}(t)$ ist dann durch die Gleichung (2) gegeben und wird als der Minimalwert zwischen dem maximalen regelwerkkonformen Wasserstoffgehalt x_{reg} und dem Wasserstoffgehalt an den unteren Grenzwerten der brenntechnischen Parameter gemäß Tabelle 3-4 bestimmt: $x_{H_s}^u(t)$ für den Brennwert, $x_d^u(t)$ für die relative Dichte und $x_{W_s}^u(t)$ für den Wobbe-Index (siehe Gleichung (2)). Das maximale Wasserstoffeinspeisepotenzial $\dot{V}_{H_2}^{max}(t)$, das $x^{max}(t)$ entspricht, ist durch die Gleichung (3) gegeben, wobei $\dot{V}_G(t)$ der Volumenstrom des Grundgases ist, der unmittelbar vor dem Wasserstoffeinspeisepunkt gemessen wird [77]. Durch die Wasserstoffeinspeisung ins Gasverteilnetz werden die oberen Grenzwerte der brenntechnischen Parameter nie erreicht, dementsprechend werden diese außer Betracht gelassen.

$$x^{max}(t) = \min(x_{H_s}^u(t); x_d^u(t); x_{W_s}^u(t); x_{reg}) \quad (2)$$

$$\dot{V}_{H_2}^{max}(t) = \frac{x^{max}(t)}{1 - x^{max}(t)} \cdot \dot{V}_G(t) \quad (3)$$

Der Wasserstoffgehalt an den unteren Grenzwerten der brenntechnischen Parameter kann in Anlehnung an [77] durch die Gleichungen (4) bis (9) bestimmt werden. Dabei sind $H_{s,G}(t)$ und $d_G(t)$ der Brennwert bzw. die relative Dichte des Grundgases, H_{s,H_2} und d_{H_2} der Brennwert bzw. die relative Dichte des Wasserstoffes und H_s^u , d^u und W_s^u die unteren Grenzwerte für Brennwert, relative Dichte bzw. Wobbe-Index.

$$x_{H_s}^u(t) = \frac{H_{s,G}(t) - H_s^u}{H_{s,G}(t) - H_{s,H_2}} \quad (4)$$

$$x_d^u(t) = \frac{d_G(t) - d^u}{d_G(t) - d_{H_2}} \quad (5)$$

$$x_{W_s}^u(t) = \frac{-b + \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \quad (6)$$

¹² Als Grundgas wird das durch das Gasverteilnetz unmittelbar vom Netzanschlusspunkt einer PtGA fließende Erdgas verstanden, dem der Wasserstoff bzw. das Methan zugesetzt wird.

$$a = [H_{s,H_2} - H_{s,G}(t)]^2 \quad (7)$$

$$b = 2 \cdot [H_{s,G}(t) \cdot H_{s,H_2} - H_{s,G}^2(t)] - W_s^{u2} \cdot [d_{H_2} - d_G(t)] \quad (8)$$

$$c = H_{s,G}^2(t) - W_s^{u2} \cdot d_G(t) \quad (9)$$

Der Brennwert, die relative Dichte und der Wobbe-Index des resultierenden Mischgases $H_{s,M}$, d_M und $W_{s,M}$ beim Wasserstoffgehalt x können ihrerseits durch die Gleichungen (10) bis (12) beschrieben werden.

$$H_{s,M} = (1 - x) \cdot H_{s,G} + x \cdot H_{s,H_2} \quad (10)$$

$$d_M = (1 - x) \cdot d_G + x \cdot d_{H_2} \quad (11)$$

$$W_{s,M} = \frac{H_{s,M}}{\sqrt{d_M}} \quad (12)$$

Im Fall der Wasserstoffeinspeisung kann der maximal mögliche Wasserstoffgehalt aus der Gleichung (3) vom DNA kontinuierlich berechnet und die Einhaltung zyklisch überprüft werden. Der Wasserstoffgehalt des Mischgases kann dann in zwei Bereiche aufgeteilt werden, zwecks der Implementierung präventiver oder korrekativer Regelungsstrategien (siehe Abbildung 4-7). Als präventive Strategie gilt erneut die Volumenstromregelung an der GDRA mittels DDF. Die Anwendbarkeit dieser Regelungsstrategie wird jedoch durch die obere Druckgrenze eingeschränkt. Als korrektive Regelungsstrategien ist die Volumenstromregelung an flexiblen Wasserstoffeinspeiseanlagen sowie an sonstigen flexiblen Gaseinspeiseanlagen mittels SEM/DEM zu nennen.

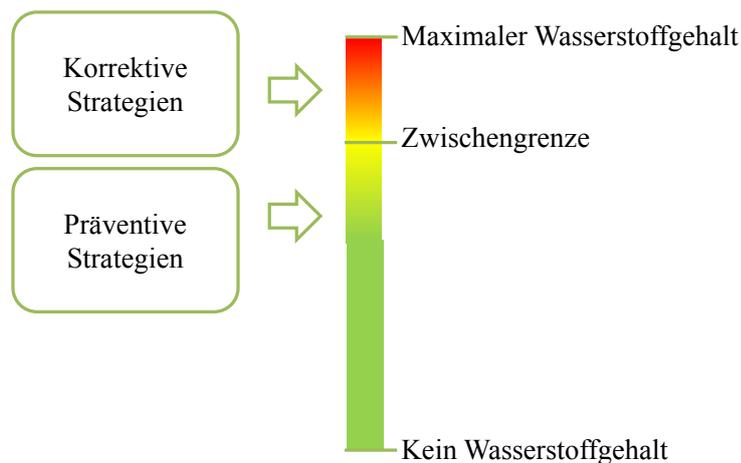


Abbildung 4-7: Aufteilung der Wasserstoffkonzentrationsgrenze für den Einsatz korrekativer und präventiver Regelungsstrategien

Aus den zuvor beschriebenen Ansätzen abgeleitet und in Anlehnung an das DNA für Stromverteilnetze aus Abschnitt 4.2, stellt die Abbildung 4-8 einen allgemeinen Prozessablauf eines DNA für Gasverteilnetze dar. Das Regelungskonzept des DNA für Gasverteilnetze positioniert sich in einer der drei Regelungsstufen in Abhängigkeit von der Art des präventiv zu vermeidenden bzw. korrektiv zu behabenden kritischen Gasnetzzustands sowie von den verfügbaren Flexibilitätsoptionen im Gasverteilnetz. Die Regelungsstufen sind dabei:

- 1. Dynamische Druckfahrweise: Direkte Druckregelung an GDRA
- 2. Dynamische Netzkopplung/-entkopplung: Gasnetzpufferausgleich mittels FS
- 3. Einspeise- bzw. Lastmanagement: Volumenstromregelung an Anlagen im Netz

Analog zum DNA für Stromverteilnetze beginnt der zyklische Prozessablauf mit der Aktualisierung von Messwerten aus den im Gasverteilnetz installierten Sensoren. Anschließend erfolgt die Identifikation und Analyse des Netzzustandes. Falls keine kritischen Netzzustände identifiziert werden, beginnt der Prozess zyklisch wieder von vorne. Sofern drohende kritische Netzzustände erkannt werden, wird das Regelungskonzept gestartet. Als nächstes erfolgt die Vorgabe eines Sollwerts an der vom Regelungskonzept priorisierten Flexibilitätsoption (Aktor) im Netz und abschließend beginnt der Prozess wieder von vorne.

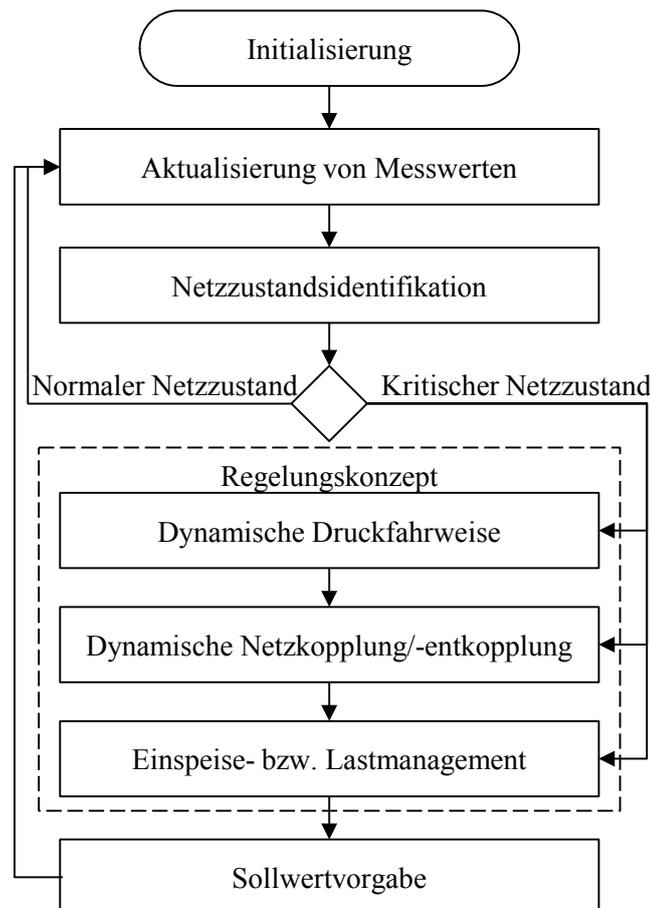


Abbildung 4-8: Prozessablauf eines dezentralen Netzautomatisierungssystems für Gasverteilnetze

Die Abbildung 4-9 veranschaulicht als Beispiel den Einsatz eines DNA zur Automatisierung der Wasserstoffeinspeisung ins Gasverteilnetz in der Nähe einer GDRA. Mithilfe von Messungen vor und an dem Einspeisepunkt der PtGA (H_2) (siehe Abbildung 4-9, Messtechnik) soll das DNA den maximal möglichen Wasserstoffgehalt – und somit das Wasserstoffeinspeisepotenzial – kontinuierlich ermitteln und bei Bedarf Regelungsstrategien implementieren. Falls die NZI des DNA ein geringes Wasserstoffeinspeisepotenzial ermittelt, kann eine präventive Volumenstromregelung an der GDRA mittels DDF durchgeführt werden. Falls kein Wasserstoffeinspeisepotenzial mehr vorhanden ist oder die GDRA keine Flexibilität mehr anbietet, kann die PtGA mittels SEM/DEM entsprechend korrektiv angesteuert werden (siehe Abbildung 4-9, Mess- und Aktorteknik).

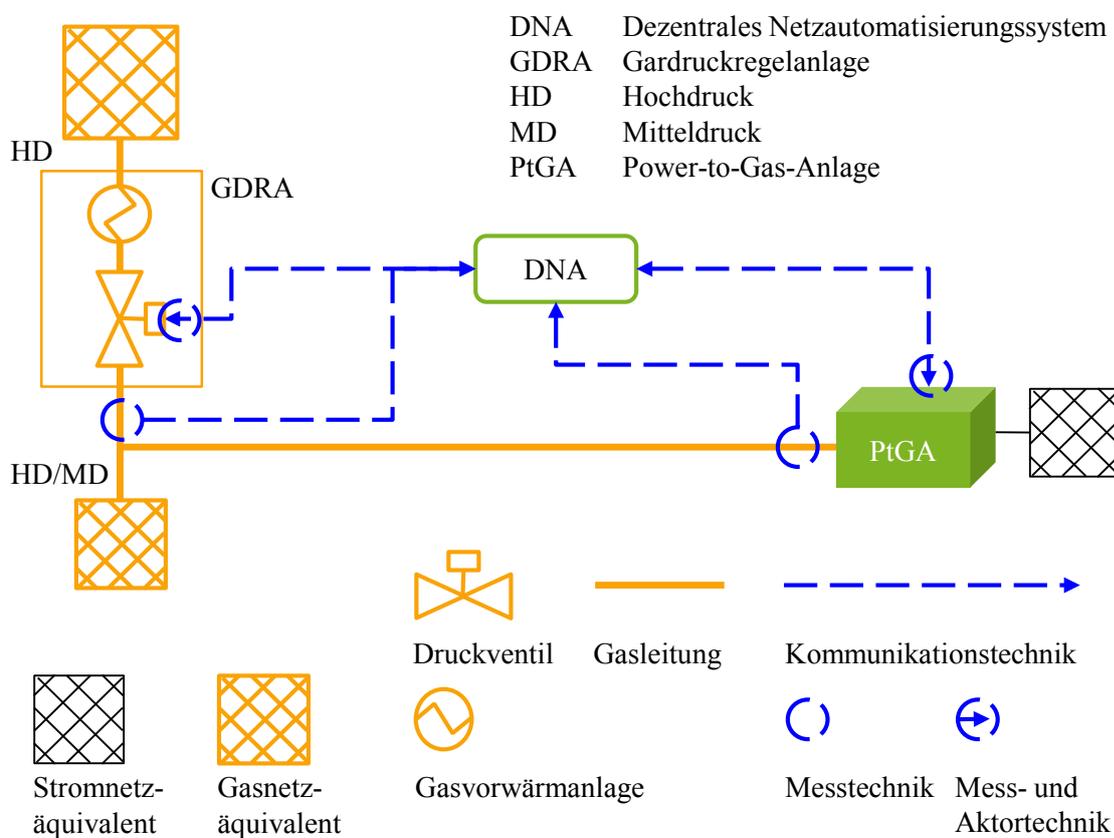


Abbildung 4-9: Anwendungsfall: Einspeisung von Wasserstoff in der Nähe einer GDRA

4.4 Netzautomatisierungskonzept für gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze – SGAK

In diesem Abschnitt wird die eigentliche Entwicklung des Netzautomatisierungskonzepts für gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze behandelt. Um sich in einer einfachen Art und Weise auf dieses Konzept zu beziehen, wird im Weiteren das Akronym *SGAK* verwendet. Ebenfalls wird die Abkürzung *SGAS* genutzt, um sich auf ein *Strom- und Gasverteilnetzautomatisierungssystem*, welches als Implementierung des SGAK resultiert, zu beziehen. Grundidee des SGAK ist

es, eine automatisierte Durchführung des gemeinsamen Betriebes der Strom- und Gasverteilnetze nach Abschnitt 3.3, unter Berücksichtigung der technischen und organisatorischen Schnittstellen zwischen den Energienetzen, Anlagen und Akteuren zu ermöglichen. Als Anlagen kommen hierbei die Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen innerhalb der jeweiligen Energienetze aber auch die Kopplungsanlagen in Frage. Diese Anlagen zusammen mit Netzbetriebsmitteln der Energienetze stellen die zur Verfügung stehenden Flexibilitätsoptionen dar. Relevante Akteure für das SGAK sind die zugehörigen VNB sowie die Anlagenbetreiber bzw. -vermarkter. Die Berücksichtigung von Schnittstellen zu diesen letzten beiden bietet die Möglichkeit, relevante Informationen zur Einsatzplanung der Anlagen – insbesondere der Kopplungsanlagen – bidirektional auszutauschen. Hierbei betrachtet die Grundidee für die gemeinsame Netzautomatisierung, dass die Kopplungsanlagen mehrfach zum Einsatz kommen können, das heißt bspw., dass diese sowohl Netz- und Systemdienstleistungen erbringen als auch Energie am Spotmarkt optimiert ein- und verkaufen können (siehe Abschnitt 2.3.5, Mehrfacheinsatz). Ein Mehrfacheinsatz trägt zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit der Kopplungsanlagen bei, da diese von mehreren Einnahmequellen profitieren können, erhöht aber auch den Bedarf an Informationsaustausch zwischen den unterschiedlichen Anlagen und Akteuren. Die Kopplungsanlagen stehen somit im Fokus der Grundidee des SGAK, da dieses als sektoren- und akteurenübergreifende Koordinierungsinstanz gelten soll.

Die Abbildung 4-10 stellt die relevanten Zeitpunkte zur Teilnahme am SRL-Markt bzw. *Regelarbeitsmarkt* sowie am Spotmarkt dar. Hinsichtlich der Teilnahme am SRL-Markt – als eine der Möglichkeiten zur SDL-Erbringung – soll der Anlagenbetreiber bzw. -vermarkter bis 8 Uhr des Belieferungsvortages entsprechende Angebote bestehend aus Leistungs- und Arbeitspreisen (LP und AP) für die sechs vierstündigen Zeitscheiben des Belieferungstages abgeben. Bezüglich des Energiehandels am Spotmarkt schließt der Day-Ahead-Handel um 12 Uhr und es öffnet der kontinuierliche Intraday-Handel um 15 Uhr des Belieferungsvortages. Dementsprechend können Geschäfte am Regelarbeitsmarkt (RAM) sowie am Intraday-Handel bis zu einer Stunde bzw. 5 min vor dem Lieferzeitpunkt geschlossen werden. Der RAM wurde in Deutschland im November 2020 eingeführt. Dort kann Regelarbeit sowohl für den SRL als auch den MRL-Markt am Belieferungstag angeboten werden, auch wenn die Anlagenbetreiber bzw. -vermarkter am Belieferungsvortrag keinen Zuschlag für die Vorhaltung von SRL bzw. MRL erhalten haben [90].

Die Teilnahme an den genannten Märkten erfordert eine hohe Planbarkeit der Anlagen, das heißt, dass die zukünftigen Energiebedarfe sowie die technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen zum Anlagenbetrieb mindestens auf Tagesbasis prognostizierbar sein sollen. Diese Anforderungen hinsichtlich der Planbarkeit der Anlagen führen wiederum zur Notwendigkeit der Berücksichtigung einer Prognose- und Planungsphase im SGAK, nicht nur für den Anlagenbetrieb und die Vermarktung der Anlagen – seitens Anlagenbetreiber bzw. -vermarkter –, sondern auch für den Betrieb der gekoppelten Strom- und Gasverteilnetze an sich.

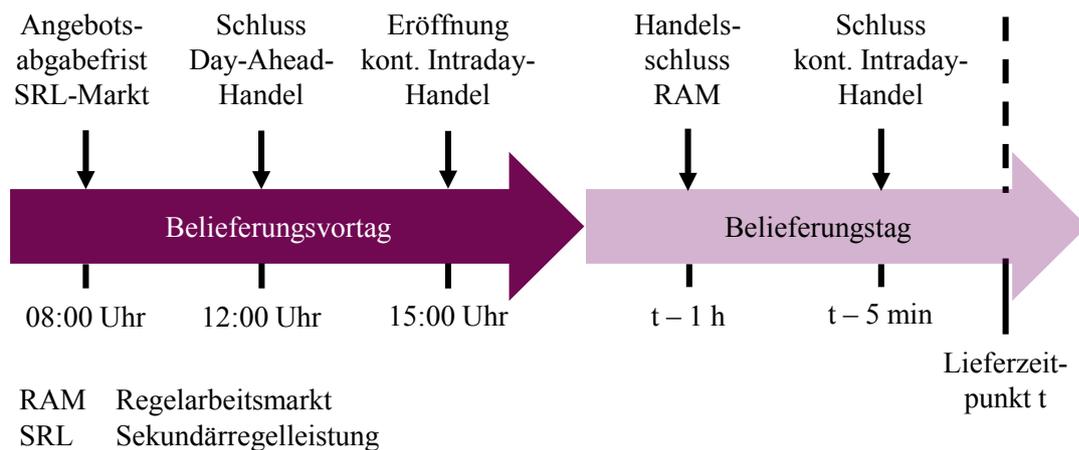


Abbildung 4-10: Relevante Zeitpunkte zur Teilnahme am Sekundärregelungs- bzw. Regularbeitsmarkt sowie am Spotmarkt

Mittels einer Prognose- und Planungsphase im SGAK können mögliche kritische Netzzustände im Voraus prognostiziert und durch geplante netzdienliche Anlageneinsätze, welche bei der Vermarktung der Anlagen berücksichtigt werden sollen, präventiv vermieden werden. Diese Phase ermöglicht somit eine vollumfängliche präventive Anwendung von Regelungsstrategien für die gekoppelten Energienetze, wie es am Beispiel des Netzautomatisierungskonzepts für Gasverteilnetze aufgezeigt wird (siehe Abschnitt 4.3.2.2). Nichtsdestotrotz besteht weiterhin die Möglichkeit unter Berücksichtigung der eingeführten Ampelphasen für Betriebsparameter und Flexibilitätsoptionen im gemeinsamen Betriebskonzept präventiv oder korrektiv im Rahmen der NZI auf die Netzzustände zu agieren (siehe Abschnitt 3.3.2). Dabei werden die gelben und roten Ampelphasen der präventiven bzw. korrektiven Anwendung von Regelungsstrategien zugeordnet. Die Netzdienlichkeit im SGAK soll dann im Rahmen einer *Netzzustandsprognose* – vorausschauend – sowie, wie bereits deutlich geworden ist, einer NZI – im Echtzeitbetrieb – berücksichtigt werden. Die Thematik der Netzzustandsprognose (NZZP) für Stromverteilnetze der MS- und NS-Ebene wird in [91] ausführlich untersucht. Die NZZP wird im Rahmen der in dieser Arbeit durchgeführten Simulationen – Kapitel 5 – in einer vereinfachten Art und Weise behandelt. Die Tabelle 4-1 fasst die wesentlichen Anforderungen, die an das SGAK für den Mehrfacheinsatz der Kopplungsanlagen bzw. für die NZZP und NZI gestellt werden, zusammen. Anhand dieser sowie des Ziels des SGAS wird in den folgenden Abschnitten der Netzautomatisierungsbedarf sowie das Gesamtkonzept zur gemeinsamen Netzautomatisierung abgeleitet (Abschnitt 4.4.1 bzw. Abschnitt 4.4.2).

Das Ziel des SGAK soll es sein, einen automatisierten und koordinierten gemeinsamen Betrieb gekoppelter Strom- und Gasverteilnetze ebenso wie eine mehrfache Vermarktung von Anlagen zu ermöglichen. Der koordinierte Betrieb der gekoppelten Energienetze soll sich aufgrund der automatisierten Netzeingriffe des SGAK durch die folgenden Merkmale auszeichnen:

- Kritische Strom- und Gasnetzzustände werden möglichst präventiv vermieden und schlimmstenfalls korrektiv behoben
- Die vorhandenen Flexibilitätsoptionen (Netzbetriebsmittel und Anlagen) werden technisch und ökonomisch sinnvoll eingesetzt
- Die Kopplungsanlagen werden koordiniert im Mehrfacheinsatz betrieben

Tabelle 4-1: Anforderungen an das SGAK für den Mehrfacheinsatz der Kopplungsanlagen

	Anforderungen
Systemdienlicher und marktorientierter Einsatz	<p>Schnittstelle zum Anlagenbetreiber bzw. -vermarkter zu bidirektionalem Informationsaustausch hinsichtlich der Vermarktung und Verfügbarkeit von Flexibilitätsoptionen (Anlagen, insbesondere Kopplungsanlagen). Relevante Prozesse sind dabei:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Meldung der (Nicht-)Verfügbarkeit der Flexibilitätsoptionen ▪ Austausch von Fahrplänen für die Flexibilitätsoptionen
Netzdienlicher Einsatz	<p>Durchführung einer NZP der gekoppelten Strom- und Gasverteilstetze. Relevante Prozesse sind dabei:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Empfang/Beschaffung von Erzeugungs-/Einspeisungs- und Verbrauchsprognosen für Anlagen beider Energienetze ▪ Durchführung von Strom- und Gasnetzberechnungen ▪ Prognose von zukünftigen kritischen Netzzuständen ▪ Netzdienliche Einsatzplanung von Kopplungsanlagen und weiteren Flexibilitätsoptionen ▪ Übermittlung von (modifizierten) Fahrplänen für Kopplungsanlagen und weitere Flexibilitätsoptionen als Ergebnis der netzdienlichen Einsatzplanung
	<p>Durchführung einer NZI der gekoppelten Strom- und Gasverteilstetze im Echtzeitbetrieb. Relevante Informationen und Prozesse dabei sind:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Empfang von Messwerten aus beiden Energienetzen ▪ Kontinuierliche Netzzustandsermittlung beider Energienetze ▪ Identifizierung von kritischen Netzzuständen ▪ Auswahl der Flexibilitätsoption(en) zur Behebung der kritischen Netzzustände ▪ Ansteuerung der Kopplungsanlagen und weiterer netz-, erzeuger- sowie lastseitiger Flexibilitätsoptionen

4.4.1 Netzautomatisierungsbedarf

Als erster Bestandteil eines Strom- und Gasverteilstetzautomatisierungssystems (SGAS), welches als Implementierung des SGAK resultiert, ist eine übergeordnete Steuerungseinheit bzw. Recheninstanz erforderlich, welche über die Fähigkeit – in Form von Applikationen – verfügt, Informationen zu empfangen, diese zu verarbeiten und zu analysieren und anschließend, basierend darauf, Entscheidungen über erforderliche Netzeingriffe zu treffen. Eine solche technische Instanz kann entweder zentral in einer Leitwarte oder dezentral innerhalb der Energienetze installiert sein. Dies ist in Abhängigkeit von der Größe des zu automatisierenden gekoppelten Netzbereiches, vom Anwendungsfall sowie von den zu verarbeitenden Datenmengen zu definieren. Die Abbildung 4-11 zeigt eine schematische Darstellung der Einbindung eines SGAS in die gekoppelte Strom- und Gasverteilstetze. Analog zu den DNA für einzelne

Energienetze bedarf ein SGAS der Installation entsprechender Mess- und Aktortechnik sowie der kommunikationstechnischen Anbindung von Sensoren, Flexibilitätsoptionen (Aktoren) und Akteuren (Strom- und Gas-VNB und Anlagenbetreiber bzw. -vermarkter). Auf diesen Netzautomatisierungsbedarf wird in den Abschnitten 4.4.1.1 und 4.4.1.2 eingegangen.

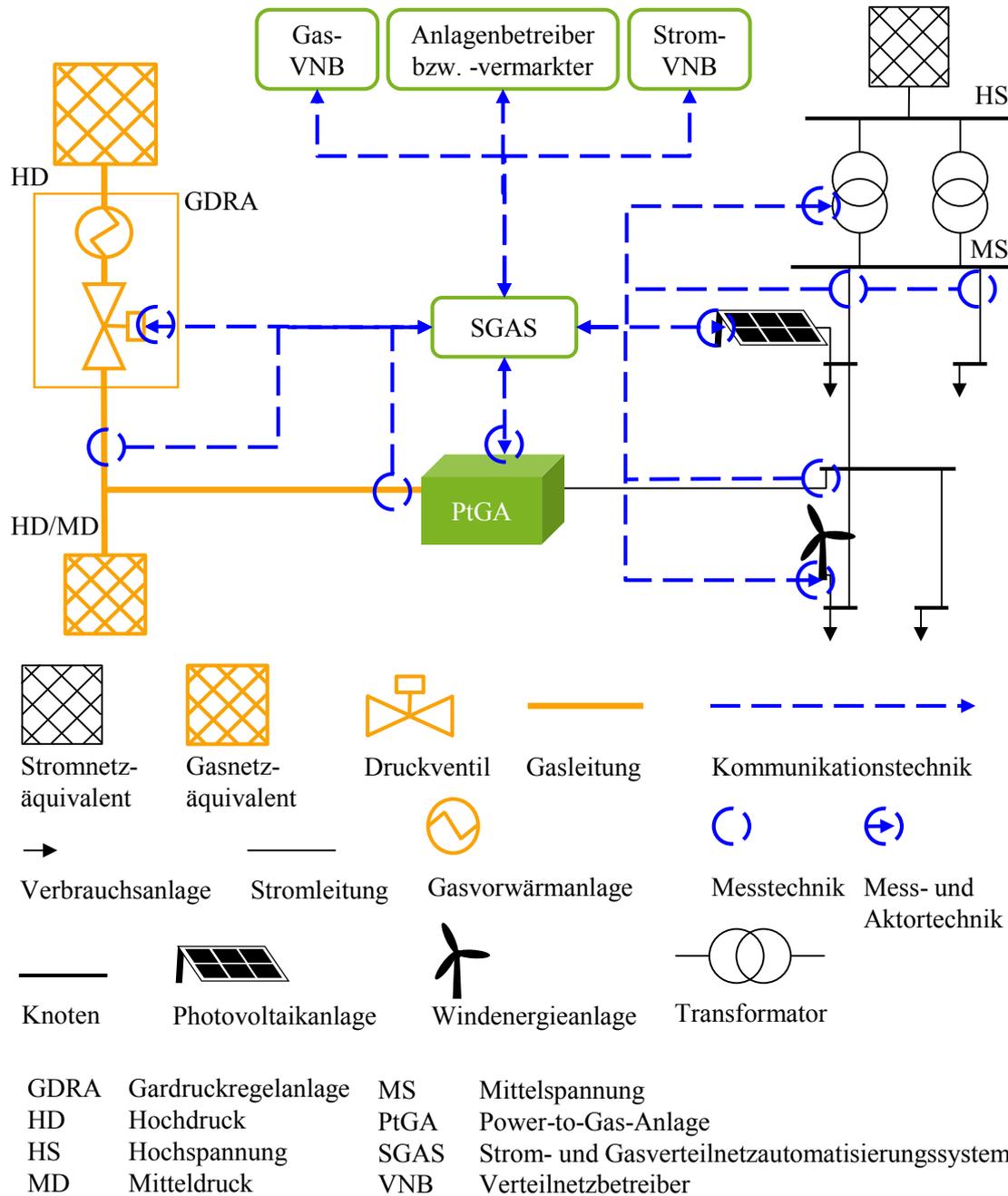


Abbildung 4-11: Einbindung eines SGAS in die gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze

Der Bedarf an Applikationen innerhalb der übergeordneten Steuerungseinheit bzw. Recheninstanz – in der Abbildung 4-3 als SGAS gekennzeichnet – orientiert sich an den vom SGAS zu erfüllenden Funktionen. Zunächst müssen Applikationen zur Verfügung stehen, die eine Identifizierung bzw. Prognose und Analyse der aktuellen sowie zukünftigen Strom- und Gasnetzzustände ermöglichen. Dazu sind insbesondere energienetzspezifische Zustands-

schätzungsfunktionen bzw. Netzberechnungsfunktionen erforderlich¹³. Basis für eine korrekte Identifikation der Netzzustände ist die Konfiguration, Programmierung und Aktualisierung von Informationen der Strom- und Gasverteilnetze aus den Netzmodellen sowie aus weiteren Quellen im SGAS nach einer entsprechenden Plausibilitätsprüfung. Ebenfalls hängt die Güte der prognostizierten Netzzustände von der Güte der konfigurierten Informationen sowie von der Genauigkeit der Prognosen von Stromerzeugung und -verbrauch sowie von Gaseinspeisung und -verbrauch ab.

Generell gilt bei der Datenaufbereitung, dass diese – bedingt durch die Größe des zu automatisierenden Netzbereiches sowie der Anzahl an vorhandenen Flexibilitätsoptionen – automatisiert durchgeführt wird, das heißt, dass die Datenverarbeitung und -aufbereitung programmiertechnisch umgesetzt wird. Um eine Datenflut in Richtung des SGAS sowie der Leitwarte der Strom- und Gas-VNB zu vermeiden, sollen die Daten jedoch auf ein nötiges Minimum reduziert werden. Bei der Implementierung von Regelungsstrategien soll eine Applikation pro Art der Regelungsstrategie vorhanden sein. Hierbei ist zu beachten, dass vor einem Netzeingriff die Auswirkungen von diesem auf die Netzzustände entsprechend validiert werden. Eine wesentliche technische Anforderung an die Applikationen ist die Schaffung robuster und schneller Rechenergebnisse von ausreichender Qualität. Hierbei ist je nach Funktion auf die Rechenleistung zu achten, da bspw. lange vorausschauende Prognosen eine längere Rechenzeit in Anspruch nehmen. Ferner müssen die Applikationen gegenüber Kommunikationsproblemen robust ausgelegt sein, sodass fehlende Daten nicht zu Funktionsausfällen führen. Fehlende Daten können z.B. durch Standardwerte ersetzt werden [77].

4.4.1.1 Bedarf an Mess- und Aktortechnik

Die Fernsteuerbarkeit der Flexibilitätsoptionen (Netzbetriebsmittel und Anlagen) ist zu überprüfen und durch die Installation von Aktortechnik entsprechend zu gewährleisten. Die Fernsteuerung erfolgt dabei mittels Steuerungsbefehle – auch Aktorkommandos genannt –, welche in der Regel aus Abrufen oder Fahrplänen bestehen [15]. Hinsichtlich der Messtechnik ist die Ausstattung der gekoppelten Energienetze sowie der vorhandenen Flexibilitätsoptionen mit Sensoren für Spannung, Strom, Druck, Volumenstrom und Gasbeschaffenheit gemäß Tabelle 4-2 erforderlich (siehe Abbildung 4-11, Mess- und Aktortechnik). Im Stromverteilnetz müssen die Leistungsfaktoren $\cos\varphi$ aus den Messwerten ableitbar sein. Generell ist die Messung an geeigneten/wichtigen Netzstellen erforderlich: Am UW sowie an Hauptabgängen und Netzschlechtpunkten aber auch an wichtigen Einspeise- und Verbrauchsstellen im Stromverteilnetz (große Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sowie Energiespeicher); an Hauptleitungen, Netzschlechtpunkten sowie an wichtigen Gaseinspeise- und -verbrauchsstellen im Gasverteilnetz

¹³ Zur Beschreibung des SGAK (bzw. SGAS) wird im Rahmen dieser Arbeit der Begriff (Netz)Zustands-schätzung für die NZI, welche den Empfang und die Verarbeitung von Messwerten impliziert, bevorzugt. Ebenfalls wird der Begriff Netzberechnung, um sich auf die NZP zu beziehen, verwendet.

(große Gaseinspeise- und verbrauchsanlagen sowie Gasspeicher). Die Thematik der Sensorpositionierung im Stromverteilnetz wurde bereits in früheren Forschungsarbeiten ausführlich untersucht (siehe [16] [81] [82] [83]). In [81] werden „obligatorische Messstandorte“ definiert, welche eine ordnungsgemäße Funktionsweise der Algorithmen zur NZI auf MS- und NS-Ebene gewährleisten. Solche Standorte sind:

- An den Sammelschienen aller für den überwachten Stromnetzbereich relevanten UWT,
- an Abgängen (Sammelschienen im UW), die Teile des überwachten Stromnetzbereiches sind,
- an allen Abgängen von ONS mit angeschlossenen Erzeugungsanlagen mit signifikanter Bemessungsleistung,
- an allen Abgängen von ONS, die auf MS-Ebene angeschlossene Verbrauchsanlagen mit signifikanter Bemessungsleistung versorgen,
- an Referenzanlagen. Insofern im MS-Netz oder einem der unterlagerten NS-Netze PV- oder WEA installiert sind, so muss für die jeweilige Erzeugungsart mindestens eine Referenzanlage gemessen werden [81].

Vielversprechend scheint zusätzlich die Integration von Smart-Meter-Daten in die DNA auf NS-Ebene sowie von RLM auf MS-Ebene, u.a. aufgrund der mit der Sensorausstattung verbundenen Kosten [81] [92].

Im Gasverteilnetz ist insbesondere die Positionierung von PGC in den höheren Druckebenen, aufgrund der Notwendigkeit der Gewährleistung einer regelwerkskonformen Gasabrechnung, untersucht worden [86] [87]. Dabei wird eine Brennwertrekonstruktion anhand weniger PGC angestrebt. Als Grundsatz zur PGC-Positionierung sollen diese an allen Gaseinspeisestellen installiert werden, um die Beschaffenheit der ins Gasnetz eingespeisten Gase ermitteln zu können. Die Bestimmung der Gasbeschaffenheit an den Gasverbrauchern wird dann anhand Backpropagation-Algorithmen durchgeführt, welche die Kenntnis der eingespeisten bzw. ausgespeisten Gasvolumina voraussetzen [86] [87]. Die Kenntnis der Volumenströme bedarf wiederum entsprechender Sensoren an geeigneten/wichtigen Netzstellen (siehe Tabelle 4-2). In den höheren Druckebenen werden häufig Standardwerte aus Standardlastprofilen (SLP) als Ersatz für nichtvorhandene Messwerte verwendet. In den Gasverteilnetzen mit nur einer Einspeisestelle entspricht der Abrechnungsbrennwert dem an dieser Netzstelle gemessenen Brennwert, sodass eine Brennwertrekonstruktion nicht erforderlich ist [77]. Als Alternative zur Nutzung von PGC ist die Entwicklung neuartiger Sensoren zur Gasbeschaffenheitsmessung Gegenstand der Forschung, aufgrund unter anderem der hohen Kosten von PGC. Dabei sind bspw. *mikrothermische Gasqualitätssensoren* – engl. Microthermal Gasquality Sensors (MEMS) – zu nennen, welche auf der Berechnung der Korrelation zwischen gemessenen und bekannten physikalischen Eigenschaften des Gases basieren [93]. Vorhandene Messtechnik nach Tabelle

4-2 innerhalb der Strom- und Gasverteilnetze ist entsprechend auf die Fähigkeit einer korrekten kommunikationstechnischen Anbindung an das SGAS zu prüfen.

Tabelle 4-2: Ausstattung von Netzstellen und Flexibilitäts Optionen mit Messtechnik

	Messstellen	Messtechnik								
		U	I	p	\dot{V}	Gb				
		$\cos \varphi$				W_s	d	H_s	MZ	x
Strom- verteilnetz	Wichtige Netzstellen und -betriebsmittel: ▪ UWT bzw. ONT ▪ Kabelverteiler- schränke ▪ Hauptabgänge ▪ Netzschlechtpunkte	✓	✓							
	Wichtige Erzeugungsanlagen	✓	✓							
	Wichtige Energiespeicher	✓	✓							
	Große Verbrauchsanlagen	✓	✓							
Kopplungs- anlagen	Power-to-Gas-Anlagen	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Kraft-Wärme- Kopplungsanlagen	✓	✓	✓	✓					
Gas- verteilnetz	Wichtige Netzstellen und -betriebsmittel: ▪ GDRA ▪ Hauptleitungen ▪ Netzschlechtpunkte			✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Wichtige Gaseinspeiseanlagen			✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Wichtige Gasspeicher			✓	✓					
	Große Verbrauchsanlagen			✓	✓					

U : Spannung, I : Strom, $\cos \varphi$: Leistungsfaktor, p : Druck, \dot{V} : Volumenstrom, Gb : Gasverschaffenheit, W_s : Wobbe-Index, d : Relative Dichte, H_s : Brennwert, MZ : Methanzahl, x : Wasserstoffgehalt

4.4.1.2 Bedarf an Kommunikationstechnik und Informationsaustausch

Es besteht Bedarf an einer gemeinsamen Kommunikationsinfrastruktur zum Austausch von Informationen zwischen den Energienetzen, Anlagen und Akteuren und dem SGAS. Besondere IKT-Anforderungen gelten dabei für die Erbringung von SDL wie bspw. von SRL [94]. In Anlehnung daran soll die Kommunikationsinfrastruktur mit hoher Verfügbarkeit unter Verwendung des Fernwirkprotokolls IEC 60870-5-101 ausgeführt werden. Der grundlegende Bedarf an Informationsaustausch des SGAS wird aus der Tabelle 4-1 direkt abgeleitet. Im Folgenden wird dieser zusammengefasst und graphisch veranschaulicht.

Das SGAS soll die folgenden Informationen zur NZP und NZI empfangen (siehe Abbildung 4-12):

- Prognosezeitreihen: Informationen von Stromerzeugung und -verbrauch sowie von Gaseinspeisung und -verbrauch zur Vorhersage der Netzzustände der gekoppelten Strom- und Gasverteilnetze – NZP.
- Fahrpläne: Informationen zu Fahrplänen für Flexibilitätsoptionen (Anlagen) vor und nach dem Vermarktungsprozess – NZP.
- Zustandsmeldungen: Informationen hinsichtlich der (Nicht-)Verfügbarkeit und Ansteuerbarkeit von Flexibilitätsoptionen (Anlagen) – NZI.
- Messdaten: Informationen aus den in den Energienetzen und Flexibilitätsoptionen (Anlagen) installierten Sensoren und Messgeräten – NZI.

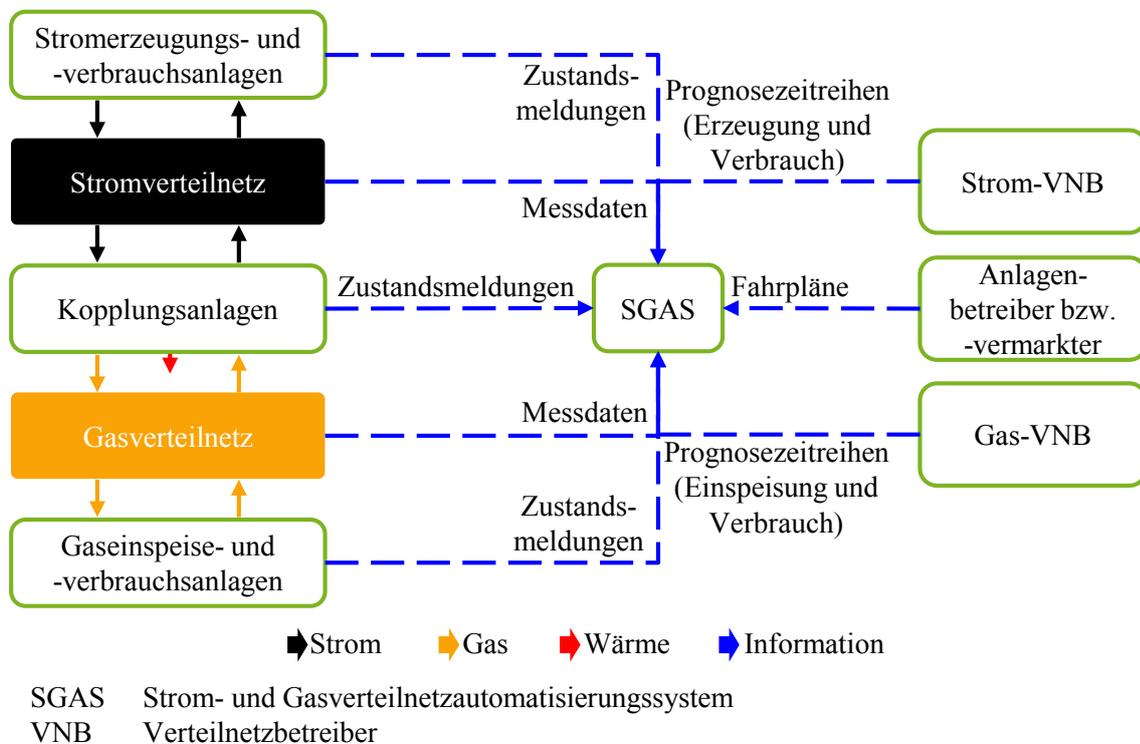


Abbildung 4-12: Informationsaustausch des SGAS – Eingangsdaten

Das SGAS soll die folgenden Informationen übermitteln (siehe Abbildung 4-13):

- Fahrpläne: Informationen zu (modifizierten) Fahrplänen für Flexibilitätsoptionen (Anlagen) – NZP.
- Steuerbefehle: Informationen zu Aktorkommandos für priorisierte Flexibilitätsoptionen in Form von Abrufen oder modifizierten Fahrplänen – NZI.
- Netzzustandsmeldungen: Informationen für den Strom- und Gas-VNB über die Strom- und Gasnetzzustände – NZI.

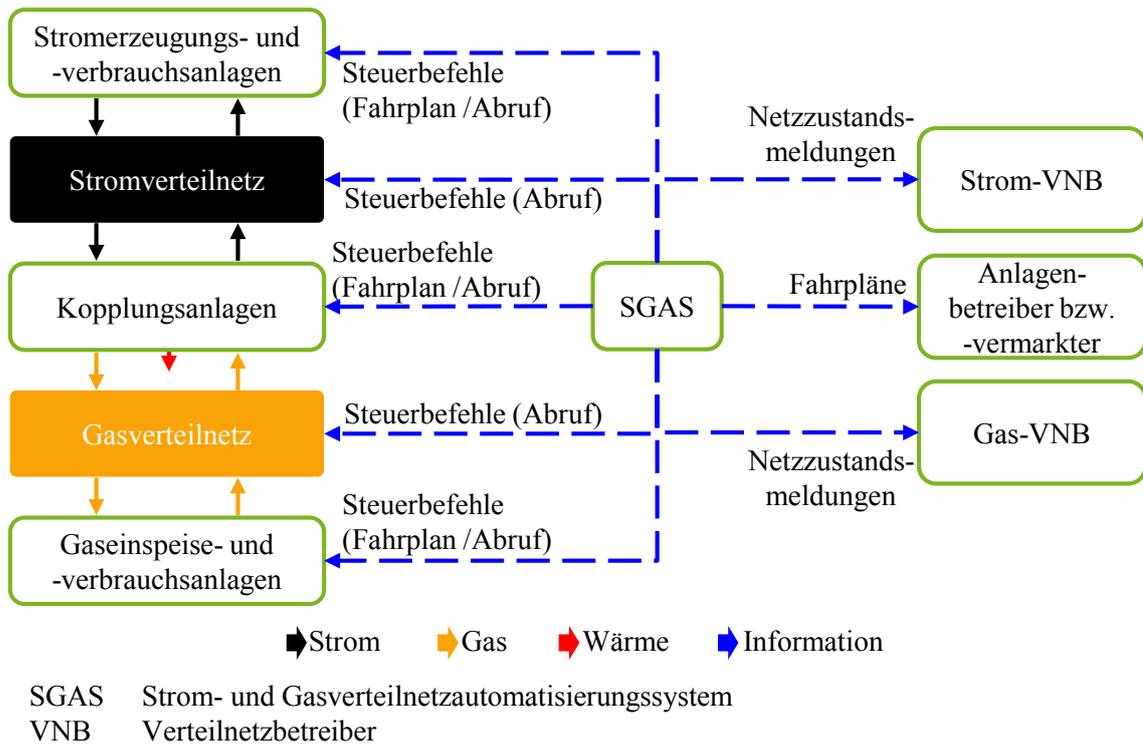
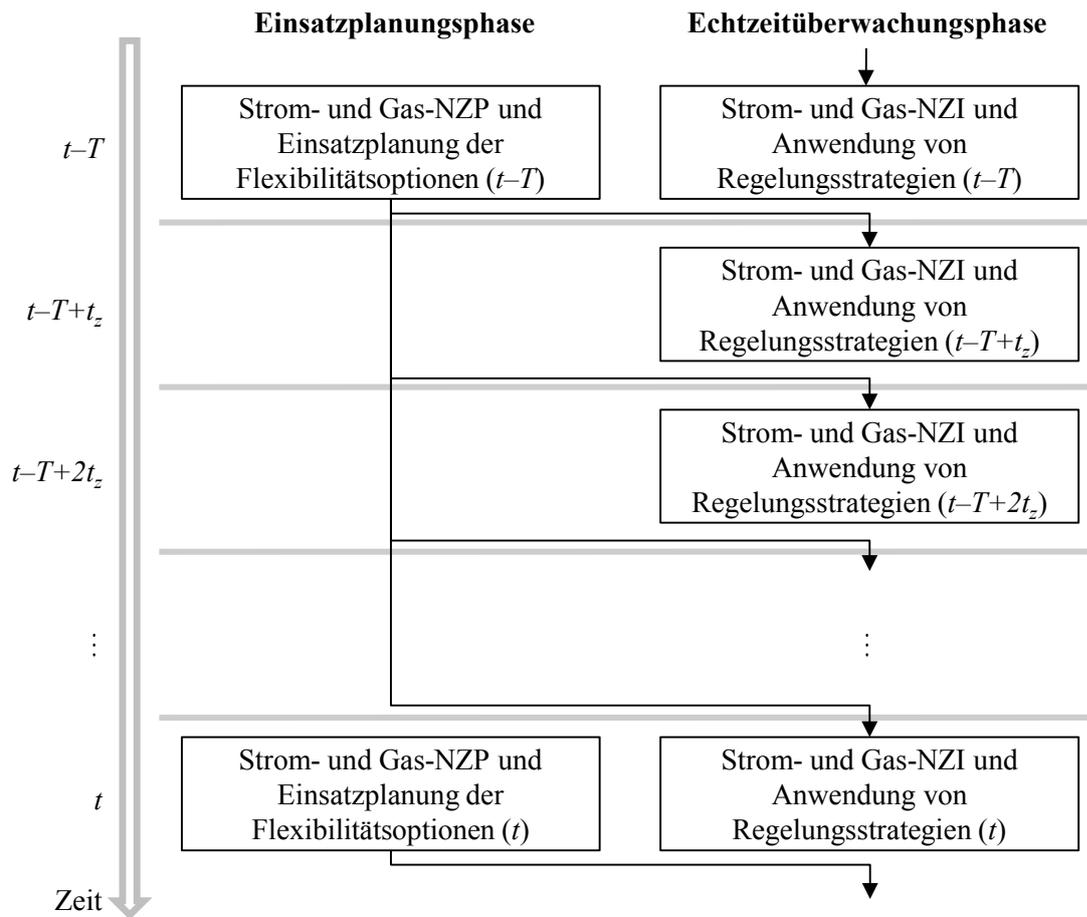


Abbildung 4-13: Informationsaustausch des SGAS – Ausgangsdaten

4.4.2 Gesamtkonzept zur gemeinsamen Netzautomatisierung

Das Netzautomatisierungskonzept für gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze (SGAK) besteht aus einer *Einsatzplanungsphase* und einer *Echtzeitüberwachungsphase*, wie es in der Abbildung 4-14 aufgezeigt wird. Die Einsatzplanungsphase wird von der Strom- und Gas-NZP sowie der Einsatzplanung der Flexibilitätsoptionen charakterisiert und wird in Abhängigkeit der relevanten Zeitpunkte zur Anlagenvermarktung – bspw. am Spotmarkt oder am SRL-Markt (siehe auch Abbildung 4-10) – durchgeführt. Die Einsatzplanungsphase kann somit auf Tages- bis Stundenbasis mit einem Detailierungsgrad von bspw. 15 min stattfinden – in der Abbildung 4-14 als Planungshorizont T gekennzeichnet. Anhand der Strom- und Gas-NZP werden dabei zukünftige kritische Netzzustände ermittelt und die vorhandenen Flexibilitätsoptionen zur präventiven Vermeidung der kritischen Netzzustände priorisiert. Falls daraus eine Kopplungsanlage als priorisierte Flexibilitätsoption resultiert, kann der netzdienliche Einsatz im Voraus in ihren Zeitplan integriert und dies im Rahmen des Vermarktungsprozesses berücksichtigt werden. In der Echtzeitüberwachungsphase findet die Strom- und Gas-NZI sowie die Anwendung von Regelungsstrategien statt. Alle Prozesse der Echtzeitüberwachung wiederholen sich auf Sekundenbasis – Zykluszeit t_z in der Abbildung 4-14.



t = Zeitpunkt, zu dem die Echtzeitberechnungen erfolgen
 T = Planungshorizont der Flexibilitätsoptionen
 t_z = Zykluszeit der Echtzeitberechnung

Abbildung 4-14: Gesamtkonzept zur gemeinsamen Strom- und Gasverteilnetzautomatisierung (1)

Ein detaillierterer Ablauf des Gesamtkonzepts wird in der Abbildung 4-15 dargestellt. Zum Zeitpunkt $t-T$ werden – in einem ersten Schritt – alle für die Strom- und Gas-NZP erforderlichen Prognosen von Stromerzeugung und -verbrauch sowie von Gaseinspeisung und -verbrauch aktualisiert. Dies betrifft unter anderem die Kopplungsanlagen, deren gewünschter Fahrplan vom Anlagenbetreiber bzw. -vermarkter zu übermitteln ist. In einem zweiten Schritt werden die Strom- und Gasnetzzustände durch entsprechende Netzberechnungsalgorithmen prognostiziert und analysiert und daraus zukünftige kritische Strom- und Gasnetzzustände ermittelt. In einem dritten Schritt werden die vorhandenen Flexibilitätsoptionen zur Vermeidung der prognostizierten kritischen Netzzustände priorisiert und ihr Einsatz eingeplant. In einem vierten Schritt werden die resultierenden (modifizierten) Fahrpläne dem Anlagenbetreiber bzw. -vermarkter übermittelt.

Zum Zeitpunkt t wird die Echtzeitüberwachung durchgeführt. Dabei werden zunächst alle Messwerte aktualisiert, plausibilisiert und ggf. durch Ersatzwerte ergänzt. In einem zweiten Schritt werden die Strom- und Gasnetzzustände durch energienetzspezifische Zustandsschätzungsalgorithmen ermittelt und analysiert und daraus bestehende kritische Strom- und

Gasnetzzustände identifiziert. In einem dritten Schritt werden die vorhandenen Flexibilitäts-
optionen zur Behebung der identifizierten kritischen Netzzustände priorisiert und die
anzuwendenden Regelungsstrategien ausgewählt. Als letztes werden die Sollwertvorgaben in
Form von Steuerungsbefehlen an die entsprechende Aktortechnik übermittelt.

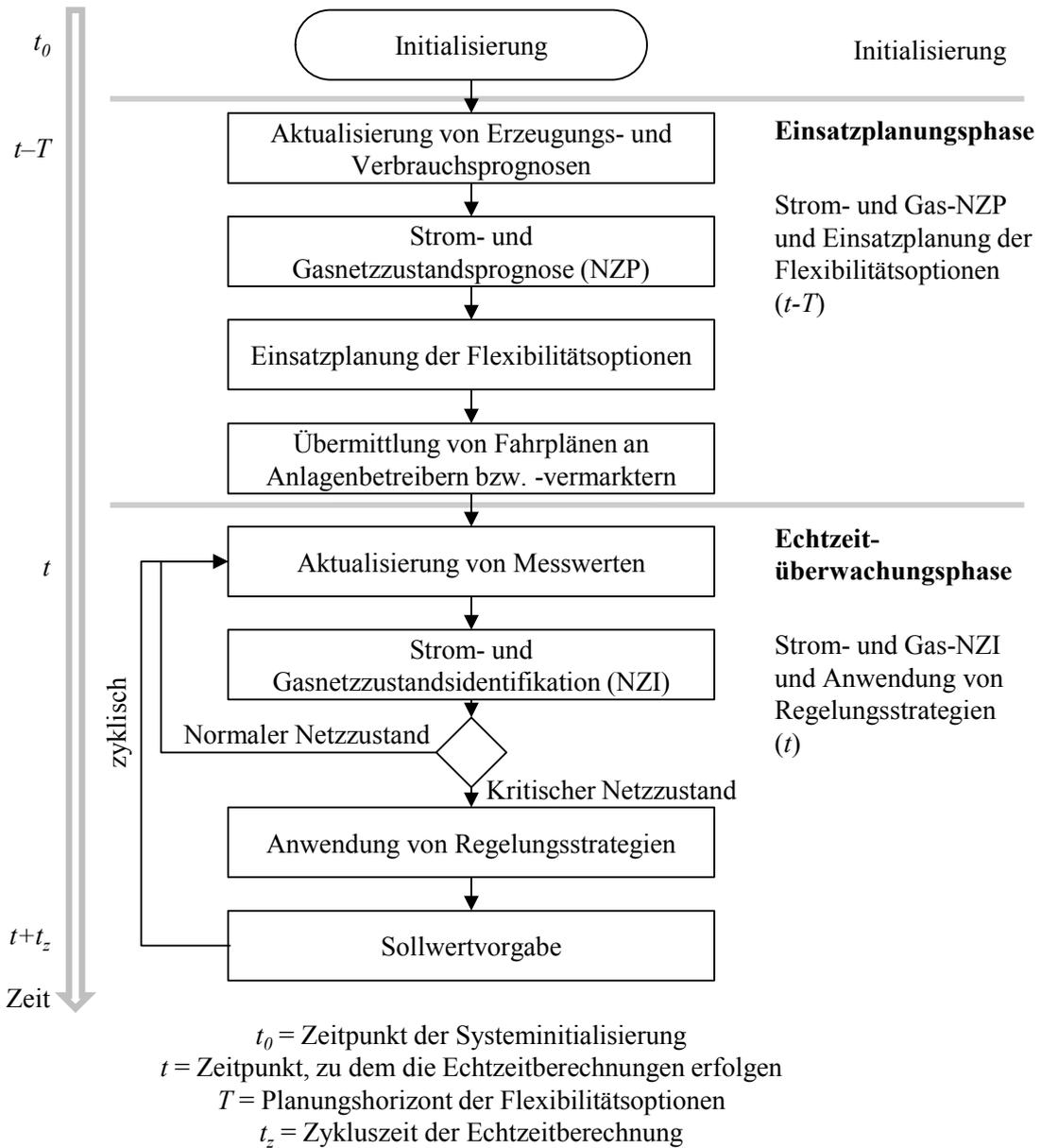


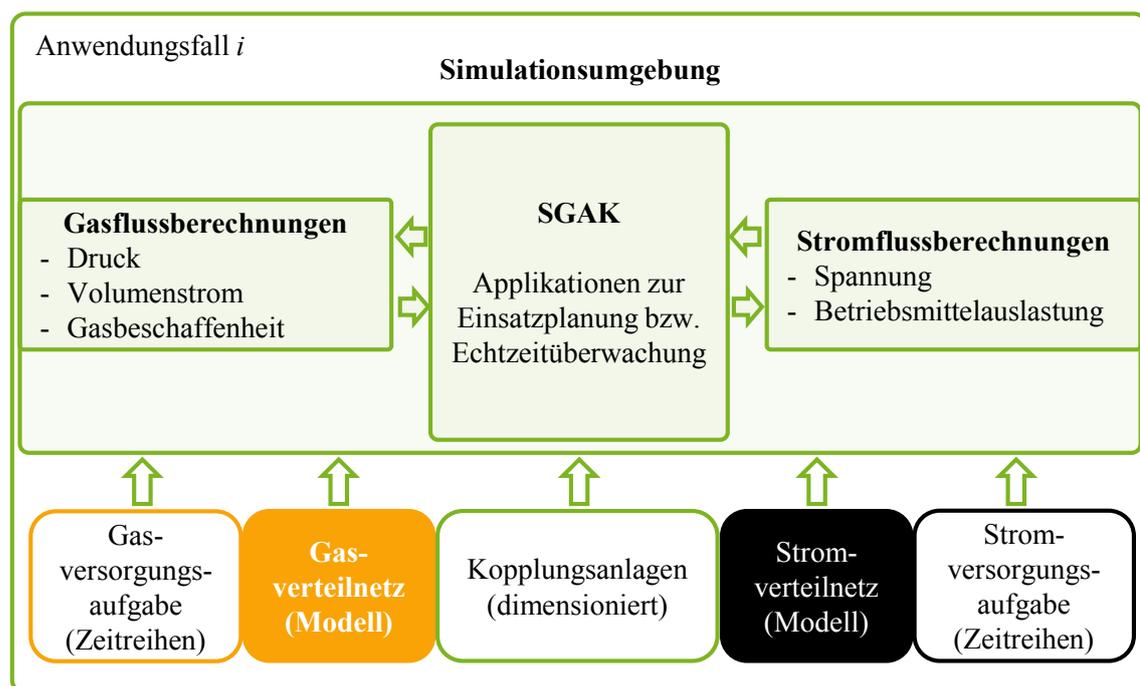
Abbildung 4-15: Gesamtkonzept zur gemeinsamen Strom- und Gasverteilsnetzautomatisierung (2)

Im folgenden Kapitel wird auf die Validierung dieses gemeinsamen Netzautomatisierungskonzeptes eingegangen.

5 Simulative Validierung des gemeinsamen Netzautomatisierungskonzepts

5.1 Methode zur Konzeptvalidierung

Das entwickelte Netzautomatisierungskonzept für gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze – SGAK – wird im weiteren Verlauf dieser Arbeit simulativ anhand von repräsentativen Energienetzen und Anwendungsfällen validiert. Die simulative Validierung des SGAK bedarf einer geeigneten Simulationsumgebung, welche sowohl eine übergreifende Strom- und Gasnetzrechnung, als auch die Nachbildung der Merkmale des SGAK, das heißt die Programmierung der Applikationen zur Einsatzplanung bzw. Echtzeitüberwachung, ermöglicht (siehe Abbildung 5-1). Eingangsparmeter für die Simulationsumgebung sind entsprechende Strom- und Gasverteilnetze mit angewendeten Versorgungsaufgaben in Form von Zeitreihen für die unterschiedlichen Anlagen beider Energienetze. Darüber hinaus bedarf die Simulation der Vordimensionierung und Positionierung der Kopplungsanlagen in Abhängigkeit vom zu simulierenden Anwendungsfall i .



SGAK Netzautomatisierungskonzept für gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze

Abbildung 5-1: Methode zur Validierung des Netzautomatisierungskonzepts für gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze

Die Inhalte dieses Kapitels gliedern sich wie folgt: Zunächst werden die Möglichkeiten zur übergreifenden Strom- und Gasflussberechnung erläutert. Anschließend wird der verfolgte Ansatz zur Entwicklung der Simulationsumgebung eingeführt und es werden ihre Merkmale

veranschaulicht. Dies wird von der Beschreibung der Versorgungsaufgaben auf Strom- und Gasseite sowie der Datengrundlage zur Konzeptvalidierung gefolgt. Abschließend werden die untersuchten Anwendungsfälle sowie die durchgeführten Simulationen vorgestellt und die Funktionsweise des SGAK aufgezeigt.

5.2 Übergreifende Strom- und Gasflussberechnung

Eine Stromflussberechnung – auch Lastflussberechnung genannt – wird unter Verwendung einer nichtlinearen Formulierung von Flussgleichungen im stationären Zustand durchgeführt. Häufig wird dabei die Newton-Raphson-Methode angewendet, um das erhaltene Gleichungssystem zu lösen [95]. Die Gleichung (13) gibt die Scheinleistung S am Knoten i (S_i) eines Stromnetzes an, wobei P_i für Wirkleistung, Q_i für Blindleistung und U_i für Spannung am Knoten i stehen und Y_{ik} für Admittanz zwischen den Knoten i und k steht. Die Variable k steht zusätzlich für Knoten, die mit dem Knoten i verbunden sind. Um die Rechenzeiten zu verkürzen, wird häufig die Methode der schnell entkoppelten Lastflussberechnung verwendet. Diese Methode vernachlässigt die Spannungswinkeldifferenzen entlang der Leitung und den Zusammenhang zwischen Wirkleistung und Spannung sowie Blindleistung und Phasenwinkel [96].

$$\underline{S}_i = P_i + jQ_i = \underline{U}_i \cdot \sum_{k=1}^N (Y_{ik} \cdot \underline{U}_k)^* \quad (13)$$

Der Gasfluss in Verteilnetzen wird üblicherweise im stationären Zustand modelliert, wobei Druckabfälle entlang der Rohrleitungen vom Volumenstrom abhängen [97] [98]. Die allgemeine Gleichung (14) wird häufig für verschiedene Druckniveaus verwendet. In dieser Gleichung ist Δp der Druckabfall, \dot{V}_b der Zweigvolumenstrom und K ein Koeffizient, der – abhängig von der gewählten Gleichung – die Länge und den Durchmesser der Rohrleitungen, den Reibungsfaktor, den Standarddruck, die Temperatur, die Gaskompressibilität, das spezifische Gewicht und einen empirischen Effizienzfaktor enthält [99]. Für Niederdrucknetze wird häufig die lineare Gleichung (15) angenommen (siehe [23] [100]).

$$\Delta p = K \cdot \dot{V}_b^2 \quad (14)$$

$$\Delta p = K \cdot \dot{V}_b \quad (15)$$

Um die Gleichungen des Gasflusses im stationären Zustand zu lösen, wurden verschiedene Methoden und Modifikationen zu diesen entwickelt [100]. Sie werden in Knoten- und Schleifenformulierungen und deren Variationen klassifiziert. Beispiele hierfür sind die Newton-Schleifen- und die Newton-Knoten-Methode. Für die Newton-Schleifen-Methode und ihre eindimensionale Form – die Hardy-Cross-Methode – ist der Fehler f der Schleife l bei den angenäherten Schleifenvolumenströmen \dot{V} durch die Gleichung (16) gegeben [100]. $\dot{V}_{z,0}$ enthält

dabei eine anfängliche Approximation der Zweigvolumenströme. Ihrerseits ist \mathbf{B} die Zweige-Schleifen-Inzidenzmatrix und b_{lk} steht für die Schleifenelemente von \mathbf{B} . ϕ bezeichnet die sogenannte *Flussfunktion* (siehe [100] zur ausführlichen Beschreibung der Methoden).

$$f_l(\dot{V}) = \sum_{k=1}^N b_{lk} \cdot [\phi(\dot{V}_{z,0} + \mathbf{B}^T \dot{V})] \quad (16)$$

Die im Gas enthaltene Energie E ist eine Funktion des Knotengasvolumen V_k und des Brennwertes H_s , die durch die Gleichung (17) gegeben ist. Änderungen der Gasbeschaffenheit, durch bspw. die Einspeisung von Wasserstoff aus PtGA (H_2) ins Gasnetz, beeinflussen die brenntechnischen Parameter des Gases (siehe Abschnitt 3.2.1) sowie die Volumenströme durch die Rohrleitungen. Niedrigere Brennwerte H_s des resultierenden Mischgases führen bei erhöhten Wasserstoffgehalten auch zu höheren Volumenströmen V_k bei konstantem Energieverbrauch.

$$E = V_k \cdot H_s \quad (17)$$

Eine erste Möglichkeit zur übergreifenden Berechnung von Strom- und Gasflüssen bei gekoppelten Energienetzen ist die Behandlung von dieser als ein integriertes Lastflussproblem. Hierbei können die Gleichungen für den stationären Strom- und Gasfluss in ein einziges Gleichungssystem integriert werden, das nach der Newton-Raphson-Methode gelöst wird [101] [102]. Die zweite Möglichkeit ist die sukzessive Berechnung der Strom- und Gasflüsse [102] [103]. Die Abbildung 5-2 stellt vereinfacht das sukzessive (a) und das integrierte (b) Verfahren zur Strom- und Gasflussberechnung dar, wobei als Beispiel die Abhängigkeit zwischen Wirkleistung P und Volumenstrom \dot{V} einer Kopplungsanlage veranschaulicht wird. Beim sukzessiven Verfahren (a) wird zunächst die Berechnung für eine der Energienetze durchgeführt, um die erhaltenen Flussergebnisse anschließend in die Flussberechnung des andern Energienetzes einfließen zu lassen. Beim integrierten Verfahren wird – wie zuvor erwähnt – eine einzige *Energieflussberechnung* durchgeführt [101].

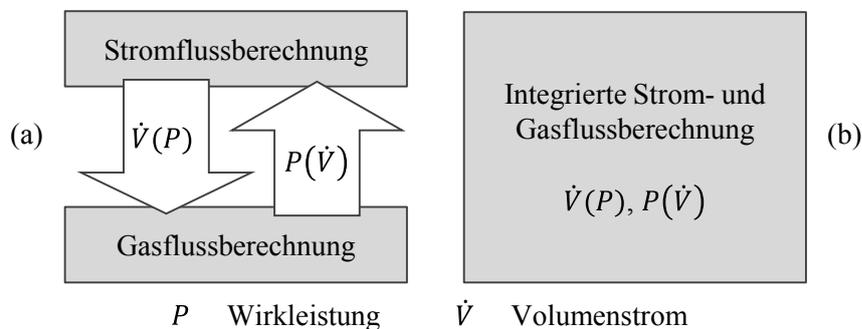


Abbildung 5-2: Darstellung der sukzessiven (a) und der integrierten (b) Strom- und Gasflussberechnung

Ein integriertes Strom- und Gasnetzmodell ist komplexer und enthält mehr Variablen und Annahmen als einzelne Energienetzmodelle [101]. Zusätzlich bieten die meisten kommerziell erhältlichen Simulationsumgebungen das integrierte Verfahren bisher nicht an. Darüber hinaus

stellt sich immer die Frage nach dem angemessenen Detaillierungsgrad der Strom- und Gasflussmodelle. Wie in [104] gezeigt, werden bei der übergreifenden Strom- und Gasflussberechnung Vereinfachungen bevorzugt, wie bspw. die Verwendung einer schnell entkoppelten Berechnung für die Stromflüsse sowie einer stückweise linearen Approximation für die Gasflüsse, da diese für einige Anwendungen von Vorteil sind. Aufgrund der Möglichkeit der Anwendung unterschiedlicher Berechnungsmethoden für die Lösung der einzelnen Strom- und Gasflussgleichungen wird daher häufig das sukzessive Verfahren empfohlen [102]. Im Rahmen dieser Arbeit wird aus den genannten Gründen das sukzessive Verfahren ausgewählt, wobei geeignete etablierte Software zur Entwicklung der Simulationsumgebung zur Verfügung steht.

5.3 Simulationsumgebung

Ausgehend vom sukzessiven Verfahren zur Strom- und Gasflussberechnung wird eine Simulationsumgebung bestehend aus der etablierten Software MATLAB, PSS-SINCAL-Strom und PSS-SINCAL-Gas entwickelt (siehe Abbildung 5-3). MATLAB dient dabei als Umgebung zur Programmierung der Merkmale und Applikationen des SGAK, wobei mehrere Annahmen, die im weiteren Verlauf dieses Abschnittes erläutert werden, einfließen. Wichtiger Entscheidungsfaktor zur Auswahl von PSS-SINCAL ist die Möglichkeit der externen Ansteuerung der einzelnen Strom- und Gasflussberechnungen über eine zusätzliche Software unter Verwendung einer verfügbaren Schnittstelle zur Interprozesskommunikation – engl. Component Object Model (COM) Interface [105]. Über die COM-Schnittstelle erhält MATLAB Zugriff auf den Berechnungskern von PSS-SINCAL und kann Informationen zu den Kopplungsanlagen sowie weiteren Simulationsparametern aus der Access-Datenbank von PSS-SINCAL auslesen und in diese schreiben. Die Strom- und Gasflussberechnungen werden somit in aufeinanderfolgenden Iterationen gemäß dem sukzessiven Verfahren durchgeführt. Dementsprechend werden die Ergebnisse aus der Access-Datenbank sukzessiv ausgelesen und innerhalb von MATLAB verarbeitet.

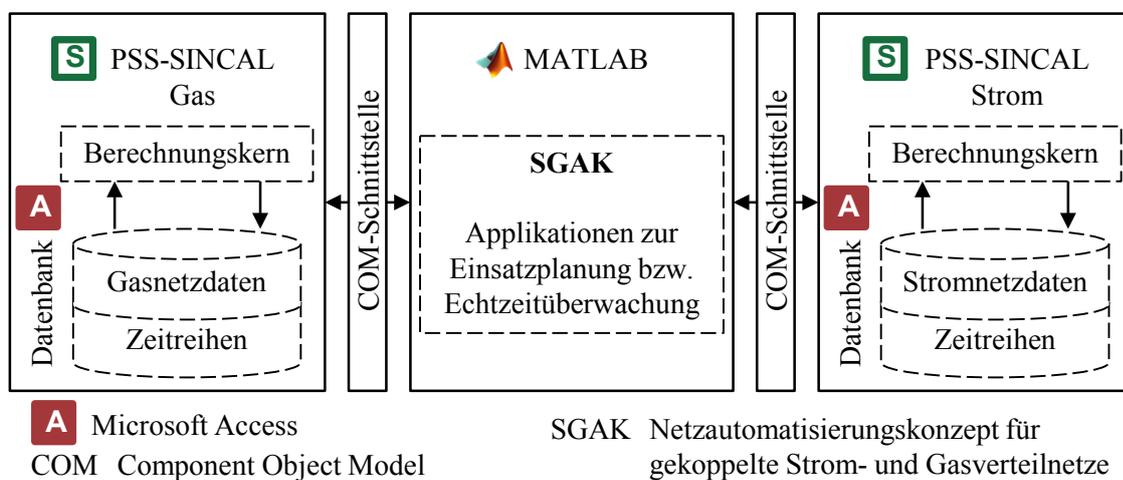


Abbildung 5-3: Schematische Darstellung der Simulationsumgebung zur Konzeptvalidierung

Die Strom- und Gasflüsse werden in PSS-SINCAL in ihrer nichtlinearen Formulierung modelliert. Die Berechnungssoftware verwendet die Newton-Raphson-Methode zur Berechnung der Stromflüsse und die Hardy-Cross-Methode für die Gasflüsse [106]. Die Ergebnisse der Gasflussberechnungen werden innerhalb der Berechnungssoftware mit den Kirchhoffschen Gesetzen validiert, wobei die Möglichkeit der Gasspeicherung im Gasnetz bisher nicht berücksichtigt wird. Dieses Merkmal stellt eine Einschränkung für die Simulation einer Volumenstromregelung mittels DDF an der GDRA dar, da eine Änderung des Drucksollwerts an der GDRA – bei gleichbleibendem Gasverbrauch – nicht direkt eine Änderung des Gasvolumenstroms an der GDRA bedeutet¹⁴. Zusätzlich wird in der ausgewählten Berechnungssoftware der Einfluss von Änderungen im Brennwert des Gases auf das Gasflussverhalten bisher nicht berücksichtigt, da die Berechnung mit Gaseinspeisungen von unterschiedlichen Brennwerten nicht möglich ist. Dieser Einfluss kann jedoch bei relativ gering angenommenen Wasserstoffgehalten – 10–20 Vol.-% – für die Zwecke dieser Arbeit vernachlässigt werden.

Die Einbindung der Kopplungsanlagen in die einzelnen Strom- und Gasnetzmodelle ist Grundvoraussetzung für die sukzessive Strom- und Gasflussberechnung. Im Stromnetz werden KWK als Erzeugungsanlagen und PtGA als Verbrauchsanlagen modelliert, während diese im Gasnetz umgekehrt behandelt werden. Auf diese Weise wird eine virtuelle Kopplung der Energienetzmodelle erzielt, wobei die Kopplungsanlagen aus Sicht der Berechnungssoftware typische Knotenelemente darstellen, die keine Sondermodellierung bedürfen. Die Netzknoten – im Folgenden „Knoten“ –, an denen die Kopplungsanlagen positioniert werden, hängen maßgeblich vom zu simulierenden Anwendungsfall ab, welcher wiederum von der Energienetzstruktur sowie der Versorgungsaufgabe abhängt. Die Tabelle 5-1 zeigt die allgemeinen Informationen von Knoten und Zweig- und Knotenelementen der Strom- und Gasnetzmodelle, welche zur eindeutigen Identifizierung verwendet werden, auf. Die IDs werden dabei von der Berechnungssoftware zugewiesen. Die Identifizierung der Netzabgänge wird zur Lokalisierung der kritischen Netzzustände bzw. Priorisierung der vorhandenen Flexibilitätsoptionen verwendet (siehe Abschnitt 5.3.3).

Tabelle 5-1: Allgemeine Information von Knoten und Zweig- und Knotenelementen der Strom- und Gasnetzmodelle

Knoten	Zweigelemente	Knotenelemente
Knoten ID	Element ID	Element ID
Name	Name	Name
Netzebene	Netzebene	Netzebene
Name Netzbereich	Name Knoten 1	Name Knoten
Name Netzabgang	Name Knoten 2	Elementtyp
	Elementtyp	Name Netzbereich
	Name Netzbereich	Name Netzabgang
	Name Netzabgang	

¹⁴ Auf den verfolgten Ansatz zum Umgang mit dieser Einschränkung wird im Abschnitt 5.3.2 eingegangen.

Ebenfalls fasst die Tabelle 5-2 die benötigten (physikalischen) Eingangsparameter von Zweig- und Knotenelementen der Strom- und Gasnetzmodelle zusammen. Als Zweigelemente werden in der Tabelle 5-2 Transformatoren sowie Strom- und Gasleitungen aufgezeigt. Die Voreinstellung in beiden Energienetzmodellen von Zeitreihen für alle Kopplungsanlagen sowie für weitere Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen¹⁵ – Knotenelemente – ist ebenfalls erforderlich. Die entsprechenden Zeitreihen IDs sollen diesen Knotenelementen zugewiesen werden.

Tabelle 5-2: (Physikalische) Eingangsparameter von Zweig- und Knotenelementen der Strom- und Gasnetzmodelle

	Parameter	Formelzeichen / Einheit				Parameter	Formelzeichen / Einheit	
Transformator	Bemessungsspannung 1	U_{r1}	kV	Knotenelement	Strom	Nennspannung	U_n	kV
	Bemessungsspannung 2	U_{r2}	kV			Bemessungswirkleistung	P_r	MW
	Bemessungsleistung	S_r	MVA			Leistungsfaktor	$\cos\varphi$	-
	Bezogene Kurzschlussspannung	u_k	%			Lastflusstyp	-	-
Stromleitung	Nennspannung	U_n	kV	Gas	Gas	Bemessungsvolumenstrom	\dot{V}	m ³ /h
	Länge	l	km			Nennndruck	p	bar
	Querschnitt	q	mm ²			Beide	Zeitreihe ID	-
	Widerstandsbelag	R	Ω/km	Skalierungsfaktor	f		-	
	Reaktanzbelag	X	Ω/km	Gasleitung	Länge		l	km
	Kapazitätsbelag	c	nF/km		Innendurchmesser		d	mm
	Thermischer Grenzstrom	I_{th}	kA		Sandrohrrauigkeit	R_r	mm	

- Nicht zutreffend

Ein weiterer wichtiger Punkt geht die globalen Eingangsparameter der Simulationsumgebung an. Diese betreffen, einerseits, die Betriebsmittelauslastungs- und Spannungsgrenzen im Stromnetzmodell und, andererseits, die Druckgrenzen, den Brennwert, die Dichte ρ , den Luftdruck p_{luft} , die dynamische Viskosität μ , die Sutherlandskonstante C , den Adiabatenexponent κ und den Kompressibilitätsfaktor z des Gases im Gasnetzmodell. Die dynamische Viskosität und die Sutherlandskonstante sind Teil des Sutherlandsmodells nach der Gleichung (18), welches von der Berechnungssoftware zur Ermittlung unter anderem der Reynoldszahl Re nach der Gleichung (19) berücksichtigt wird. Bei angenommener Temperatur T gleich der Referenztemperatur T_0 entspricht die dynamische Viskosität eines Gases nach der Gleichung (18) der Referenzviskosität μ_0 . In der Gleichung (19) entspricht v der Strömungsgeschwindigkeit des Gases entlang einer Rohrleitung und d der charakteristischen

¹⁵ Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen beider Energienetze

Länge. Bei Rohrströmungen wird der Innendurchmesser d als charakteristische Länge angenommen, da dieser das dreidimensionale Ausmaß einer Rohrleitung charakterisiert [107].

$$\mu = \mu_0 \left(\frac{T_0 + C}{T + C} \right) \left(\frac{T}{T_0} \right)^{3/2} \quad (18)$$

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot d}{\mu} \quad (19)$$

Der Adiabatenexponent κ ist das Verhältnis der Wärmekapazitäten eines Gases bei konstantem Druck C_p und bei konstantem Volumen C_v . Der Kompressibilitätsfaktor z beschreibt die Abweichung des realen Gases vom Verhalten eines idealen Gases und wird von der Berechnungssoftware zur Bestimmung der Zustandszahl Z nach der Gleichung (20) verwendet, welche das Verhältnis eines Gasvolumens im Normzustand V_n zum Gasvolumen im Betriebszustand V_B beschreibt. Zur Bestimmung der Zustandszahl werden zusätzlich die Normtemperatur T_n , der Normluftdruck p_n , die relative Luftfeuchtigkeit φ sowie der Sättigungsdruck p_s des Gases benötigt [107]. Die Gleichungen (18) bis (20) dienen zur Bestimmung der Eingangsparameter der Simulationsumgebung in Abhängigkeit von den bekannten Parametern.

$$Z = \frac{V_n}{V_B} = \frac{T_n}{T} \left(\frac{p_{luft} + p + \varphi \cdot p_s}{p_n} \right) \frac{1}{z} \quad (20)$$

Des Weiteren wird die Nachbildung der Funktionen des SGAK in der Simulationsumgebung in enger Anlehnung an das im Abschnitt 4.4.2 veranschaulichte Gesamtkonzept zum SGAK durchgeführt. Beispielsweise wird bei der *Aktualisierung von Messwerten* (siehe Abbildung 4-15) eine Strom- bzw. Gasflussberechnung in PSS-SINCAL aus MATLAB gestartet und es werden anschließend die Ergebnisse – Messwerte – aus der Access-Datenbank ausgelesen und weiterverarbeitet. Die wichtigsten einfließenden Annahmen werden im Folgenden näher erläutert. Zur Entwicklung der Simulationsumgebung werden Stromverteilnetze der MS-Ebene sowie Gasverteilnetze der MD- und HD-Ebene verwendet; weitere Netzebenen der Strom- und Gasverteilnetze werden nicht untersucht.

5.3.1 Netzzustandsprognose und -identifikation

Die Simulation der Strom- und Gas-NZP verwendet die in der Access-Datenbank für alle Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen – Knotenelemente – abgelegten Zeitreihen als Prognosezeitreihen. Nach der Erteilung eines Rechenbefehls an PSS-SINCAL-Strom bzw. -Gas sowie nach dem Auslesen der Ergebnisse aus der Access-Datenbank werden die Strom- bzw. Gasfluss-ergebnisse in MATLAB-Tabellen abgespeichert. Die Tabelle 5-3 zeigt die für jeden Zeitschritt ausgelesenen Ergebnisse für Knoten und Zweig- und Knotenelemente im Einzelnen auf. Der Parameter *Ampel Zustand* von Knoten und Zweigelementen gibt Informationen über die Einhaltung bzw. Verletzung der Grenzwerte der Betriebsparameter, welche in die Simulations-

umgebung unter Berücksichtigung der technischen Rahmenbedingungen der einzelnen Energienetze (siehe Abschnitt 3.1.1 und Abschnitt 3.2.1) eingegeben werden¹⁶. Ampelzustände, welche den Betriebszustand (ein- oder ausgeschaltet) von Knotenelementen – Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen – signalisieren, stehen ebenfalls zur Verfügung. Bei den Ergebnissen von Knotenelementen wird zwischen Erzeugung (bzw. Einspeisung) und Verbrauch anhand der Zeichen der entsprechenden Parameter unterschieden. Für Zweigelemente werden Ergebnisse für den Anfang sowie das Ende des Zweiges ausgelesen und entsprechend berücksichtigt.

Tabelle 5-3: Ergebnisse der Strom- und Gasflussberechnung

	Stromflussberechnung			Gasflussberechnung		
	Parameter	Formelzeichen Einheit		Parameter	Formelzeichen Einheit	
Knoten	(Bezogene) Spannung	U/U_n	%	Druck	p	bar
	Winkel zur Slackspannung	φ_U	°	Ampel Zustand	-	-
	Ampel Zustand					
Zweigelement	Wirkleistung	P	MW	Volumenstrom	\dot{V}	m ³ /h
	Blindleistung	Q	Mvar	Strömungsgeschwindigkeit	v	m/s
	Leistungsfaktor	$\cos\varphi$		Druckabfall	Δp	bar
	Strom	I	A	Ampel Zustand	-	-
	Auslastung	I/I_{th}	%			
	Wirkleistungsverluste	ΔP	MW			
	Blindleistungsverluste	ΔQ	Mvar			
	Ampel Zustand					
Knoten-element	Wirkleistung	P	MW	Volumenstrom	\dot{V}	m ³ /h
	Blindleistung	Q	Mvar	Ampel Zustand	-	-
	Leistungsfaktor	$\cos\varphi$	-			
	Ampel Zustand	-	-			

- Nicht zutreffend

Die Zuverlässigkeit der prognostizierten (kritischen) Strom- und Gasnetzzustände sowie die in der Einsatzplanungsphase erstellten Fahrpläne hängen in der Realität unter anderem von der Güte der Prognosen für Stromerzeugung und -verbrauch sowie Gaseinspeisung und -verbrauch ab, welche nicht vollständig verlässlich sind. In der Echtzeitüberwachungsphase ist somit mit abweichenden Strom- und Gasnetzzuständen gegenüber der Einsatzplanungsphase sowie ggf. mit differierenden Flexibilitätsanforderungen zu rechnen. Die Simulation der Strom- und Gas-NZI nimmt daher zur Nachbildung der Echtzeitüberwachungsphase zufällig generierte Abweichungen von den in der Strom- und Gas-NZP verwendeten Zeitreihen für Knotenelemente des Stromnetzmodells an. Diese werden durch die Manipulation der Skalierungsfaktoren f für Wirkleistung der Knotenelemente eingefügt (siehe Tabelle 5-2, Knotenelement). Die Zeitreihen

¹⁶ Die angegebenen Grenzwerte der Betriebsparameter werden bei der Beschreibung der simulierten Anwendungsfälle näher erläutert (siehe Abschnitt 5.4.2).

für Knotenelemente des Gasnetzmodelles, die Volumenströmen entsprechen, werden ohne Manipulation angenommen. Auf diese Weise wird den Schwankungen in der Stromerzeugung sowie dem -verbrauch – unter Berücksichtigung des Stromverteilnetzes als Führendes der gekoppelten Energienetze – eine wichtigere Rolle im Vergleich zu den Schwankungen in der Gaseinspeisung sowie dem -verbrauch zugewiesen. Die manipulierten Skalierungsfaktoren verursachen in der Echtzeitüberwachungsphase eine zufällige Strom-Übererzeugung bzw. einen zufälligen Strom-Überverbrauch gegenüber der Einsatzplanungsphase in den entsprechenden Knotenelementen. Die Anzahl der manipulierten Tageswerte einer Zeitreihe kann ohne Restriktion ausgewählt werden. In den Simulationen dieser Arbeit wird eine Spannbreite von 5 % bis 15 % für die zufällig generierten Abweichungen und einen Wert von 50 % für die Anzahl der manipulierten Tageswerte festgelegt, um möglichst einen angemessenen Unterschied zwischen Einsatzplanungs- und Echtzeitüberwachungsphase darzustellen. Referenzwerte hierzu können in [91] nachgeschlagen werden.

Hinsichtlich der brenntechnischen Parameter der Gase – Brennwert, Wobbe-Index und relative Dichte – werden für die Strom- und Gas-NZP konstante Referenzwerte angenommen, während für die Strom- und Gas-NZI eine Zeitreihe mit schwankenden Werten verwendet wird (siehe Abschnitt 5.4.2). Die Ergebnisse der Strom- und Gas-NZI werden als exakt angesehen – nicht geschätzt, wie es bei der Implementierung in einer SGAS der Fall ist. Das Zeitintervall der Simulationen kann $\Delta t = 15 \text{ min}$ bis $\Delta t = 1 \text{ h}$ betragen. Die Untersuchung von kürzeren Zeitintervallen wird für die Zwecke dieser Arbeit als nicht erforderlich erachtet.

5.3.2 Flexibilitätsbedarfsermittlung

Als eine von zwei wichtigen Prämissen zum Betrieb der gekoppelten Strom- und Gasverteilnetze wird im Abschnitt 3.3.2 herausgearbeitet, dass die Gasverteilnetze ausreichende Netzkapazitäten durch die Nutzung gasseitiger Flexibilitätsoptionen den Stromverteilnetzen zur Verfügung stellen sollen. Diese Prämisse wird in der Simulation des SGAK in der Form berücksichtigt, dass im Rahmen des sukzessiven Verfahrens zur Strom- und Gasflussberechnung die Ermittlung und Analyse des Gasnetzzustands zum Zeitpunkt t als Erstes erfolgt. Damit werden – vor der Ermittlung und Analyse des Stromnetzzustands –, das vorhandene Wasserstoffeinspeisepotenzial $\dot{V}_{H_2}^{max}(t)$ und die Druckunterschiede $\Delta p_o(t)$, $\Delta p_u(t)$ und $\Delta p(t)$ nach den Gleichungen (23), (24) und (25) bestimmt. Δp_o und Δp_u stellen den Druckunterschied des ermittelten maximalen Druckes zum Zeitpunkt t am Knoten i ($p_i^{max}(t)$) zum maximal zulässigen Druck p^{max} bzw. den Druckunterschied des ermittelten minimalen Druckes zum Zeitpunkt t am Knoten j ($p_j^{min}(t)$) zum minimalen zulässigen Druck p^{min} dar. $p_i^{max}(t)$ und $p_j^{min}(t)$ werden durch die Gleichungen (21) und (22) bestimmt. $p_i^{max}(t)$ tritt bei einseitig gespeisten Gasverteilnetzen am Knoten der GDRA auf; der Knoten j , an dem $p_j^{min}(t)$ auftritt, wird häufig als Netzschlechtpunkt bezeichnet. $p_1(t), \dots, p_k(t), \dots$, bis $p_N(t)$ sind die ermittelten Drücke an den Knoten $1, \dots, k, \dots$,

bis N , wobei N der Anzahl an Knoten im Gasverteilnetz entspricht. $\Delta p(t)$ stellt den Druckanstieg bzw. -abfall im Gasverteilnetz dar.

$$p_i^{max}(t) = \max(p_1(t); \dots; p_k(t); \dots; p_N(t)) \quad (21)$$

$$p_j^{min}(t) = \min(p_1(t); \dots; p_k(t); \dots; p_N(t)) \quad (22)$$

$$\Delta p_o(t) = p^{max} - p_i^{max}(t) \quad (23)$$

$$\Delta p_u(t) = p_j^{min}(t) - p^{min} \quad (24)$$

$$\Delta p(t) = p_i^{max}(t) - p_j^{min}(t) \quad (25)$$

Falls $\Delta p_o(t)$ oder $\Delta p_u(t)$ negative Werte annehmen, handelt es sich um eine Druckbandverletzung. Diese wird in der Simulation zusätzlich für jeden Knoten von den entsprechenden Ampeln signalisiert. Zur Vermeidung bzw. Behebung von kritischen Druckzuständen wird in der entwickelten Simulationsumgebung die DDF implementiert. Der Druckflexibilitätsbedarf $\Delta p^{flex}(t)$ bei Druckbandunterschreitungen wird durch die Gleichung (27) gegeben. $\Delta p^{soll}(t)$ stellt die Solldruckflexibilität – ohne Berücksichtigung der oberen Druckgrenze – zur Erreichung des Solldruckes p_j^{soll} am Netzschlechtepunkt dar. Die obere Druckgrenze wird bei $\Delta p^{flex}(t)$ in der Gleichung (27) durch den max Bestandteil so berücksichtigt, dass keine Druckbandüberschreitungen möglich sind. Diese Druckbandverletzungen sind generell weniger relevant, da sie aufgrund der geringen dezentralen Integration von Gaseinspeiseanlagen im Gasverteilnetz – im Vergleich zur Integration von Stromerzeugungsanlagen im Stromverteilnetz – sehr selten auftreten.

$$\Delta p^{soll}(t) = p_j^{soll}(t) - p_j^{min}(t) \quad (26)$$

$$\Delta p^{flex}(t) = \Delta p^{soll}(t) - \max(\Delta p^{soll}(t) - \Delta p_o(t); 0) \quad (27)$$

Der Drucksollwert $p_i^{flex}(t)$ an der am Knoten i angeschlossenen GDRA wird dann durch die Gleichung (28) gegeben.

$$p_i^{flex}(t) = p_i(t) + \Delta p^{flex}(t) \quad (28)$$

Da die ausgewählte Berechnungssoftware die Möglichkeit der Gasspeicherung im Gasnetz bisher nicht berücksichtigt, bedeutet eine DDF keine direkte Änderung des Gasvolumenstroms an der GDRA – bei gleichbleibendem Gasverbrauch –. Somit kann eine DDF in der Simulationsumgebung nicht zur Einhaltung der Gasbeschaffenheit des Mischgases angewendet werden, da diese keinen Einfluss darauf hat. Die Einhaltung der Gasbeschaffenheit wird einerseits durch eine

direkte Volumenstromregelung an PtGA (H₂) mittels DEM durchgeführt. Andererseits kann die Volumenstromregelung an Gasverbrauchern mittels DLM angewendet werden, da diese eine direkte Änderung des Gasvolumenstroms an der GDRA in der ausgewählten Berechnungssoftware verursacht [106]. Im ersten Fall wird lediglich auf das maximale Wasserstoffeinspeisepotenzial $\dot{V}_{H_2}^{max}(t)$ geachtet und der einzuspeisende Wasserstoffvolumenstrom $\dot{V}_{H_2}(t)$ entsprechend eingestellt. $\dot{V}_{H_2}^{max}(t)$ wird in der Simulationsumgebung durch die Gleichung (29) gegeben, welche die allgemeine Gleichung (3) modifiziert (aufgrund der nicht Berücksichtigung der Gasspeicherung im Gasnetz).

$$\dot{V}_{H_2}^{max}(t) = x^{max}(t) \cdot \dot{V}_G(t) \quad (29)$$

Im zweiten Fall wird durch das DLM eine Erhöhung des Volumenstroms des Grundgases $\dot{V}_G(t)$, der unmittelbar vor dem Wasserstoffeinspeisepunkt auftritt, verursacht. Der Volumenstromflexibilitätsbedarf zur Ermöglichung des Sollwasserstoffgehalts $x^{soll}(t)$ am Wasserstoffeinspeisepunkt, welcher einem Sollwasserstoffvolumenstrom $\dot{V}_{H_2}^{soll}(t)$ entspricht, wird durch die Gleichung (30) ermittelt. Der Volumenstromsollwert $\dot{V}_k^{flex}(t)$ eines am Knoten k angeschlossenen Gasverbrauchers wird dann durch die Gleichung (31) gegeben.

$$\Delta \dot{V}^{flex}(t) = \frac{\dot{V}_{H_2}^{soll}(t)}{x^{soll}(t)} - \dot{V}_G(t) \quad (30)$$

$$\dot{V}_k^{flex}(t) = \dot{V}_k(t) + \Delta \dot{V}^{flex}(t) \quad (31)$$

Im Rahmen des sukzessiven Verfahrens zur Strom- und Gasberechnung wird der Stromnetz-zustand zum Zeitpunkt t anschließend ermittelt und analysiert. Zur Vermeidung bzw. Behebung von kritischen Spannungszuständen wird in der entwickelten Simulationsumgebung die DSR am rUWT implementiert. Da Druck und Spannung analoge physikalische Größen und daher die DDF und die DSR am rUWT analoge Regelungsstrategien sind, wird in der Simulationsumgebung ähnlich für kritische Druck- und Spannungszustände vorgegangen. Da die Funktionsweise und Wirksamkeit einer DSR am rUWT in früheren Arbeiten im ausreichenden Maße untersucht und nachgewiesen wurde (siehe [81] [82] [83]) wird die Thematik der Spannungshaltung im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter erläutert. Hinsichtlich der Netzbetriebsmittel – Zweigelemente (Transformatoren und Stromleitungen) – wird die Verletzung der festgelegten Auslastungsgrenzen durch die entsprechenden Ampeln signalisiert (siehe Tabelle 5-3). Der Scheinleistungsflexibilitätsbedarf $\Delta S^{flex}(t)$ bei Verletzung der festgelegten Auslastungsgrenze eines Netzbetriebsmittels b zur Erreichung der Sollscheinleistung $S_b^{soll}(t)$ wird durch die Gleichung (32) gegeben. $S_b^{soll}(t)$ wird in der Simulationsumgebung im Fall einer Stromleitung b durch die Gleichung (33) ermittelt. Dabei sind $S_b(t)$ die ermittelte Scheinleistung, $I_b(t)/I_{th,b}$ die ermittelte Auslastung und $I_b^{soll}/I_{th,b}$ die Sollauslastung bzw. I_b^{soll} der Sollstrom und $I_{th,b}$ der thermische Grenzstrom der Stromleitung.

$$\Delta S^{flex}(t) = S_b^{soll}(t) - S_b(t) \quad (32)$$

$$S_b^{soll} = \frac{(I_b^{soll}/I_{th,b}) \cdot S_b(t)}{I_b(t)/I_{th,b}} \quad (33)$$

$S_b^{soll}(t)$ besteht ebenfalls aus Sollwirkleistung $P_b^{soll}(t)$ und Sollblindleistung $Q_b^{soll}(t)$. Bei reiner Wirkleistungsregelung mittels DEM wird Q_b^{soll} gleich der ermittelten Blindleistung $Q_b(t)$ des Netzbetriebsmittels angenommen und somit wird $P_b^{soll}(t)$ durch die Gleichung (34) und der Wirkleistungsflexibilitätsbedarf $\Delta P^{flex}(t)$ durch die Gleichung (35) gegeben¹⁷. Dabei ist $P_b(t)$ die ermittelte Wirkleistung des Netzbetriebsmittels.

$$P_b^{soll}(t) = \sqrt{S_b^{soll^2}(t) - Q_b^2(t)} \quad (34)$$

$$\Delta P^{flex}(t) = P_b^{soll}(t) - P_b(t) \quad (35)$$

Die Sollwertvorgabe zur Vermeidung bzw. Behebung einer Grenzwertverletzung (GWV) von Netzbetriebsmitteln wird im folgenden Abschnitt mit der implementierten Priorisierung von Flexibilitätsoptionen erläutert.

5.3.3 Priorisierung der Flexibilitätsoptionen bei Grenzwertverletzungen von Netzbetriebsmitteln

Grundvoraussetzung für die Priorisierung der Flexibilitätsoptionen ist die korrekte Zuordnung von Knoten und Zweig- und Knotenelementen des Stromnetzmodells zu elektrisch zusammenhängenden Netzabgängen und Netzbereichen, wie es in der Tabelle 5-1 gezeigt wird. So wird in der Simulationsumgebung erkannt, einerseits, in welchem Netzabgang bzw. -bereich eine GWV ermittelt wird und, andererseits, ob eine vorhandene Flexibilitätsoption Einfluss auf die ermittelte GWV hat oder nicht, da sie sich innerhalb desselben Netzabgangs bzw. -bereiches befindet. Die Abbildung 5-4 veranschaulicht anhand eines Stromverteilsnetzes der MS-Ebene die einzustellende Zuordnung. Im aufgezeigten Stromverteilsnetz werden drei Netzbereiche identifiziert (Netzbereich UW, sowie Netzbereich 1 und Netzbereich 2). Dem Netzbereich 2 werden dabei zwei Netzabgänge untergeordnet (Netzabgang 2-1 sowie Netzabgang 2-2). Die Nutzung der charakteristischen Matrizen der Stromnetze, nämlich Admittanzmatrix \mathbf{Y} , Funktionalmatrix \mathbf{F} sowie Sensitivitätsmatrix \mathbf{S} zur Priorisierung der Flexibilitätsoptionen – wie es der Ansatz in früheren Arbeiten war [16] [81] [82] – muss so in der Simulationsumgebung nicht implementiert werden (siehe auch [95] zur ausführlichen Beschreibung dieser Thematik).

¹⁷ Da eine Blindleistungsregelung häufig eine verhältnismäßig geringere Wirkung auf die Betriebsmittelauslastung als eine Wirkleistungsregelung hat [13] [119], wird diese im Rahmen der Simulationsumgebung nicht berücksichtigt.

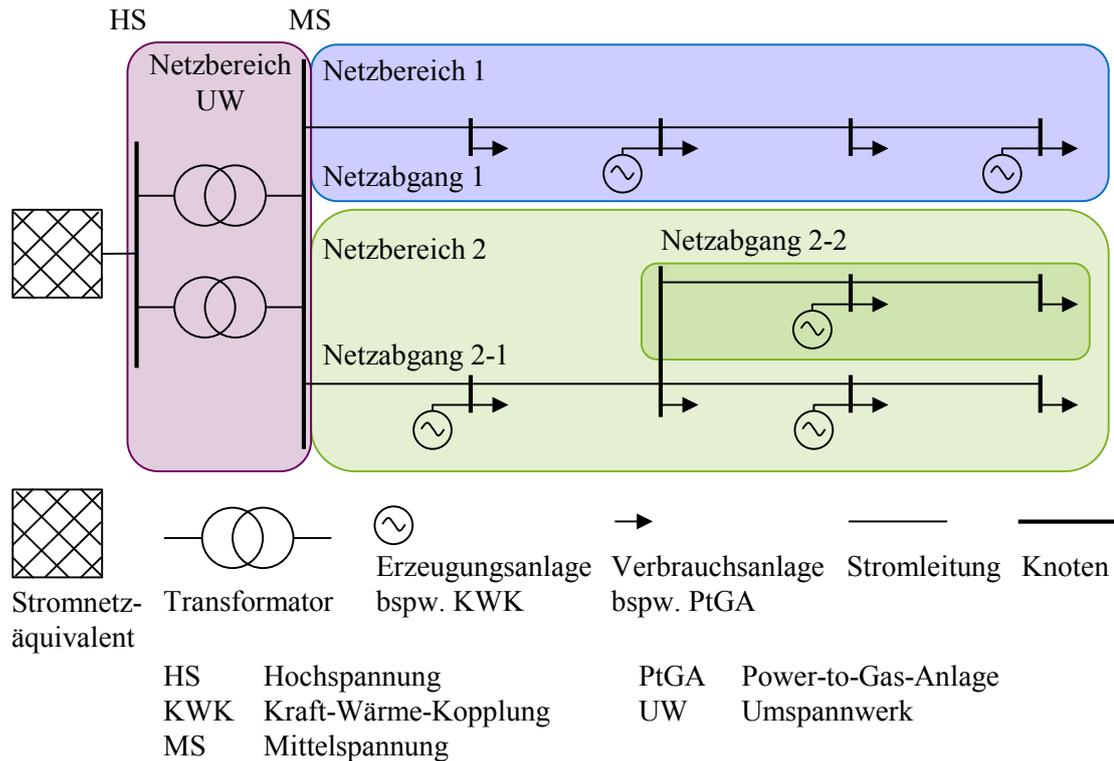


Abbildung 5-4: Zuordnung von Knoten und Zweig- und Knotenelementen zu elektrisch zusammenhängenden Netzabgängen und Netzbereichen im Stromnetzmodell

Nach Lokalisierung der GWV sowie nach Ermittlung der Flexibilitätsoptionen mit Einfluss darauf, werden diese anhand der Entfernung zur GWV priorisiert. Die Entfernung einer Flexibilitätsoption zur GWV wird dabei anhand der Summe der Leitungslängen zwischen dem Knoten der GWV und dem Knoten der Flexibilitätsoption ermittelt. Der Wirkleistungswert $P_k^{flex}(t)$ an der am Knoten k angeschlossenen und priorisierten Flexibilitätsoption, das heißt, an der Flexibilitätsoption mit der geringsten Entfernung zur GWV, wird durch die Gleichung (36) gegeben. Falls der Flexibilitätsbedarf größer als die verfügbare Flexibilität der als ersten priorisierten Flexibilitätsoption ist, werden weitere Flexibilitätsoptionen entsprechend ihrer Position in der aufsteigenden Sortierung der Entfernungen zur GWV eingesetzt. Bei der Ermittlung von mehreren GWV innerhalb eines Netzbereiches bzw. eines Netzabgangs wird dabei das Netzbetriebsmittel mit der höchsten Auslastung priorisiert.

$$P_k^{flex}(t) = P_k(t) + \Delta P^{flex}(t) \quad (36)$$

Weitere Priorisierungen werden in Abhängigkeit der spezifischen Annahmen und Ziele des simulierten Anwendungsfalls vorgenommen. Ist bspw. die Abregelung von EE-Erzeugungsanlagen nicht erwünscht oder sollen dabei die Einsatzkosten der Flexibilitätsoptionen (Anlagen) berücksichtigt werden, so werden im ersten Fall anderen Flexibilitätsoptionen vorrangig behandelt und im zweiten Fall die günstigsten eingesetzt. Die Tabelle 5-4 fasst die in der entwickelten Simulationsumgebung nachgebildeten Regelungsstrategien und verfügbaren

Flexibilitätsoptionen zusammen. Wie bereits erwähnt wurde, werden in der Simulationsumgebung Stromverteilnetze der MS-Ebene sowie Gasverteilnetze der MD- und HD-Ebene verwendet. Weitere Netzebenen der Strom- und Gasverteilnetze werden bisher nicht untersucht, wobei die Erzeugung (bzw. Einspeisung) und der Verbrauch der nachgelagerten Netzebenen aggregiert berücksichtigt werden. Eine korrekte Funktionsweise und Anwendung der entwickelten Simulationsumgebung auf die weiteren Netzebenen ist dennoch zu erwarten.

Tabelle 5-4: Nachgebildete Regelungsstrategien und verfügbare Flexibilitätsoptionen

Betriebskonzept bzw. Regelungsstrategie	Flexibilitätsoption
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dynamische Spannungsregelung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Regelbarer UW-Transformator
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dynamische Druckfahrweise 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gasdruckregelanlage
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dynamisches Einspeise- bzw. Lastmanagement 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Photovoltaikanlage ▪ Windenergieanlage ▪ Kraft-Wärme-Kopplungsanlage ▪ Power-to-Gas-Anlage ▪ Flexible Gasverbraucher

5.4 Versorgungsaufgaben und Datengrundlage

Zur Definition der Versorgungsaufgaben der zu untersuchenden Energienetze wird besonders auf die Ergebnisse der parallel zur Erstellung dieser Arbeit veröffentlichten „Potenzialstudie von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen“ zurückgegriffen [26]. Wie der Name sagt, werden in der Studie die bestehenden Potenziale für die Installation von PtGA als Kopplungsanlagen zwischen Strom- und Gasverteilnetzen mit dem besonderen Ziel der Reduzierung von Stromnetzausbaukosten analysiert. Als eine der Besonderheiten der Studie werden deutschlandweite Strom- und Gasversorgungsaufgaben auf Gemeindeebene identifiziert und nach *Versorgungsclustern* unterschieden. Ziel der Anwendung eines Clusterungsverfahrens ist die Identifikation von typischen Versorgungsaufgaben, um anhand weniger aber dafür repräsentativer Untersuchungen Aussagen über das gesamte deutsche Netzgebiet mittels einer Hochrechnung der spezifischen Ergebnisse treffen zu können. Als Ergebnis wird die in der Abbildung 5-5 aufgezeigte Einteilung der deutschen Gemeinden in neun Versorgungscluster vorgenommen. Die Prozentsätze in Klammern geben dabei den Anteil der Gemeinden innerhalb des jeweiligen Versorgungsclusters an. Der Energieverbrauch bezieht sich sowohl auf den Strom- als auch auf den Gasverbrauch der Gemeinden, da angenommen wird, dass diese auf Gemeindeebene miteinander korrelieren¹⁸ [26].

Die Studie identifiziert ein hohes technisches und wirtschaftliches Potenzial für PtGA zur Reduzierung von Stromnetzausbaukosten insbesondere in Gemeinden des Versorgungsclusters 9 (C9: Moderate PVA-Leistung, sehr hoher Energieverbrauch) – im Fall von PtGA (H₂) – sowie in

¹⁸ Zur Bestimmung der Versorgungscluster wurden ausschließlich Gasverbräuche der gesamten Gemeinden verwendet [26].

Gemeinden des Versorgungsclusters 2 (C2: Geringe EEA-Leistung, geringer Energieverbrauch) und des Versorgungsclusters 8 (C8: Moderate PVA-Leistung, hoher Energieverbrauch) – im Fall von PtGA (CH_4). Der Einsatz von PtGA (H_2) kann dabei insbesondere von höheren Volumenströmen im Gasverteilnetz – durch hohen Gasverbrauch – bei gegebenem Bedarf an Stromnetzausbau profitieren.

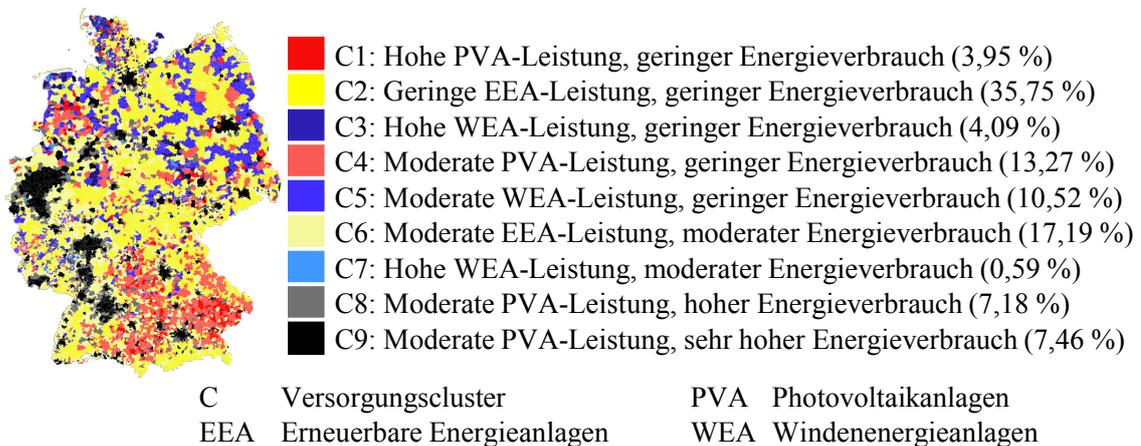


Abbildung 5-5: Einteilung der deutschen Gemeinden in neun repräsentative Versorgungscluster, modifiziert aus [26]

Die Ergebnisse dieser Studie werden als Orientierung in der Definition der im Rahmen dieser Arbeit zu untersuchenden Versorgungsaufgaben und Testenergienetze verwendet. Im Folgenden wird die Datengrundlage zur Validierung des SGAK erläutert. Dies betrifft die Testenergienetze und die technischen Eingangsparameter und Randbedingungen.

5.4.1 Testenergienetze

Als Testenergienetze werden zwei Paare von realen georeferenzierten Strom- und Gasverteilnetzen verwendet. Das erste Paar besteht aus Energienetzen einer Gemeinde des Versorgungsclusters 9 und weist somit einen sehr hohen Energieverbrauch im Status Quo auf. Die Abbildung 5-6 zeigt die Struktur dieser Energienetze auf: MS-Stromverteilnetz (links) und MD-Gasverteilnetz (rechts). Das Stromverteilnetz der MS-Ebene wird dabei von einem UW gespeist, welches die Spannung von $U_n = 30 \text{ kV}$ auf $U_n = 10 \text{ kV}$ umwandelt (siehe Abbildung 5-6 (links), UW 1). Das Gasverteilnetz der MD-Ebene verfügt über die Möglichkeit der ein- oder zweiseitigen Gaseinspeisung durch GDRA (siehe Abbildung 5-6 (rechts), GDRA 1-1 und GDRA 1-2). Betriebsdruck (OP) des Gasverteilnetzes ist $p = 0,65 \text{ bar}$. Das zweite Paar besteht aus Energienetzen einer Gemeinde des Versorgungsclusters 8 und weist dementsprechend einen hohen Energieverbrauch im Status Quo auf. Die Abbildung 5-7 zeigt die Struktur dieser Energienetze auf: MS-Stromverteilnetz (links) und HD-Gasverteilnetz (rechts). Die Nennspannung des Stromverteilnetzes ist ebenfalls $U_n = 10 \text{ kV}$. Das Gasverteilnetz verfügt über einen anderen OP ($p = 1,5 \text{ bar}$) im Vergleich zum ersten Gasverteilnetz und über eine einzige GDRA (siehe Abbildung 5-7 (rechts), GDRA 2). Die Gemeinden beider Paare von Energienetzen

befinden sich in vorstädtischen bis städtischen Gebieten. Die Tabelle 5-5 fasst die wesentlichen Parameter der Testenergienetze zusammen.

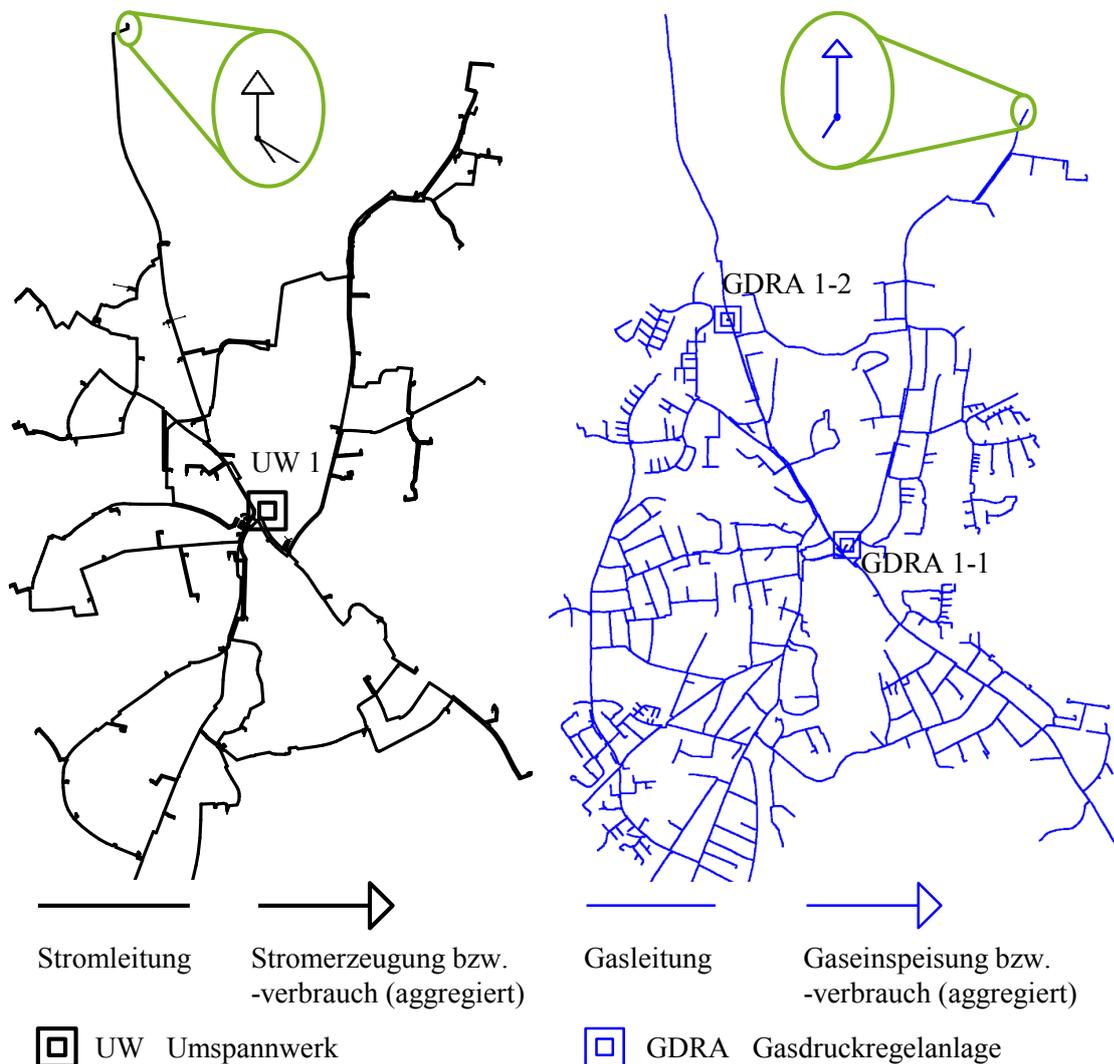


Abbildung 5-6: Struktur der Testenergienetze 1, MS-Stromverteilnetz (links) und MD-Gasverteilnetz (rechts)

Tabelle 5-5: Parameter der Testenergienetze im Status Quo

Parameter	Testenergienetze 1		Testenergienetze 2	
	Stromverteilnetz 1 (MS-Ebene)	Gasverteilnetz 1 (MD-Ebene)	Stromverteilnetz 2 (MS-Ebene)	Gasverteilnetz 2 (MD-Ebene)
UWT-Bemessungsleistung in MVA	3x12,5	-	2x12,5	-
Nennspannung in kV	10	-	10	-
Betriebsdruck in bar	-	0,65	-	1,5
Leitungslänge in km	58,01	67,67	47,43	34,02
Knotenanzahl	107	951	86	411
Energieverbrauch in MWh/a	41.226	121.468	18.256	33.026
Spitzenlast in MVA	10,79	46,76	4,78	12,72

- Nicht zutreffend

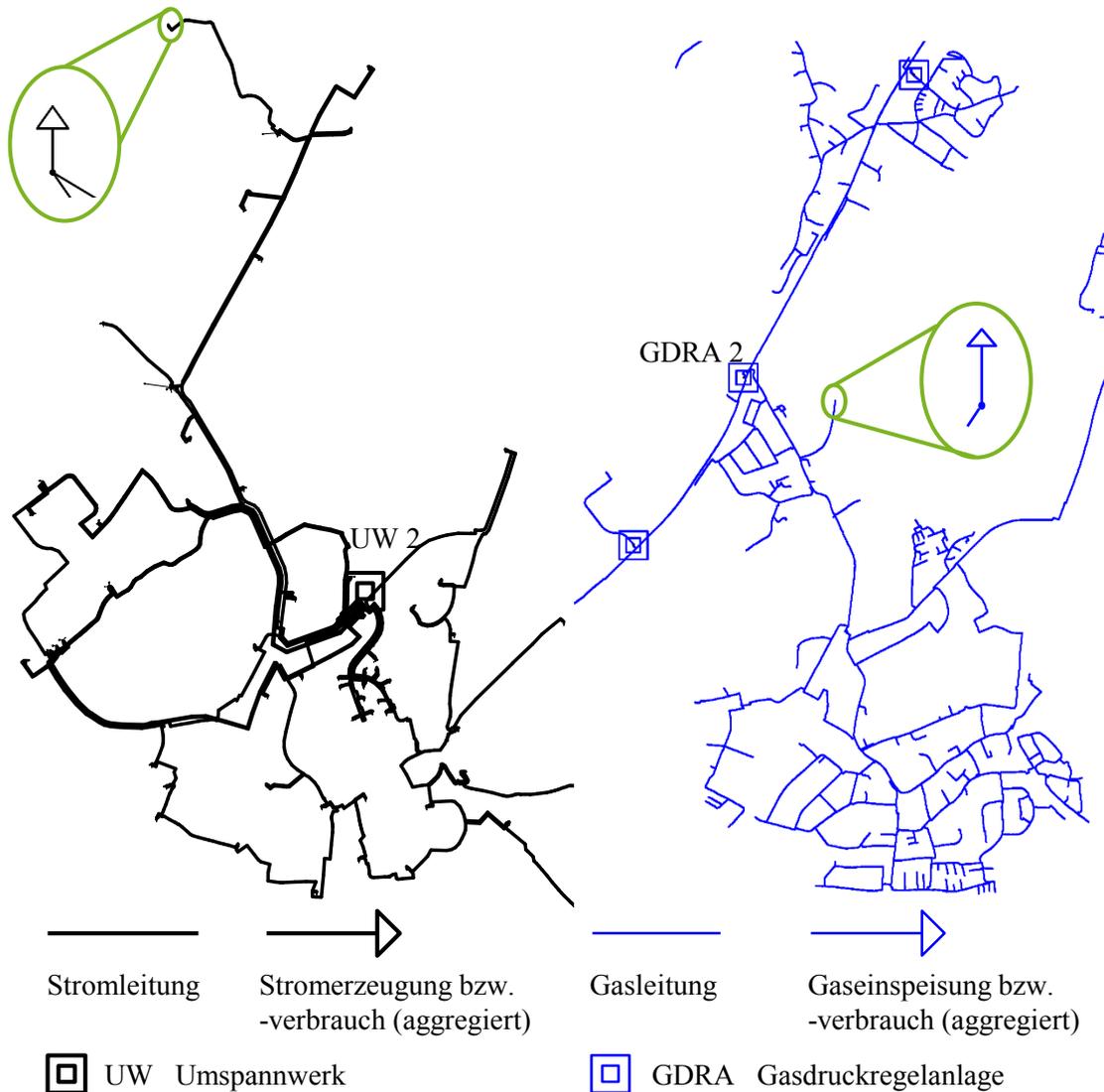


Abbildung 5-7: Struktur der Testenergienetze 2, MS-Stromverteilnetz (links) und HD-Gasverteilnetz (rechts)

Hinsichtlich der zu untersuchenden Versorgungsaufgaben werden zusätzliche Anlagenleistungen sowohl von EEA als auch von Elektrofahrzeugen (EFZ) und elektrischen Wärmepumpen (WP) für die entsprechenden Gemeinden der Testenergienetze angenommen. Die hinzugefügten Anlagenleistungen entsprechen einem mittleren Szenario für das Jahr 2030 – im Weiteren Szenario 2030 –. WP werden dennoch in sehr geringem Maßstab – als Wärmeversorgungstechnologie für bspw. Neubaugebieten – betrachtet, da angenommen wird, dass die Wärmenachfrage der Gemeinden weiterhin hauptsächlich gasbasiert gedeckt wird. Die angenommenen Anlagenleistungen werden in der Tabelle 5-6 aufgezeigt, wobei die EFZ- und WP-Leistung zeitgleich zu verstehen ist. Diese ergibt sich dabei (in Anlehnung an [2]) aus einer angenommenen Anzahl an EFZ bzw. WP sowie der Verwendung von *Gleichzeitigkeitsfaktoren* für angenommene einzelne Ladesäulen- bzw. WP-Leistungen. Die hierfür verwendeten Zahlen, Leistungen und Gleichzeitigkeitsfaktoren können im Anhang B (Tabelle B-1) nachgeschlagen werden. Auf die Thematik der *Regionalisierung* – das heißt der Disaggregation – von Szenarien für EFZ und WP sowie ihrer Gleichzeitigkeit wird in [2] ausführlich eingegangen. Die

Regionalisierung von EEA wird ebenfalls dort und in [13] behandelt. Die zusätzliche Leistung von PVA, EFZ und WP wird gleichmäßig innerhalb der Versorgungsbereiche der Testenergienetze verteilt angenommen. Für die WEA werden Standorte am Rand der Siedlungen ausgewählt, welche geographisch in der Nähe des Kopplungspunktes der Strom- und Gasverteilnetze gelegen sind. Hinter diesem Ansatz steckt die Absicht, die Kopplung der Energienetze bzw. die PtGA zur Übernahme von EE-Überschüssen aus den WEA zu nutzen, sowie dadurch die netzdienlichen Potenziale der PtGA zu untersuchen. Des Weiteren wird gleichbleibender konventioneller Strom- und Gasverbrauch angenommen. Die verwendeten Zeitreihen für Stromerzeugung und -verbrauch stehen im Anhang C (Abbildung C-1 bis Abbildung C-4) zur Verfügung.

Tabelle 5-6: Zusätzliche Anlagenleistungen in den Testenergienetzen, Szenario 2030

Anlagen	Zusätzliche Anlagenleistung in MVA	
	Testenergienetze 1	Testenergienetze 2
Windenergieanlagen	5	9
Photovoltaikanlagen	9,72	8,85
Elektrofahrzeuge	1,87	1,64
Elektrische Wärmepumpen	0,65	0,53

5.4.2 Technische Eingangsparameter und Randbedingungen

In der Tabelle 5-7 sind die technischen Grenzwerte für Betriebsparameter aufgeführt, die für die Stromverteilnetze angenommen werden. Als akzeptable Spannungen in der MS-Ebene im Rahmen der Betriebsführung werden Werte zwischen 96 % und 106 % der Nennspannung gemäß Abschnitt 3.1.1 angenommen. Ein Grenzwert von 60 % des thermischen Grenzstroms der Netzbetriebsmittel wird im Normalbetrieb nach dem (n-1)-Kriterium für Lastfälle angenommen. Für Einspeisefälle wird der nominale thermische Grenzstrom von 100 % als Grenzwert berücksichtigt.

Tabelle 5-7: Technische Grenzwerte für Betriebsparameter der Stromverteilnetze bei Last- und Einspeisefälle

		Lastfälle	Einspeisefälle
Netzbetriebsmittel Betriebszustand		Betriebsmittelauslastung	
Transformator (HS/MS)	n-0	60 %	100 %
	n-1	100 %	100 %
Freileitung/Kabel (MS)	n-0	60 %	100 %
	n-1	100 %	100 %
		Netzspannung	
Maximum		-	106 %
Minimum		96 %	-

- Nicht zutreffend

Für (stromseitige) Last- bzw. Einspeisefälle sind im weiteren Verlauf dieser Arbeit die folgenden Definitionen zu verstehen:

- Lastfall: Der Netznutzungsfall, wenn die Differenz *Stromverbrauch minus -erzeugung* aus Anlagen¹⁹ innerhalb eines Stromverteilnetzes einen positiven Wert ergibt, das heißt auch, wenn elektrische Energie aus der vorgelagerten Netzebene in die nachgelagerte Netzebene fließt.
- Einspeisefall: Der Netznutzungsfall, wenn die Differenz *Stromverbrauch minus -erzeugung* aus Anlagen¹⁹ innerhalb eines Stromverteilnetzes einen negativen Wert ergibt, das heißt auch, wenn elektrische Energie aus der nachgelagerten Netzebene in die vorgelagerte Netzebene fließt.

Gasseitige Last- bzw. Einspeisefälle sind analog zur zuvor geschilderten Definitionen für (stromseitige) Last- bzw. Einspeisefälle zu verstehen, wobei – aufgrund der unterschiedlichen Annahmen dieser Arbeit – lediglich Lastfälle zu erwarten sind. Die Definition dieser lauten somit wie folgt:

- Gasseitiger Lastfall: Der Netznutzungsfall, wenn die Differenz *Gasverbrauch minus -einspeisung* aus Anlagen¹⁹ innerhalb eines Gasverteilnetzes einen positiven Wert ergibt, das heißt auch, wenn Gas aus der vorgelagerten Netzebene in die nachgelagerte Netzebene fließt.
- Gasseitiger Einspeisefall: Der Netznutzungsfall, wenn die Differenz *Gasverbrauch minus -einspeisung* aus Anlagen¹⁹ innerhalb eines Gasverteilnetzes einen negativen Wert ergibt, das heißt auch, wenn Gas aus der nachgelagerten Netzebene in die vorgelagerte Netzebene fließt.

Dementsprechend sind der (strom- bzw. gasseitige) Starklastfall (SL) sowie der (strom- bzw. gasseitige) Starkeinspeisefall (SE) als die höchsten positiven bzw. negativen Werte der für unterschiedliche Zeitpunkte/-intervalle eines spezifischen Zeitraumes resultierenden (strom- bzw. gasseitige) Last- und Einspeisefälle zu verstehen. Die Bezeichnungen SL bzw. SE sind somit mit den Bezeichnungen stärkster Last- bzw. Einspeisefall gleichzustellen. Da im Rahmen dieser Arbeit zeitreihenbasierte Flussberechnungen mit einem Zeitintervall von 15 min durchgeführt werden, ergeben sich daraus 96 bzw. 35.040 Last- und Einspeisefälle für einen Zeitraum eines Tages bzw. eines Jahres. Weitere Erwägungen hinsichtlich der Last- und -einspeisefälle, die im Rahmen der Simulationen betrachtet werden, werden im (folgenden) Abschnitt 5.5 erläutert.

Darüber hinaus wird der zulässige Druckbereich des Gasnetzes in Anlehnung an die Tabelle 3-3 definiert. Die Grenzwerte der Gasbeschaffenheit werden nach den geltenden DVGW-Regelwerken [108] [109] angenommen (siehe Abschnitt 3.2.1). Aufgrund der derzeitigen technologischen Marktreife und -durchdringung werden PtGA mit Elektrolyseuren der PEM-Technologie in Betracht gezogen. Für die KWK werden motorische BHKW angenommen.

¹⁹ Außer Kopplungsanlagen, da diese besonders betrachtet werden (siehe Abschnitt 5.5).

Die Tabelle 5-8 fasst die technischen Grenzwerte für Betriebsparameter der Gasverteilnetze sowie die elektrischen Wirkungsgrade, welche für Kopplungsanlagen angenommen werden, zusammen.

Tabelle 5-8: Technische Grenzwerte für Betriebsparameter der Gasverteilnetze und elektrische Wirkungsgrade von Kopplungsanlagen

	Parameter	Grenzwerte	
		Min.	Max.
Druck	Betriebsdruck HD-Netze in bar	1	4
	Betriebsdruck MD-Netze in bar	0,1	1
Gasbeschaffenheit	Brennwert in kWh/m ³	8,4	13,1
	Wobbe-Index in kWh/m ³	13,6	15,7
	Relative Dichte	0,55	0,75
	Methanzahl	70	-
	Wasserstoffgehalt in Vol.-%	-	20
PtGA (H ₂)	Elektrischer Wirkungsgrad in %	70	
PtGA (CH ₄)	Elektrischer Wirkungsgrad in %	60	
KWK (motorisch)	Elektrischer Wirkungsgrad in %	45	

- Nicht zutreffend

Zusätzlich werden die in der Tabelle 5-9 aufgeführten Werte für physikalische Parameter von Erdgas, Methan und Wasserstoff verwendet. Für Erdgas zeigt die Tabelle 5-9 allerdings Referenzwerte der Gasbeschaffenheit auf, da – wie es im Abschnitt 5.3.1 erwähnt wird – zufällig generierte Gasbeschaffenheitswerte (für die Echtzeitüberwachungsphase) sowie die Tagesmittelwerte davon (als Gasbeschaffenheitsprognose für die Einsatzplanungsphase) in den Simulationen betrachtet werden. Die zufällig generierten Gasbeschaffenheitswerte gelten dabei als die Messwerte, die von PGC oder ähnlichen Sensoren aus der Messung unmittelbar vor dem Wasserstoff- oder Methaneinspeisepunkt geliefert werden. Die Zeitreihen der Gasbeschaffenheitswerte, welche basierend auf die in der Tabelle 5-9 aufgezeigten Referenzwerte zufällig generiert wurden, stehen im Anhang C (Abbildung C-5 bis Abbildung C-7) zur Verfügung.

Tabelle 5-9: Simulationswerte für physikalische Parameter von Erdgas, Methan und Wasserstoff

Parameter	Erdgas	Methan (CH ₄)	Wasserstoff (H ₂)
Dichte in kg/m ³	0,717	0,720	0,090
Brennwert in kWh/m ³	11,204	11,060	3,540
Wobbe-Index in kWh/m ³	14,423	14,779	13,379
Relative Dichte	0,603	0,560	0,070
Methanzahl	92	100	0
Dynamische Viskosität in $\mu\text{Pa}\cdot\text{s}^{(*)}$	10,8	11,01	8,76
Sutherlandskonstante in K	165	165	72
Adiabatexponent ^(*)	1,31	1,31	1,41
Kompressibilitätsfaktor	1,002	1,002	1

^(*) Referenztemperatur 20 °C

5.5 Anwendungsfälle und Simulationsergebnisse

Es werden drei Anwendungsfälle untersucht, welche den mehrfachen Einsatz der Kopplungsanlagen miteinbeziehen. Die Anwendungsfälle konzentrieren sich auf durch PtGA gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze²⁰. Dabei wird eine PtGA (H₂) im ersten und zweiten Anwendungsfall und eine PtGA (CH₄) im dritten Anwendungsfall eingesetzt. Der zweite Anwendungsfall basiert auf dem ersten Anwendungsfall und behandelt die Umstellung des Gasverteilnetzes von Erdgas auf Wasserstoff. Die Anwendungsfälle werden anhand der Tage eines Jahres, an denen die stärksten (bzw. zweitstärksten) Last- und Einspeisefälle der betrachteten Testenergienetze auftreten, dargelegt. Solche Tage des Jahres werden bei der Anwendung der Zeitreihen²¹ – welche dem Szenario 2030 entsprechen – auf die Testenergienetze, gemäß der im Abschnitt 5.4.2 eingeführten Definitionen sowie der definierten Versorgungsaufgaben, identifiziert.

Zur Untersuchung der drei Anwendungsfälle werden die folgenden Last- bzw. Einspeisefälle sowie die zugehörigen Tage des Jahres in Betracht gezogen²²:

- Der SL und der zweitstärkste Einspeisefall (zSE) des Stromverteilnetzes 1 – im Anwendungsfall I (Abschnitte 5.5.1.2, 5.5.1.3 und 5.5.1.5)
- Der SL des Gasverteilnetzes 1 – im Anwendungsfall I bei der Betrachtung des Gasnetzdruckes (Abschnitt 5.5.1.4)
- Der SE des Stromverteilnetzes 1 – im Anwendungsfall II (Abschnitt 5.5.2) sowie bei der Dimensionierung der PtGA im Anwendungsfall I (Abschnitt 5.5.1.1)
- Der SL und der SE des Stromverteilnetzes 2 – im Anwendungsfall III (Abschnitte 5.5.3.1, 5.5.3.2 und 5.5.3.3)
- Der SL des Gasverteilnetzes 2 – im Anwendungsfall III bei der Betrachtung des Gasnetzdruckes (Abschnitt 5.5.3.4)

Für jeden Anwendungsfall werden die zwei Phasen des SGAK – Einsatzplanung und Echtzeitüberwachung – miteinbezogen. In der Einsatzplanungsphase werden die Strom- und Gasnetzzustände der gekoppelten Energienetze für einen Zeithorizont von 24 h prognostiziert und die Flexibilitätsoptionen so geplant, dass prognostizierte kritische Strom- und Gasnetzzustände vermieden werden. Die drei Anwendungsfälle betrachten vereinfachend die Kopplungsanlagen als die einzigen vorhandenen erzeuger- bzw. verbraucherseitigen Flexibilitätsoptionen. Dies bedeutet bspw., dass die Abregelung von EEA nicht angestrebt wird. Zusätzlich stehen die GDRA

²⁰ Der Einsatz von KWK im Rahmen des SGAK wird in [77] sowie [118] behandelt.

²¹ Siehe Anhang C, Abbildung C-1 bis Abbildung C-4

²² Eine nähere Begründung zur Betrachtung dieser Last- bzw. Einspeisefälle wird bei der Vorstellung der Simulationsergebnisse geschildert.

(im Gasverteilnetz) und der rUWT (im Stromverteilnetz) als netzseitige Flexibilitätsoptionen zur Druckhaltung bzw. Spannungshaltung zur Verfügung²³.

Des Weiteren werden die Strom- und Gasnetzzustände in der Einsatzplanungsphase unter drei spezifischen Betriebsbedingungen für die Kopplungsanlagen – im Weiteren „Kopplungsbedingungen“ genannt – prognostiziert:

- Mit Kopplungsanlagen bei Nulllast, das heißt ohne Stromerzeugung/-verbrauch bzw. Gaseinspeisung/-verbrauch – im Weiteren als „Nulllast“ bezeichnet
- Mit Kopplungsanlagen entsprechend eines vom Anlagenbetreiber bzw. -vermarkter gewünschten Fahrplans, welcher der/dem vollen Stromerzeugung/-verbrauch bzw. Gaseinspeisung/-verbrauch entspricht – im Weiteren als „Volllast“ bezeichnet
- Mit Kopplungsanlagen entsprechend des vom SGAK modifizierten Fahrplans – im Weiteren als „geplant“ bezeichnet

In der Echtzeitüberwachungsphase werden die Strom- und Gasnetzzustände der gekoppelten Energienetze für den geplanten Zeithorizont von 24 h kontinuierlich identifiziert und die Fahrpläne der Flexibilitätsoptionen so modifiziert, dass identifizierte kritische Strom- und Gasnetzzustände behoben werden.

Als erstes in den Anwendungsfällen wird die Positionierung der Kopplungsanlagen in den Testenergienetzen behandelt. Im Fall der PtGA (H₂) wirkt der örtliche und zeitabhängige Mindestvolumenstrom auf die Wasserstoffeinspeisung in Abhängigkeit von der angenommenen Wasserstoffkonzentration begrenzend [77]. Es ist daher generell sinnvoll, die PtGA dort anzuschließen, wo hohe Erdgasvolumenströme eine weniger begrenzte Wasserstoffeinspeisung ermöglichen. Ideal bieten sich hier die GDRA an, die zudem den Vorteil eines gerichteten Flusses und einer ausreichenden Durchmischung der Gase bieten. Treten dennoch Beschränkungen des Einspeisevolumenstroms auf, besteht zusätzlich die Möglichkeit, die PtGA um Wasserstoffspeicher zu erweitern²⁴ [26].

Im Fall der PtGA (CH₄) ist das produzierte EG entsprechend den Vorgaben zu konditionieren, um es anschließend direkt einspeisen zu können [77]. Es ist prinzipiell kein Mindestgasvolumenstrom notwendig, woraus sich deutlich mehr Einspeisemöglichkeiten ergeben. Für beide Fälle wird im Weiteren die Einspeisung der EG in der Nähe einer GDRA angenommen. Ferner wird der stromseitige Anschlusspunkt in der Nähe des gasseitigen Anschlusspunktes angenommen, um die kostenintensive Verlegung von langen Anschlusskabeln für die PtGA zu

²³ Wie es im Abschnitt 5.3.2 erwähnt wird, wird die Thematik der Spannungshaltung im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter erläutert, da die Funktionsweise und Wirksamkeit einer DSR am rUWT in früheren Arbeiten im ausreichenden Maße untersucht und nachgewiesen wurde (siehe [81] [82] [83]).

²⁴ Die Erweiterung von PtGA um Wasserstoffspeicher wird im Rahmen dieser Arbeit nicht berücksichtigt. Eine solche Betrachtung kann in [26] nachgeschlagen werden.

vermeiden. Die PtGA müssen sich jedoch relevant auf den Stromnetzbereich, an den sie angeschlossen sind, auswirken. Die anschließende Dimensionierung der PtGA erfolgt durch die Betrachtung der SL bzw. SE der Stromverteilnetze, welche klassischerweise zur Netzplanung und -auslegung verwendet werden (siehe [2] [13]).

5.5.1 Anwendungsfall I – Einsatz einer Power-to-Gas-Anlage (H₂)

5.5.1.1 Positionierung der Power-to-Gas-Anlage in den Testenergienetzen 1

Das Gasverteilnetz 1 verfügt über zwei GDRA und eine davon – GDRA 1-1 – befindet sich geographisch in der Nähe des UW 1 des Stromverteilnetzes 1 (siehe Abbildung 5-6 (rechts) sowie Abbildung 5-8). Die Kopplung der Energienetze durch eine PtGA in unmittelbarer Nähe der GDRA 1-1 würde nur ein begrenztes Potenzial zur Stromnetzentlastung bzw. zur Vermeidung von Stromnetzausbau bieten. Grund dafür ist, dass eine dort angeschlossene PtGA eine Wirkung lediglich auf den UWT sowie – je nach dem konkreten Anschlusspunkt – auf kurze Kabelstrecken, die aus dem UW ausgehen, hätte (siehe Abbildung 5-8, UW 1 und GDRA 1-1). Aus diesem Grund wird die Kopplung der Energienetze bzw. die Positionierung der PtGA in der Nähe der GDRA 1-2 untersucht.

Darüber hinaus, wie im Abschnitt 5.4.1 erwähnt wird, wird für die WEA ein Standort am Rand der Siedelungen – bspw. an einer vorgegebenen Vorrangfläche – ausgewählt, welcher geographisch in der Nähe des Kopplungspunktes der Energienetze gelegen ist. Dies ermöglicht die Untersuchung der Netzdienlichkeit der PtGA beim Auftreten von EE-Überschüssen resultierend aus der EE-Einspeisung der WEA. Die Abbildung 5-8 zeigt das Stromverteilnetz 1 im SE mit der PtGA im ausgeschalteten Zustand (links) sowie im eingeschalteten Zustand (rechts)²⁵ auf. Die resultierende Auslastung der Stromleitungen wird dabei farblich gekennzeichnet. Es ist einerseits zu bemerken, dass im Netzbereich des Stromverteilnetzes, in dem die WEA und die PtGA angeschlossen werden, Leitungsüberlastungen im SE beim ausgeschalteten Zustand der PtGA zu erwarten sind. Andererseits wird ersichtlich, dass beim eingeschalteten Zustand der PtGA keine Leitungsüberlastungen auftreten. Die Leistung der PtGA, mit der alle Überlastungen der Stromleitungen im SE vermieden werden können, beträgt ca. 1 MW. Unter Berücksichtigung der gasseitigen Potenziale – auf die in den folgenden Absätzen eingegangen wird – wird hierbei eine PtGA-Leistung von $P_r = 2$ MW festgelegt. Mit dieser Anlagenleistung wird die PtGA zur Deckung einspeisebedingter Flexibilitätsbedarfe ausreichend dimensioniert. Die PtGA hat zusätzlich die Möglichkeit die restliche Leistung für weitere Einsatzmöglichkeiten zu nutzen, wie bspw. im Rahmen eines Mehrfacheinsatzes (siehe Abschnitt 2.3.5).

²⁵ In den folgenden Abschnitten der Arbeit wird die Bezeichnung „Nulllast“ für den ausgeschalteten Zustand bevorzugt. Ebenfalls wird die Bezeichnung „Volllast“ für den eingeschalteten Zustand verwendet.

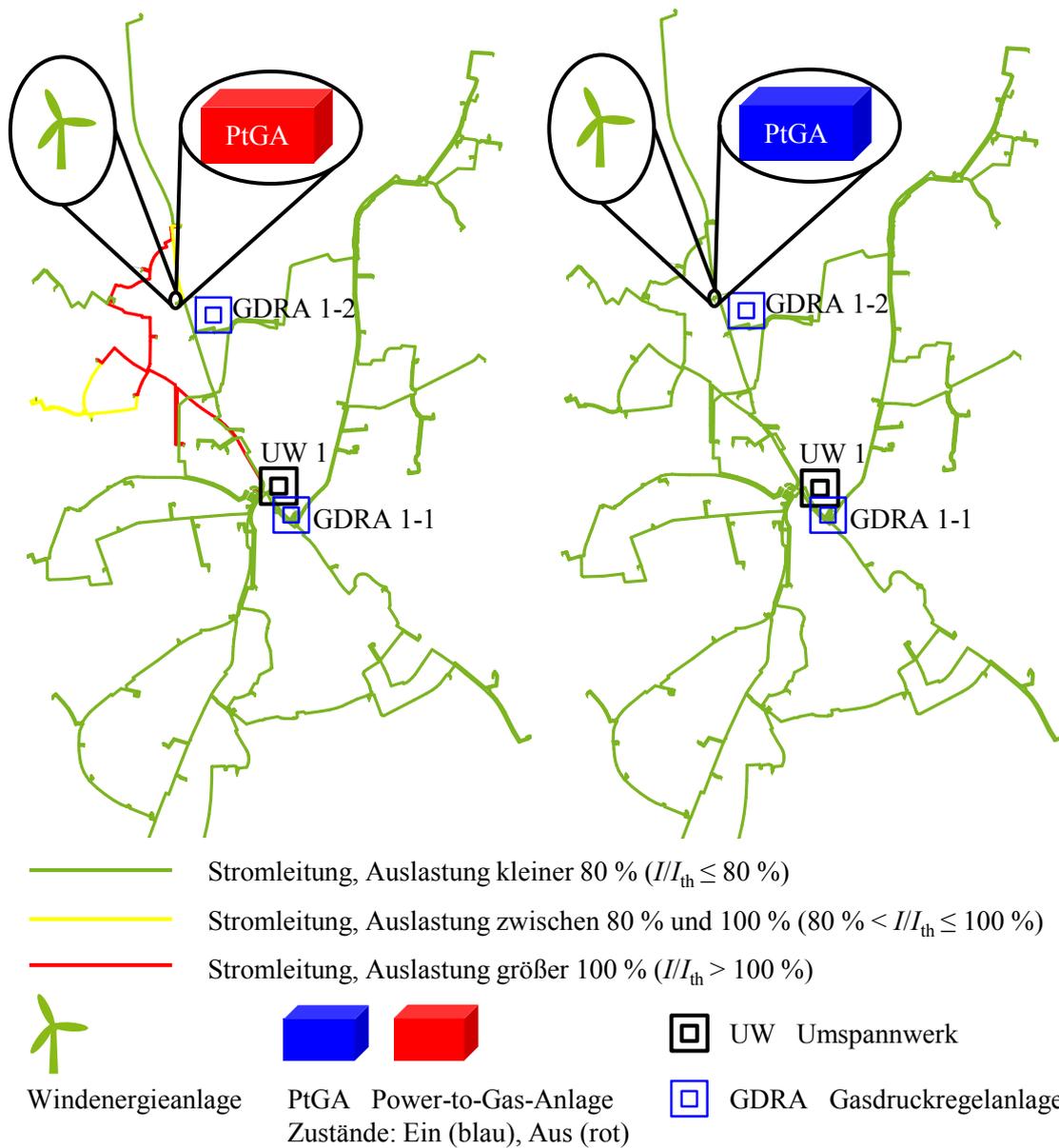


Abbildung 5-8: Struktur des Stromverteilnetzes 1 im SE mit der PtGA im ausgeschalteten Zustand (links) und mit der PtGA im eingeschalteten Zustand (rechts) – Anwendungsfall I, Szenario 2030

Analog zum SE zeigt die Abbildung 5-9 das Stromverteilnetz 1 im SL mit der PtGA im ausgeschalteten Zustand (links) bzw. im eingeschalteten Zustand (rechts) auf. Die resultierende Auslastung der Stromleitungen wird ebenfalls farbig gekennzeichnet, wobei die Auslastungsgrenzwerte auf den SL – unter Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums – angepasst werden (siehe Abschnitt 3.1.1 sowie Tabelle 5-7). Aus der resultierenden Leitungsauslastung wird geschlussfolgert, dass in den Jahresstunden mit SL eine Abregelung bzw. Ausschaltung der PtGA erforderlich ist, um die für diese Fälle festgelegten Auslastungsgrenzen einhalten zu können. Dies bedeutet, dass im SL ein lastbedingter Flexibilitätsbedarf besteht, welcher ebenfalls von der PtGA zu decken ist. Mit dem netzdienlichen Einsatz der PtGA im SE sowie im SL wird dennoch die zusätzliche EEA-Leistung in das Stromverteilnetz 1 integriert, ohne dabei Stromnetzausbau zu verursachen (siehe Tabelle 5-6). Bei einer vereinfachten Analyse der aus der Anwendung der

Zeitreihen²⁶ auf die Testenergienetze 1 resultierenden Last- und Einspeisefälle²⁷ wird ersichtlich, dass kritische Stromnetzzustände nur in wenigen Stunden des Jahres auftreten²⁸. In diesen Jahresstunden besteht die Notwendigkeit für die PtGA, im SE in Betrieb zu sein sowie im SL abgeregelt bzw. ausgeschaltet zu werden. Daraus ergeben sich sogenannte *Korridore* zur Netznutzung, auf die in [14], [49] und [110] ausführlich eingegangen wird.

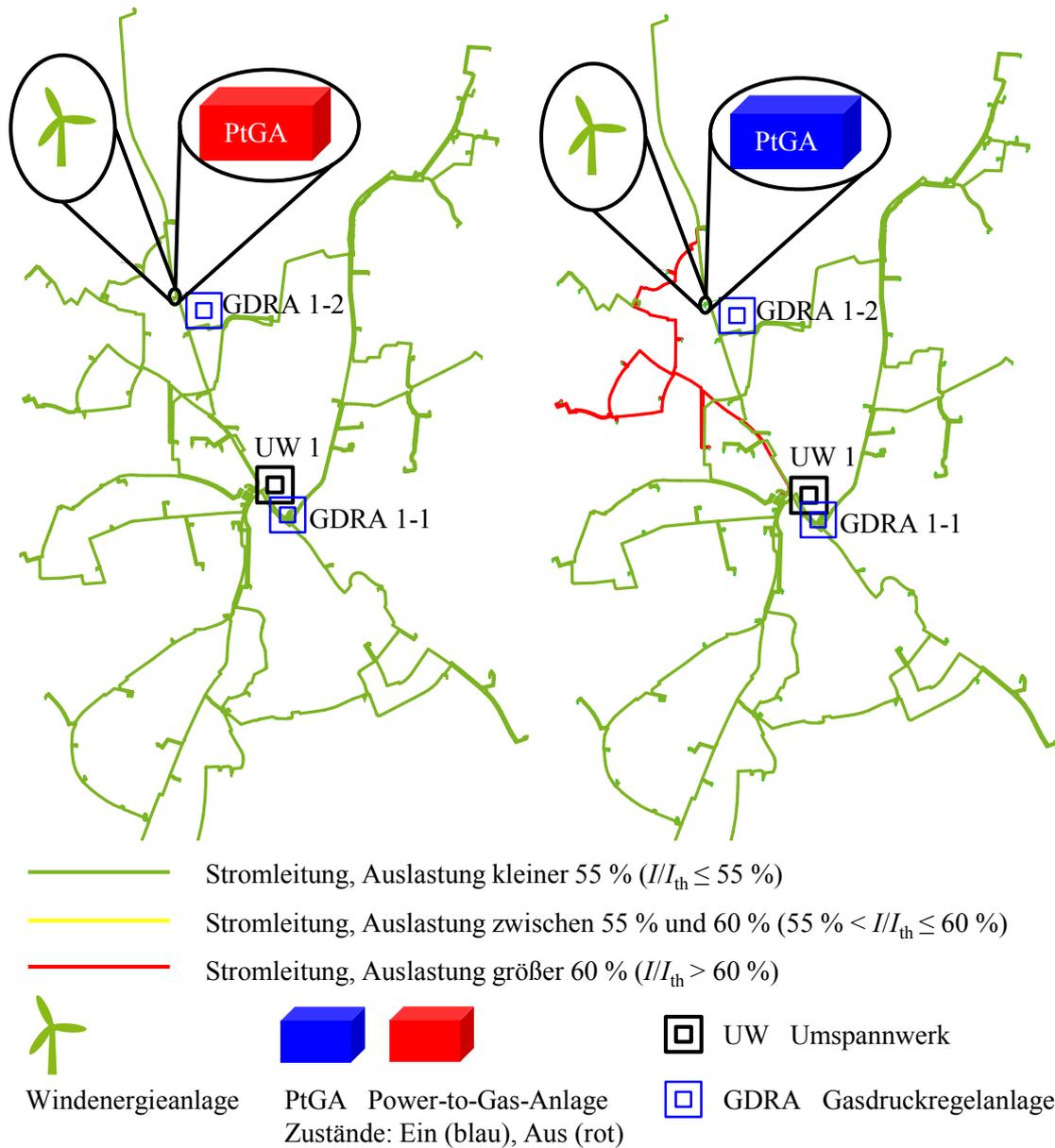


Abbildung 5-9: Stromverteilnetz 1 im SL mit der PtGA im ausgeschalteten Zustand (links) und mit der PtGA im eingeschalteten Zustand (rechts) – Anwendungsfall I, Szenario 2030

Darüber hinaus wird bei der Betrachtung des Gasverteilnetzes 1 eine einseitige anstatt einer zweiseitigen Gaseinspeisung angenommen. Dabei wird die GDRA 1-1 – in der Nähe des UW 1 –

²⁶ Siehe Anhang C, Abbildung C-1 bis Abbildung C-4

²⁷ Gemäß der im Abschnitt 5.4.2 eingeführten Definitionen

²⁸ Zu derselben Schlussfolgerung kommt [50]

im ausgeschalteten Zustand angenommen, sodass die GDRA 1-2 die Gasversorgung des gesamten Gebietes übernehmen soll. Auf diese Weise steht der PtGA ein höherer Gasvolumenstrom am Anschluss- bzw. Einspeisepunkt, der dem Gasverbrauch des gesamten Gebietes entspricht, zur Verfügung. Der höhere Gasvolumenstrom ermöglicht dann die Berücksichtigung höherer PtGA-Leistungen als beim Fall der zweiseitigen Gaseinspeisung. Die Betrachtung der einseitigen Gaseinspeisung hat zusätzliche Vorteile hinsichtlich der regelwerkskonformen Gasabrechnung im Kontext der Wasserstoffeinspeisung im Gasverteilnetz (siehe [77]).

Die Abbildung 5-10 stellt die in den Simulationen verwendete Zeitreihe des Volumenstroms des Grundgases $\dot{V}_G(t)$ an der GDRA 1-2 – goldene Linie – dar. Die geringsten Volumenströme treten dabei in den Sommermonaten von Juni bis September auf, während die höchsten Volumenströme in den Wintermonaten November bis Februar zu erwarten sind. Die Abbildung 5-10 zeigt zusätzlich die Wasserstoffeinspeisepotenziale für -konzentrationen von 10 Vol.-% bzw. 20 Vol.-% auf, welche nach der Gleichung (3) bestimmt werden²⁹ – pflaumenfarbige bzw. grüne Linie. Außerdem wird für die dimensionierte PtGA ($P_T = 2$ MW) der entsprechende Wasserstoffvolumenstrom, welcher bei Vollast $\dot{V} = 395,48$ m³/h entspricht³⁰, dargestellt – blaue Linie. Der Abbildung 5-10 wird entnommen, dass in den Winter- sowie Übergangsmonaten ausreichendes Wasserstoffeinspeisepotenzial für die dimensionierte PtGA bei der Wasserstoffkonzentrationsgrenze von 20 Vol.-% besteht, während in den Sommermonaten, die Wasserstoffeinspeisung ins Gasverteilnetz 1 stark eingeschränkt wird. Die PtGA kann dabei 2.995 Volllaststunden bei einer Wasserstoffkonzentrationsgrenze von 10 Vol.-% bzw. 5.589 Volllaststunden bei 20 Vol.-% erreichen. Dies wird zusätzlich anhand der Abbildung 5-11 erläutert.

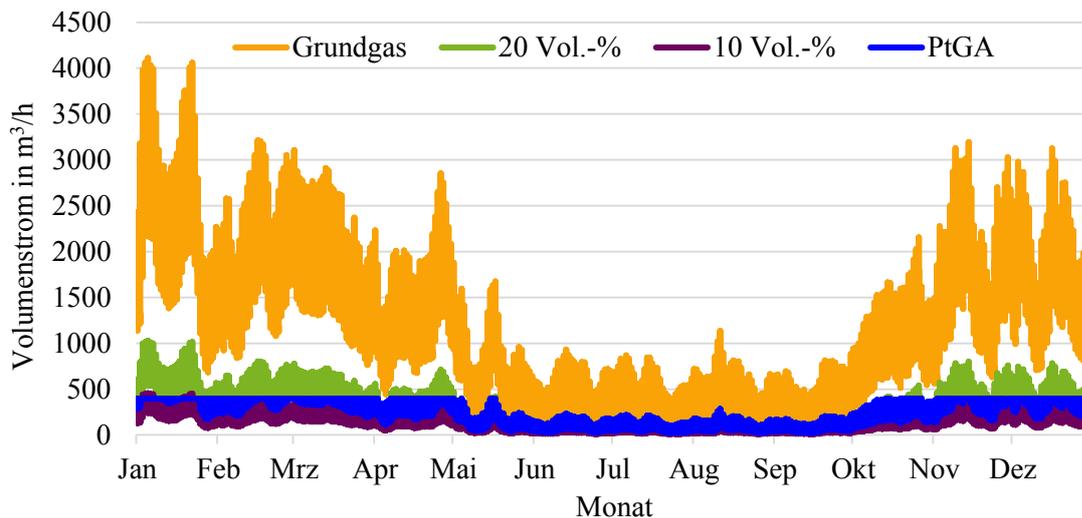


Abbildung 5-10: Gasvolumenstrom an der GDRA 1-2 des Gasverteilnetzes 1, Wasserstoffeinspeisepotenziale und Wasserstoffvolumenstrom der PtGA – Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Jahr

²⁹ Zur Vereinfachung werden in dieser Betrachtung mögliche Einspeiserestriktionen durch die brenntechnischen Parameter vernachlässigt. Mögliche netzdienliche Abregelungen bzw. Ausschaltungen der PtGA werden ebenfalls an dieser Stelle außer Betracht gelassen.

³⁰ Unter Verwendung der Parameter aus der Tabelle 5-8 und der Tabelle 5-9

Die Abbildung 5-11 zeigt die Häufigkeitsverteilung der erwähnten Wasserstoffeinspeisepotenziale sowie des Wasserstoffvolumenstroms der dimensionierten PtGA nach Monaten auf. Bei einer Wasserstoffkonzentrationsgrenze von 10 Vol.-% sind die mittleren sowie die zu dem oberen Quartil (0,75-Quantil) gehörigen Wasserstoffeinspeisepotenziale sehr weit unter dem Wasserstoffvolumenstrom der PtGA bei Volllast ($\dot{V} = 395,48 \text{ m}^3/\text{h}$). Dies wirkt sich begrenzend aus und verursacht die geringe Anzahl an potenziellen Volllaststunden (2.995 h). Demensprechend sind, wie bereits erwähnt, die mittleren Wasserstoffeinspeisepotenziale bei der -konzentrationsgrenze von 20 Vol.-% in den Winter- sowie Übergangsmonaten höher, was sich weniger oder nicht begrenzend auf die Anzahl an potenziellen Volllaststunden (5.589 h) auswirkt.

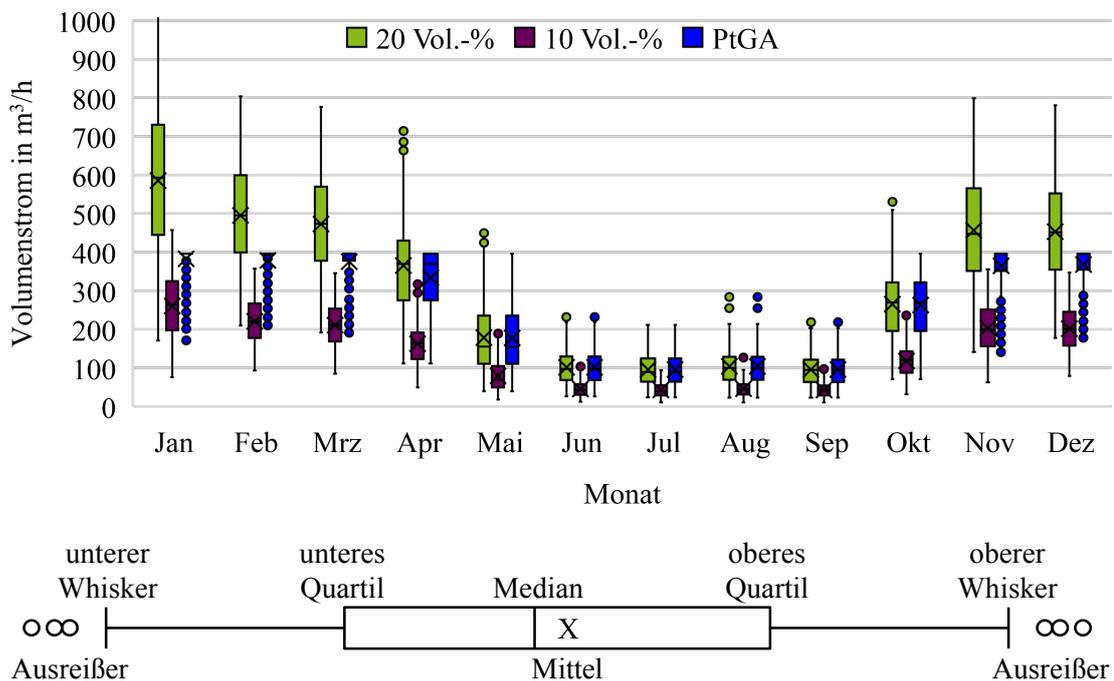


Abbildung 5-11: Häufigkeitsverteilung der Wasserstoffeinspeisepotenziale und des Wasserstoffvolumenstroms der PtGA – Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Jahr

5.5.1.2 Einsatzplanungsphase

5.5.1.2.1 Einspeisefall

Bei der Strom- und Gas-NZP für den Tag des zSE mit der PtGA im ausgeschalteten Zustand – PtGA (Nulllast) – wird die Überlastung – GWV – von bis zu sieben Stromleitungen bedingt durch EE-Überschüsse festgestellt (siehe Abbildung 5-12 (links, rote Punkte)). Dabei werden keine Spannungsbandverletzungen prognostiziert. Der Flexibilitätsbedarf zur Vermeidung der festgestellten GWV wird in der Abbildung 5-12 (rechts) rot dargestellt. Die erforderliche Wirkleistung zur Deckung dieses Flexibilitätsbedarfs beträgt in der Spitze über $P = 0,8 \text{ MW}$. Beim Volllastbetrieb der PtGA – PtGA (Volllast) – sowie beim vom SGAK aufgestellten

Fahrplan – PtGA (geplant) – wird der ursprüngliche Flexibilitätsbedarf vollständig gedeckt (siehe Abbildung 5-12 (links, schwarze Punkte)³¹ und Abbildung 5-12 (rechts, schwarze Linie)³²).

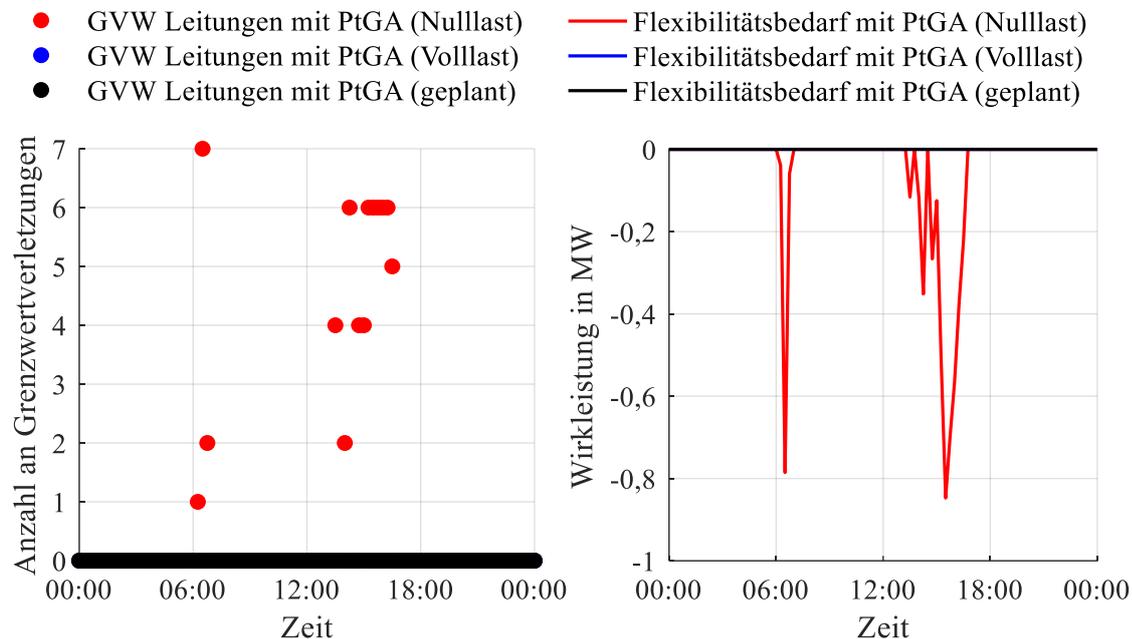


Abbildung 5-12: Prognostizierte kritische Stromnetzzustände (links) und Flexibilitätsbedarfe (rechts) – zSE, Einsatzplanungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag

Der vom SGAK aufgestellte Fahrplan der PtGA (siehe Abbildung 5-13 (links, schwarze Linie)) resultiert aus der Anpassung des vom Anlagenbetreiber bzw. -vermarkter ursprünglich gewünschten Fahrplans – welcher der Volllast entspricht – auf die prognostizierten Strom- und Gasnetzanforderungen und -restriktionen. Da der Volllastbetrieb der PtGA im zSE einen Vorteil für das Stromverteilnetz darstellt – aufgrund des einspeisebedingten Flexibilitätsbedarfs –, wird er lediglich vom Wasserstoffeinspeisepotenzial des Gasverteilnetzes begrenzt. Dementsprechend darf die PtGA in diesem Fall nicht mit Volllast betrieben werden, wobei die maximale PtGA-Leistung etwa $P = 1,35$ MW betragen darf. Die Abbildung 5-13 (rechts) zeigt die Auslastung der am stärksten ausgelasteten Stromleitung für die drei Kopplungsbedingungen mit PtGA (Nulllast), mit PtGA (Volllast) sowie mit PtGA (geplant) auf. Zu den Zeitpunkten mit PtGA (Nulllast) und prognostiziertem Flexibilitätsbedarf übersteigt die Leitungsauslastung den festgelegten Auslastungsgrenzwert von 100 %, wobei sich die maximale Leitungsauslastung über 120 % befindet (siehe Abbildung 5-13 (rechts, rote Linie)). Mit dem vom SGAK aufgestellten Fahrplan der PtGA ist die Leitungsauslastung zu allen Zeitpunkten des Tages innerhalb des zulässigen Bereiches (siehe Abbildung 5-13 (rechts, schwarze Linie)).

³¹ Abbildung 5-12 (links): Die blauen Punkte – GVW Leitungen mit PtGA (Volllast) – befinden sich genau unter den schwarzen Punkten – GVW Leitungen mit PtGA (geplant)

³² Abbildung 5-12 (rechts): Die blaue Linie – Flexibilitätsbedarf mit PtGA (Volllast) – befindet sich genau unter der schwarzen Linie – Flexibilitätsbedarf mit PtGA (geplant)

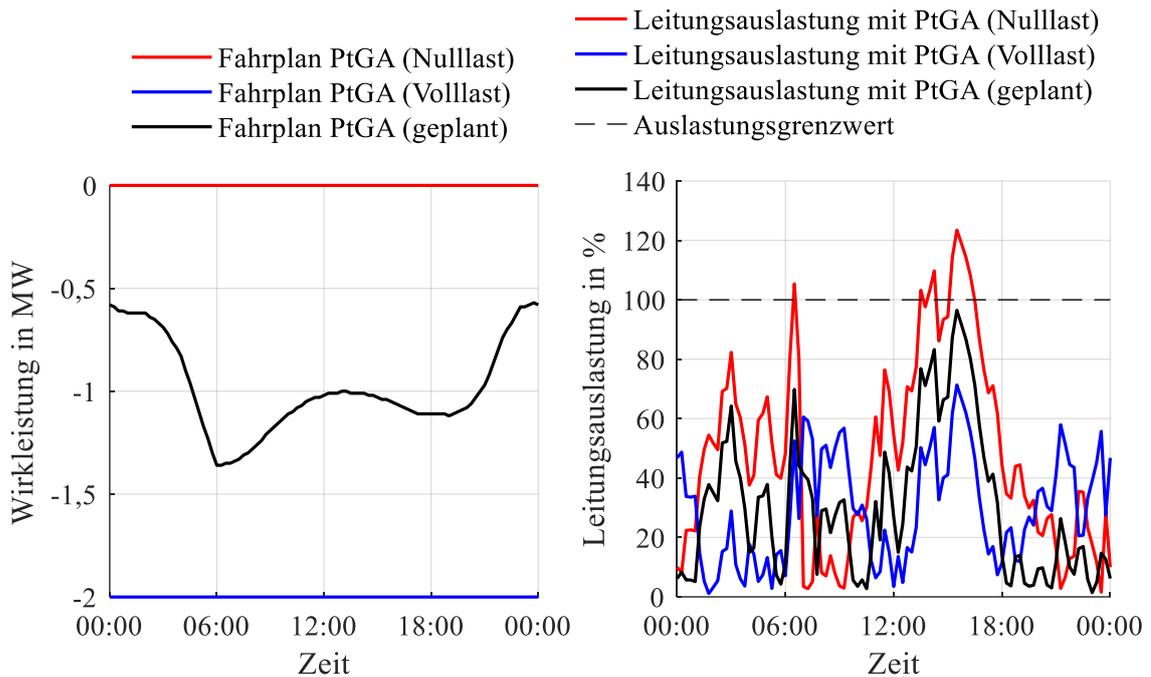


Abbildung 5-13: Fahrpläne der PtGA (links) und prognostizierte Leitungsauslastung (rechts) – zSE, Einsatzplanungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag

Das Wasserstoffeinspeisepotenzial des Gasverteilnetzes hängt – wie im Abschnitt 4.3.2.2 erläutert – vom Zustand der brenntechnischen Parametern des Erdgases ab. Die Abbildung 5-14 (links) zeigt den Gasverbrauch im Versorgungsgebiet, das prognostizierte Wasserstoffeinspeisepotenzial nach den Gleichungen (2) und (29) sowie die von der PtGA einzuspeisenden Wasserstoffmengen für die drei Kopplungsbedingungen auf. Der maximale Gasverbrauch im Versorgungsgebiet beträgt ca. 1.700 m³/h im untersuchten Tag. Die nach dem aufgestellten Fahrplan einzuspeisenden Wasserstoffmengen – schwarze Linie – entsprechen dabei genau dem Wasserstoffeinspeisepotenzial³³. Die Abbildung 5-14 (rechts) zeigt die Auswirkungen der geplanten Wasserstoffeinspeisung auf die Mischgasbeschaffenheit³⁴. Die brenntechnischen Parameter des Mischgases beim aufgestellten Fahrplan der PtGA liegen an der unteren Grenze der relativen Dichte – untere diagonale Linie ($d = 0,55$) –, dementsprechend ist die relative Dichte zu allen Zeitpunkten der begrenzende brenntechnische Parameter des Erdgases. Beim Volllastbetrieb der PtGA – blaue Punkte – werden alle festgelegten Grenzwerte verletzt.

Die Abbildung 5-15 und die Abbildung 5-16 veranschaulichen die Auswirkungen auf die Gasbeschaffenheit. Die Abbildungen stellen den Verlauf der prognostizierten Mischgasbeschaffenheitswerte dar. Beim aufgestellten Fahrplan der PtGA – schwarze Linien – befinden sich alle brenntechnischen Parameter innerhalb der zulässigen Grenzwerte. Die angenommene Wasserstoffkonzentrationsgrenze von 20 Vol.-% wird aufgrund der Begrenzung durch die

³³ Abbildung 5-14 (links): Die schwarze Linie – Wasserstoffeinspeisung mit PtGA (geplant) – befindet sich genau auf der gestrichelten roten Linie – Wasserstoffeinspeisepotenzial

³⁴ Abbildung 5-14 (rechts): Die goldenen Punkte – Grundgasreferenzwerte – befinden sich genau unter den roten Punkten – Mischgaswerte mit PtGA (Nulllast)

relative Dichte ($d = 0,55$) zu keinem der Zeitpunkte vollständig ausgenutzt. Die maximale Wasserstoffkonzentration beträgt dabei etwa 16 Vol.-% (siehe Abbildung 5-15, links).

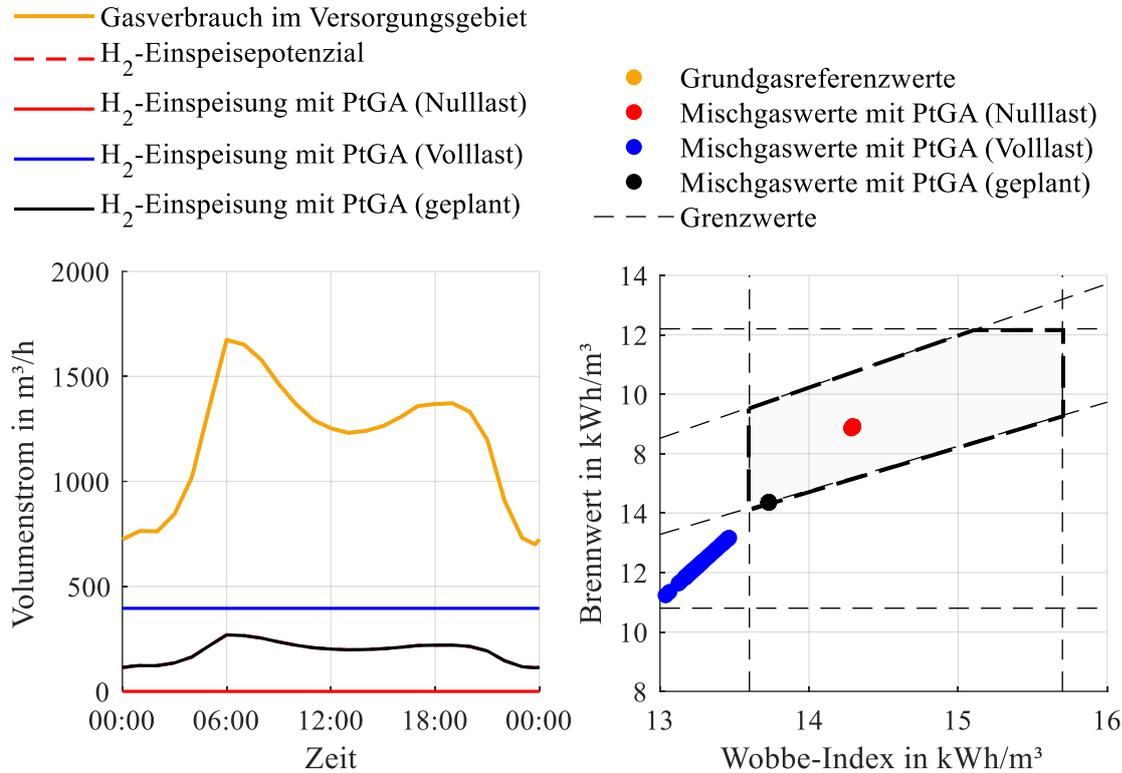


Abbildung 5-14: Wasserstoffeinspeisepotenzial und einzuspeisende Wasserstoffmengen (links). Prognostizierte Mischgasbeschaffenheit (rechts) – zSE, Einsatzplanungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag

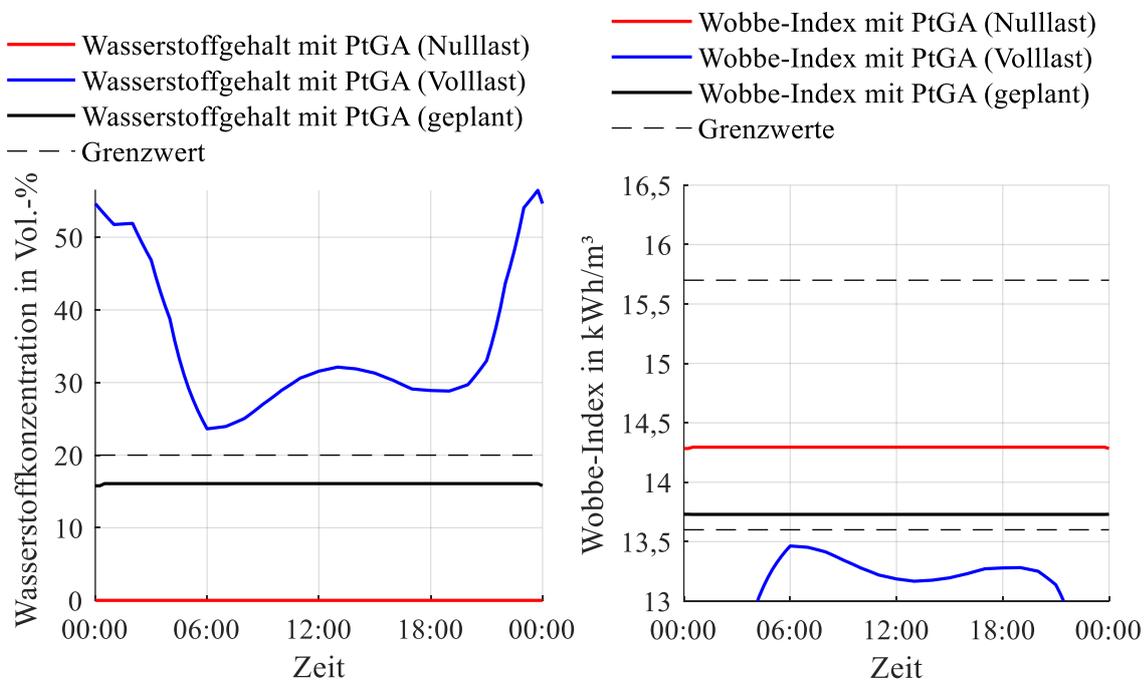


Abbildung 5-15: Prognostizierte Mischgasbeschaffenheitswerte: Wasserstoffgehalt (links) und Wobbe-Index (rechts) – zSE, Einsatzplanungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag

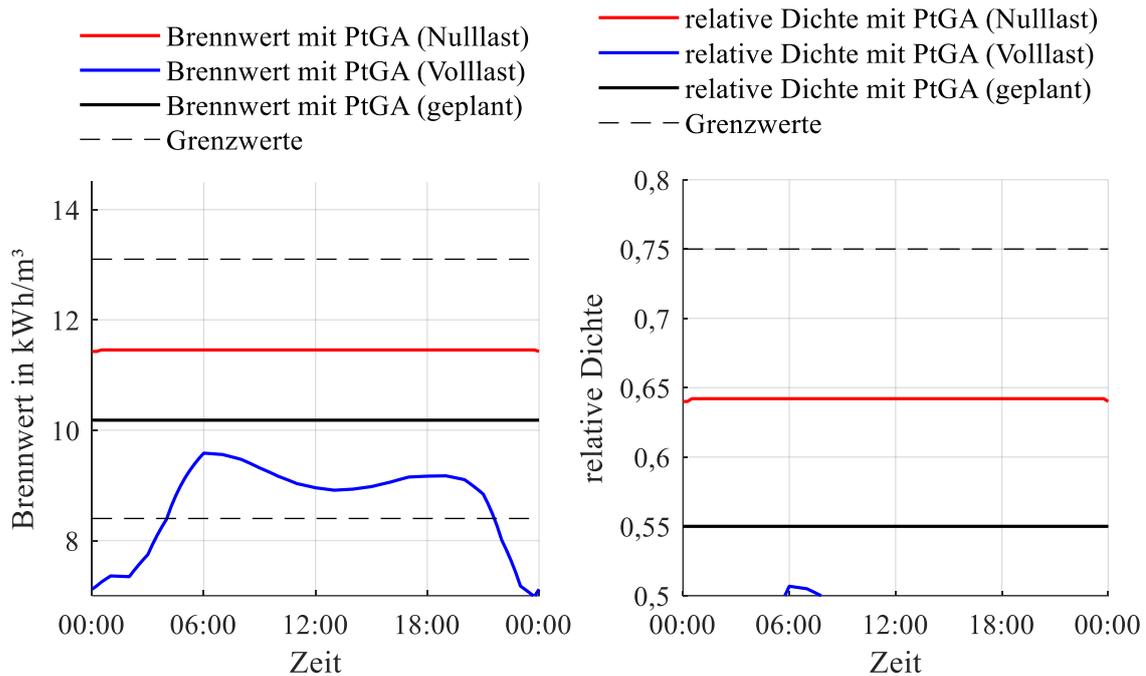


Abbildung 5-16: Prognostizierte Mischgasbeschaffenheitswerte: Brennwert (links) und relative Dichte (rechts) – zSE, Einsatzplanungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag³⁵

5.5.1.2.2 Lastfall

Bei der Strom- und Gas-NZP für den Tag des SL mit PtGA (Nulllast) werden keine Überschreitungen des festgelegten Auslastungsgrenzwerts von 60 % festgestellt. Dafür sind aber zahlreiche GWV beim Volllastbetrieb der PtGA zu unterschiedlichen Zeitpunkten des Tages zu erwarten (siehe Abbildung 5-17 (links, blaue Punkte))³⁶. Die Abbildung 5-17 (rechts) veranschaulicht diese Situation: Mit PtGA (Nulllast) besteht kein Flexibilitätsbedarf³⁷; im Gegensatz dazu besteht mit PtGA (Volllast) ein positiver Flexibilitätsbedarf, welcher in diesem Fall – SL – durch einen eingeschränkten Betrieb der PtGA gedeckt wird. Dementsprechend werden beim vom SGAK aufgestellten Fahrplan der PtGA keine GWV mehr prognostiziert (Abbildung 5-17 (links, schwarze Punkte)) bzw. es besteht kein Flexibilitätsbedarf mehr (Abbildung 5-17 (rechts, schwarze Linie)). Der vom SGAK aufgestellte Fahrplan der PtGA wird in der Abbildung 5-18 (links, schwarze Linie) aufgezeigt. Die maximale PtGA-Leistung beträgt ca. 1,4 MW. Die PtGA muss aber mittags vollständig heruntergefahren werden. Die Abbildung 5-18 (rechts) zeigt die Auslastung der am stärksten ausgelasteten Stromleitung für die drei Kopplungsbedingungen auf. Zu den Zeitpunkten des Volllastbetriebes der PtGA übersteigt die

³⁵ Abbildung 5-16 (rechts): Die prognostizierte relative Dichte, welche dem vom SGAK aufgestellten Fahrplan der PtGA entspricht – schwarze Linie –, befindet sich genau auf dem unteren Grenzwert – gestrichelte schwarze Linie

³⁶ Abbildung 5-17 (links): Die roten Punkte – GWV Leitungen mit PtGA (Nulllast) – befinden sich genau unter den schwarzen Punkten – GWV Leitungen mit PtGA (geplant)

³⁷ Abbildung 5-17 (rechts): Die rote Linie – Flexibilitätsbedarf mit PtGA (Nulllast) – befindet sich genau unter der schwarzen Linie – Flexibilitätsbedarf mit PtGA (geplant)

Leitungsauslastung den festgelegten Auslastungsgrenzwert von 60 %, wobei die maximale Leitungsauslastung beim Doppelten dieses Wertes liegt. Im Gegensatz dazu sind mit PtGA (Nulllast) keine Überlastungen zu erwarten – rote Linie. Mit dem geplanten Fahrplan der PtGA wird der Auslastungsgrenzwert eingehalten – schwarze Linie.

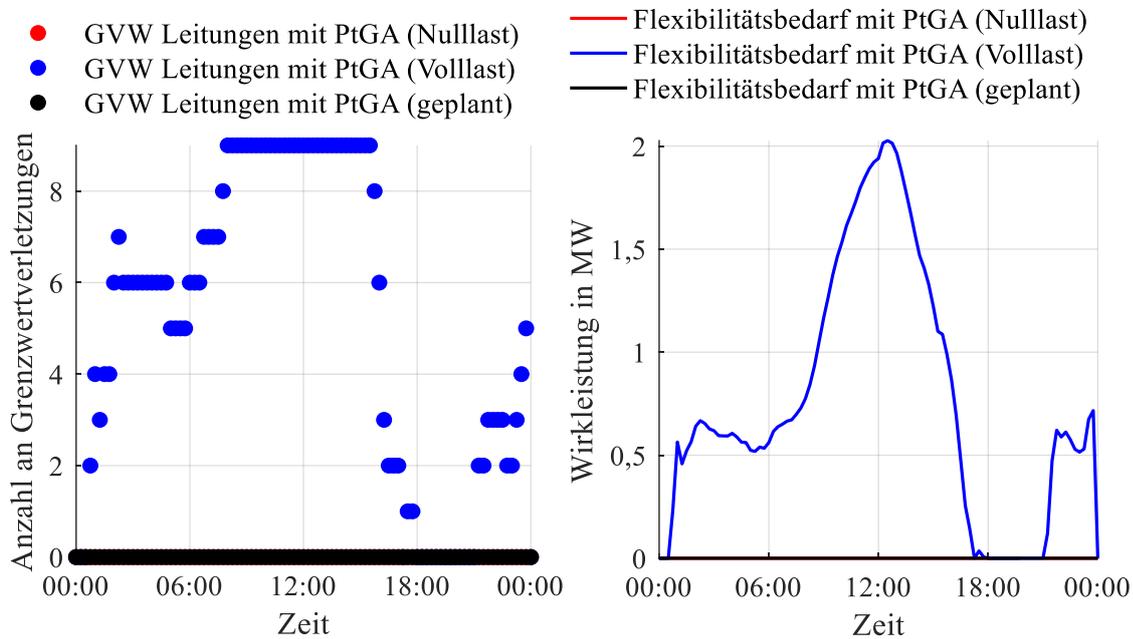


Abbildung 5-17: Prognostizierte kritische Stromnetzzustände (links) und Flexibilitätsbedarfe (rechts) – SL, Einsatzplanungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag

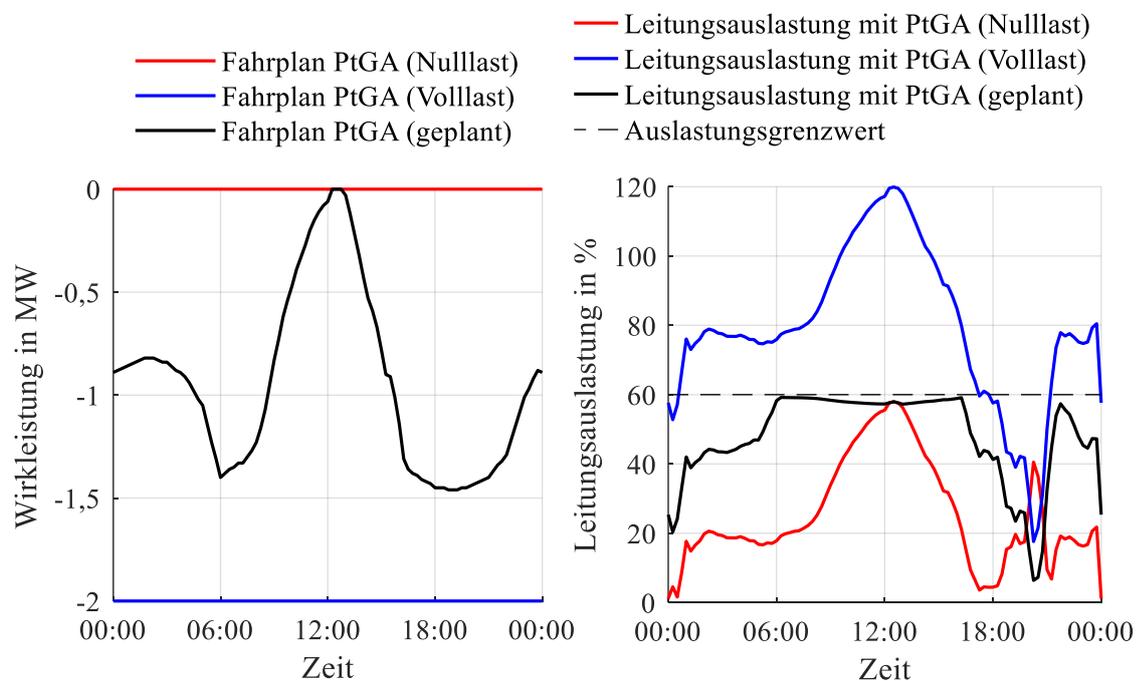


Abbildung 5-18: Fahrpläne der PtGA (links) und prognostizierte Leitungsauslastung (rechts) – SL, Einsatzplanungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag

Das Wasserstoffeinspeisepotenzial des Gasverteilnetzes stellt einen zusätzlich begrenzenden Faktor bei der Einsatzplanung der PtGA für den Tag des SL dar. Die Abbildung 5-19 (links) zeigt

den Gasverbrauch im Versorgungsgebiet, das prognostizierte Wasserstoffeinspeisepotenzial sowie die von der PtGA einzuspeisenden Wasserstoffmengen für die drei Kopplungsbedingungen auf. Der maximale Gasverbrauch im Versorgungsgebiet beträgt ca. 2.250 m³/h im untersuchten Tag. Die nach dem aufgestellten Fahrplan einzuspeisenden Wasserstoffmengen – schwarze Linie – entsprechen in mehreren Stunden des Tages genau dem Wasserstoffeinspeisepotenzial. Aufgrund des erforderlichen Herunterfahrens der PtGA kann das Wasserstoffeinspeisepotenzial ca. von 6 Uhr bis 16 Uhr nicht ausgeschöpft werden. Die Abbildung 5-19 (rechts) zeigt die Auswirkungen der Wasserstoffeinspeisung auf die Mischgasbeschaffenheit für die Kopplungsbedingungen auf. Beim Volllastbetrieb der PtGA liegen die brenntechnischen Parameter des Mischgases außerhalb des zulässigen Bereiches, welcher von den Grenzwerten definiert wird – blaue Punkte. Im Gegensatz dazu liegen die brenntechnischen Parameter des Mischgases beim vom SGAK aufgestellten Fahrplan der PtGA – schwarze Punkte – innerhalb des zulässigen Bereiches³⁸. Die relative Dichte ist in diesem Fall, wie beim SE, der begrenzende brenntechnische Parameter des Erdgases ($d = 0,55$).

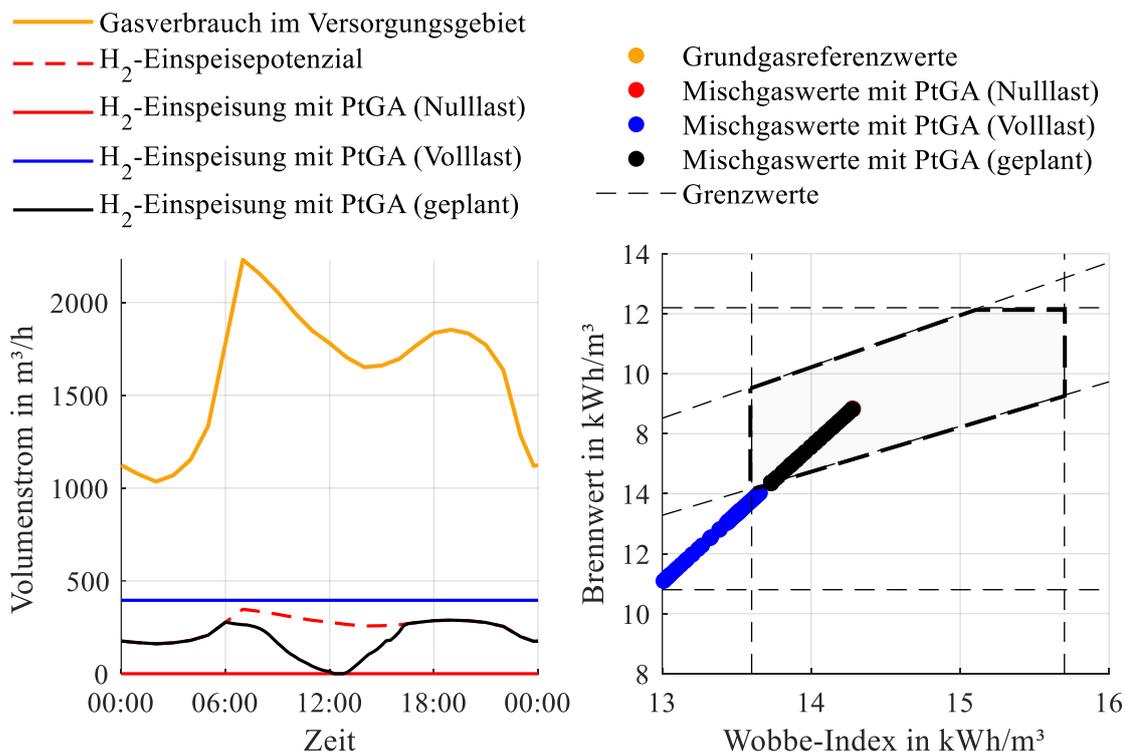


Abbildung 5-19: Wasserstoffeinspeisepotenzial und einzuspeisende Wasserstoffmengen (links). Prognostizierte Mischgasbeschaffenheit (rechts) – SL, Einsatzplanungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag

Die Abbildung 5-20 und die Abbildung 5-21 stellen den Verlauf der prognostizierten Mischgasbeschaffenheitswerte für die Kopplungsbedingungen dar. Beim vom SGAK aufgestellten Fahrplan der PtGA – schwarze Linien – befinden sich alle brenntechnischen

³⁸ Abbildung 5-19 (rechts): Die goldenen Punkte – Grundgasreferenzwerte – und die roten Punkte – Mischgaswerte mit PtGA (Nulllast) – befinden sich genau unter dem oberen schwarzen Punkt – Mischgaswerte mit PtGA (geplant)

Parameter innerhalb der zulässigen Grenzwerte. Die angenommene Wasserstoffkonzentrationsgrenze von 20 Vol.-% wird wiederum aufgrund der Begrenzung durch die relative Dichte zu keinem der Zeitpunkte vollständig ausgenutzt. Im Gegensatz dazu führt, wie bereits erwähnt, ein Vollastbetrieb der PtGA – blaue Linien –, zur Verletzung aller Grenzwerte der brenntechnischen Parameter außer dem Brennwert.

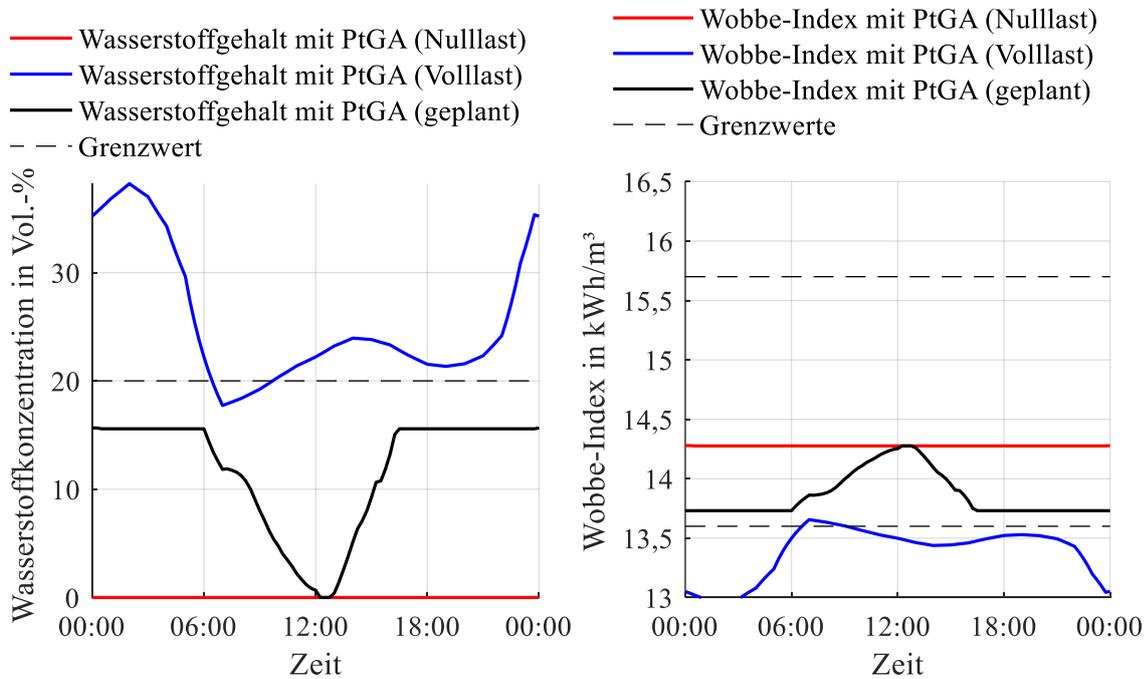


Abbildung 5-20: Prognostizierte Mischgasbeschaffenheitswerte: Wasserstoffgehalt (links) und Wobbe-Index (rechts) – SL, Einsatzplanungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag

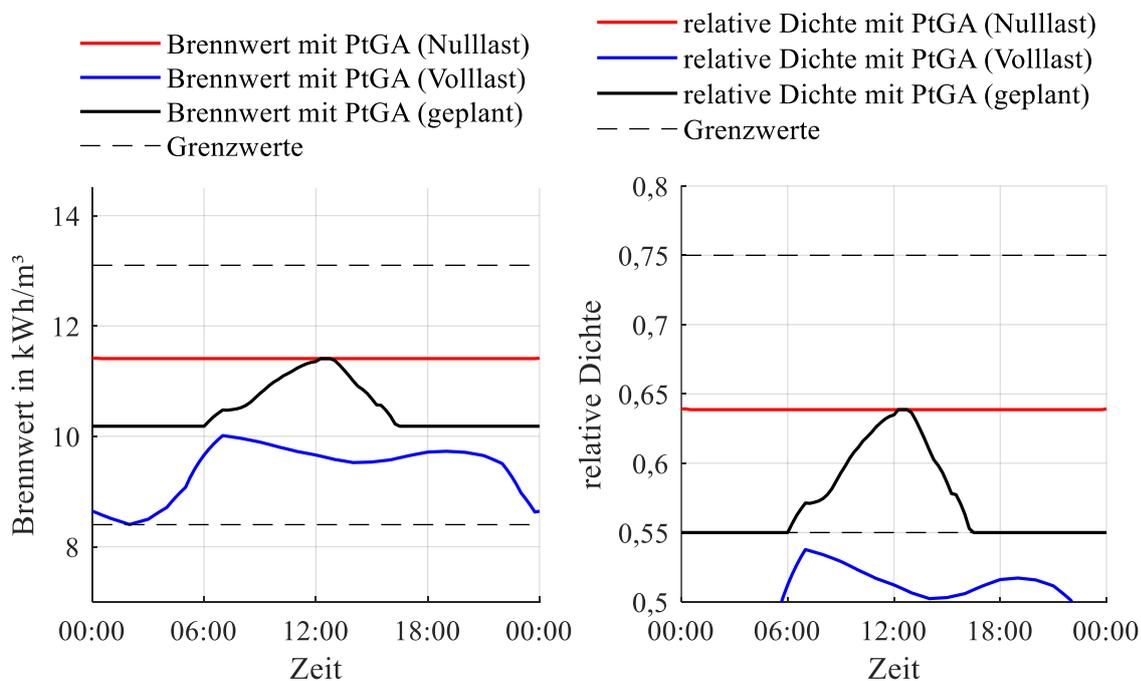


Abbildung 5-21: Prognostizierte Mischgasbeschaffenheitswerte: Brennwert (links) und relative Dichte (rechts) – SL, Einsatzplanungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag

5.5.1.3 Echtzeitüberwachungsphase

5.5.1.3.1 Einspeisefall

Die Abbildung 5-22 (links) stellt den Verlauf der Auslastung der am stärksten ausgelasteten Stromleitung am Tag des zSE dar. Die Leitungsauslastung der Echtzeitüberwachungsphase wird dabei der Leitungsauslastung der Einsatzplanungsphase gegenübergestellt. Diese werden in Anlehnung an die Netzzustandsidentifikation bzw. -prognose kurz als NZI bzw. NZP bezeichnet. Da für die Echtzeitüberwachungsphase zufällige Variationen der in der Einsatzplanungsphase verwendeten Zeitreihen für Stromerzeugung und -verbrauch angenommen (siehe Abschnitt 5.3.1) und unterschiedliche Zeitreihen für die gemessenen Gasbeschaffenheitswerte verwendet werden (siehe Anhang C, Abbildung C-5 bis Abbildung C-7), werden geänderte Strom- und Gasnetz-zustände identifiziert. Die geänderten identifizierten Strom- und Gasnetz-zustände führen dabei zu neuen Flexibilitätsanforderungen bzw. zur Notwendigkeit von Netzeingriffen im Echtzeitbetrieb. Bedingt durch die Auslastung der Stromleitungen besteht in diesem Fall kein Flexibilitätsbedarf, da trotz der Prognoseabweichungen von Stromerzeugung und -verbrauch keine Leitungsüberlastungen identifiziert werden (siehe Abbildung 5-22 (links, grüne Linie)). Im Gegensatz dazu führen die verwendeten Gasbeschaffenheitsmesswerte zur Ansteuerung der PtGA im Echtzeitbetrieb und so zu einer Abweichung des verfolgten Fahrplans vom ursprünglich geplanten Fahrplan. Die Abbildung 5-22 (rechts) zeigt den Vergleich beider Fahrpläne der PtGA auf. Es ist dabei zu bemerken, dass es sich bei der Ansteuerung der PtGA jeweils um kurzzeitige Abregelungen in Höhe von bis zu ca. 100 kW handelt.

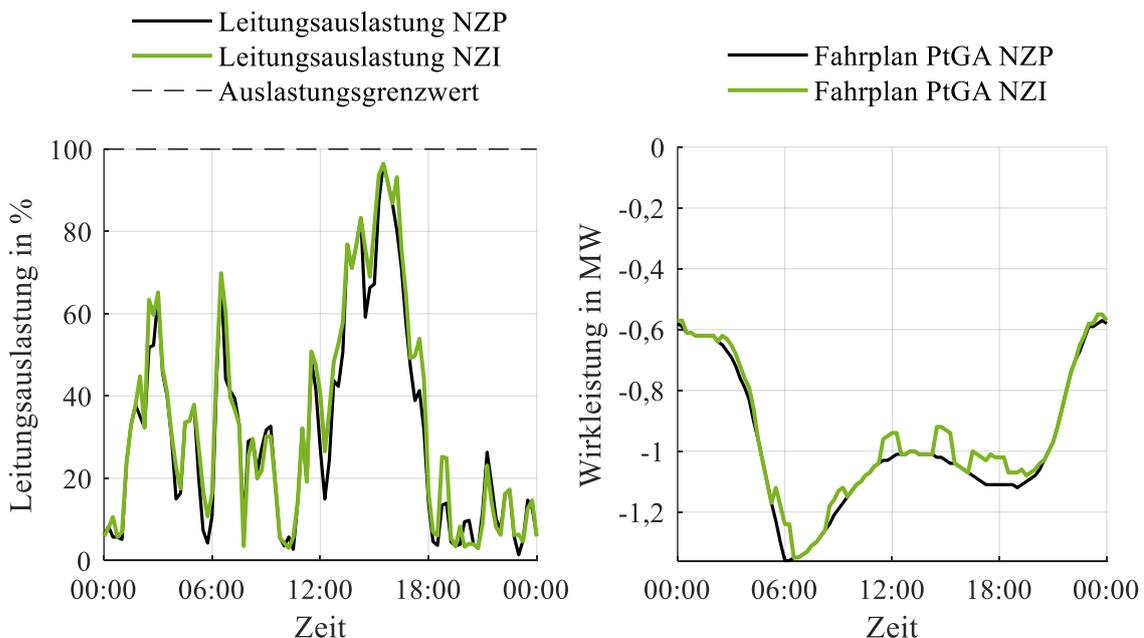


Abbildung 5-22: Prognostizierte und identifizierte Leitungsauslastung (links). Geplanter bzw. verfolgter Fahrplan der PtGA (rechts) – zSE, Echtzeitüberwachungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag

Die Ansteuerung der PtGA in Echtzeit ist die Antwort des SGAK auf drohende Verletzungen der Grenzwerte eines oder mehrerer der brenntechnischen Parameter. Die Abbildung 5-23 stellt den Verlauf der gemessenen Messwerte – goldene Linien – sowie der resultierenden Mischgasbeschaffenheitswerte – grüne Linien – für den Brennwert (links) und die relative Dichte (rechts) dar. Der Brennwert hat über den Tag hinweg ausreichenden Abstand zu den entsprechenden Grenzwerten, sodass ihm keine GWV drohen. Im Gegensatz dazu befindet sich die relative Dichte aus der NZP – schwarze Linie –, welche dem geplanten Fahrplan der PtGA entspricht, auf dem unteren Grenzwert ($d = 0,55$), sodass Prognoseabweichungen von dieser die Ansteuerung der PtGA in Echtzeit verursacht. Beim verfolgten Fahrplan der PtGA befindet sich die relative Dichte innerhalb des zulässigen Bereiches oder schlimmstenfalls auf dem unteren Grenzwert – grüne Linie.

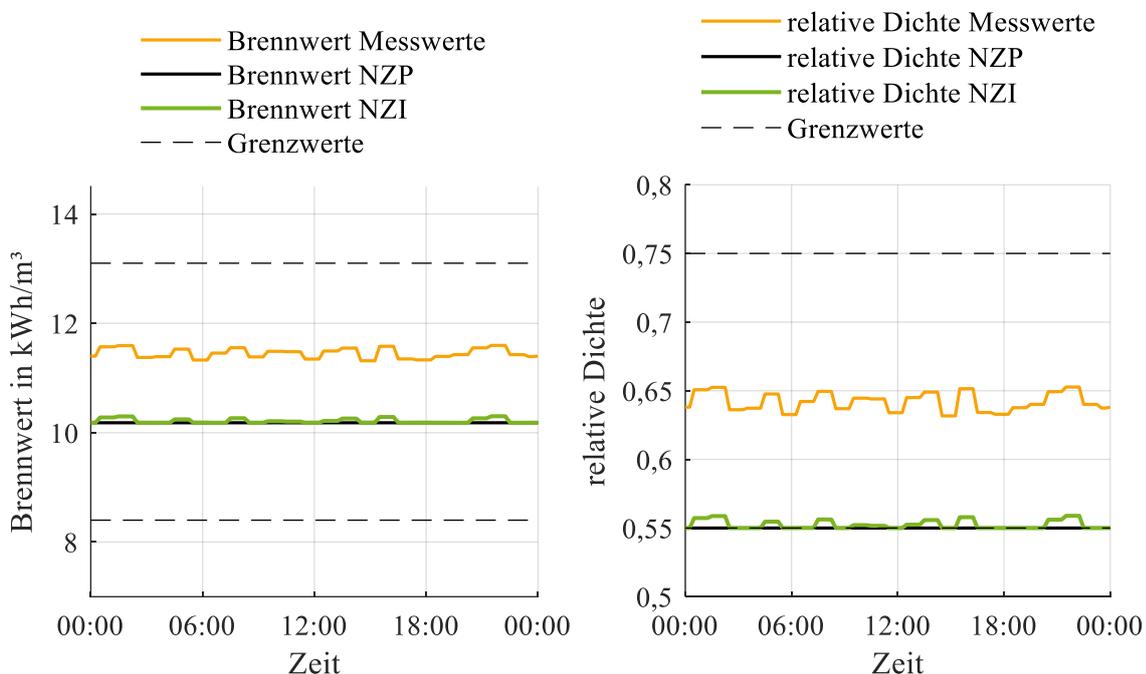


Abbildung 5-23: Resultierende Mischgasbeschaffenheitswerte: Brennwert (links) und relative Dichte (rechts) – zSE, Echtzeitüberwachungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag

Ferner zeigt die Abbildung 5-24 den Verlauf der gemessenen Messwerte – goldene Linien – sowie der resultierenden Mischgasbeschaffenheitswerte – grüne Linien – für den Wasserstoffgehalt (links) sowie den Wobbe-Index (rechts) auf. Ebenfalls, wie beim Brennwert, befinden sich diese Parameter innerhalb des zulässigen Bereiches, sodass ihnen keine GWV drohen bzw. die Prognoseabweichungen von diesen zu keiner Fahrplanänderungen führen. Ferner zeigt die Abbildung 5-25 (links) den Gasverbrauch im Versorgungsgebiet, das identifizierte Wasserstoffeinspeisepotenzial sowie die von der PtGA nach Fahrplan einzuspeisenden – NZP – bzw. eingespeisten – NZI – Wasserstoffmengen auf. Die eingespeisten Wasserstoffmengen – grüne Linie – überschreiten zu keinem Zeitpunkt das Wasserstoffeinspeisepotenzial – gestrichelte rote Linie. Die Abbildung 5-25 (rechts) zeigt die angenommenen gemessenen Gasbeschaffenheitswerte des Grundgases – goldene Punkte – sowie die resultierenden Mischgas-

beschaffenheitswerte – grüne Punkte –, welche sich ständig innerhalb des zulässigen Bereiches befinden. Die Mischgasbeschaffenheitswerte der NZP – schwarze Punkte – befinden sich dabei genau unter den Mischgasbeschaffenheitswerten der NZI – grüne Punkte.³⁹

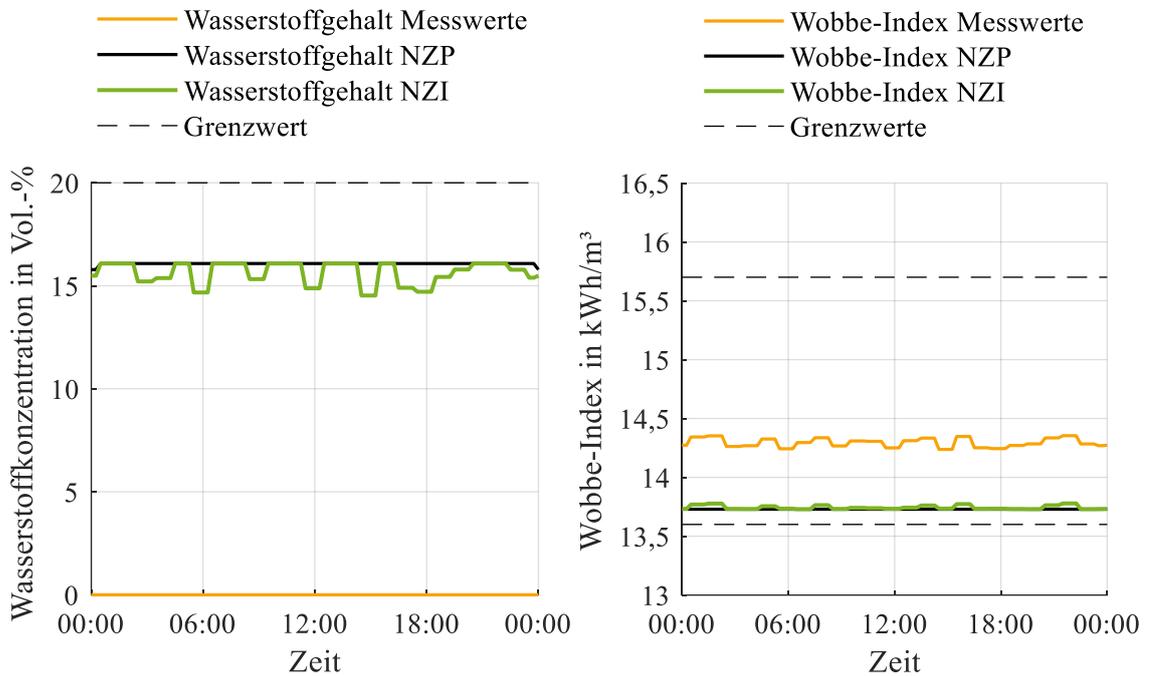


Abbildung 5-24: Resultierende Mischgasbeschaffenheitswerte: Wasserstoffgehalt (links) und Wobbe-Index (rechts) – zSE, Echtzeitüberwachungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag

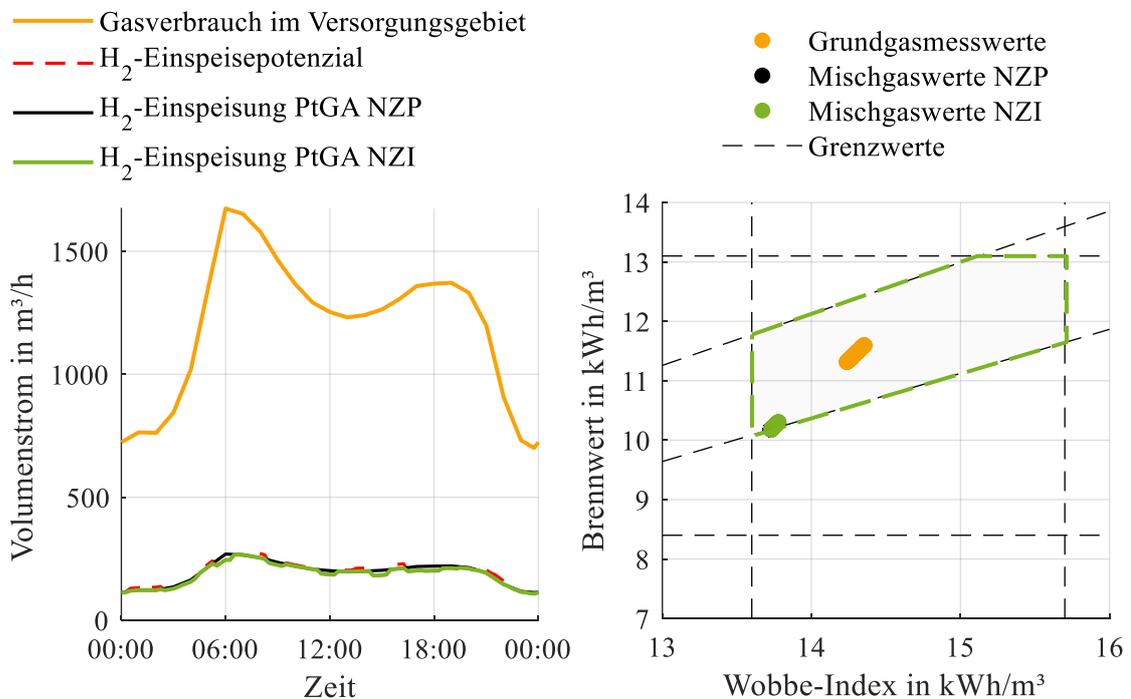


Abbildung 5-25: Wasserstoffeinspeisepotenzial und eingespeiste Wasserstoffmengen (links). Grundgasmesswerte und Mischgasbeschaffenheitswerte (rechts) – zSE, Echtzeitüberwachungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag

³⁹ Im Anhang D wird eine Simulationsvariante des Anwendungsfalls I im Einspeisefall vorgestellt.

5.5.1.3.2 Lastfall

Die Abbildung 5-26 (links) zeigt den Verlauf der Auslastung der am stärksten ausgelasteten Stromleitung am Tag des SL für die Einsatzplanungs- und Echtzeitüberwachungsphase – NZP bzw. NZI – auf. Analog zum Einspeisefall werden aufgrund der Prognoseabweichungen geänderte Strom- und Gasnetzzustände identifiziert. Die identifizierten Stromnetzzustände führen dabei zu keinen Flexibilitätsanforderungen, da sich die Leitungsauslastung trotz der Prognoseabweichungen unterhalb des Auslastungsgrenzwerts befindet. Im Gegensatz dazu führen die angenommenen Gasbeschaffenheitsmesswerte erneut zur Ansteuerung der PtGA im Echtzeitbetrieb bzw. zur Änderung ihres Fahrplans. Die Abbildung 5-26 (rechts) zeigt den Vergleich des von der PtGA verfolgten Fahrplans mit dem geplanten Fahrplan. Dabei wird die PtGA insbesondere in den ersten Tagesstunden – ca. von 0 Uhr bis 6 Uhr – geringfügig in ihrer Leistung reduziert.

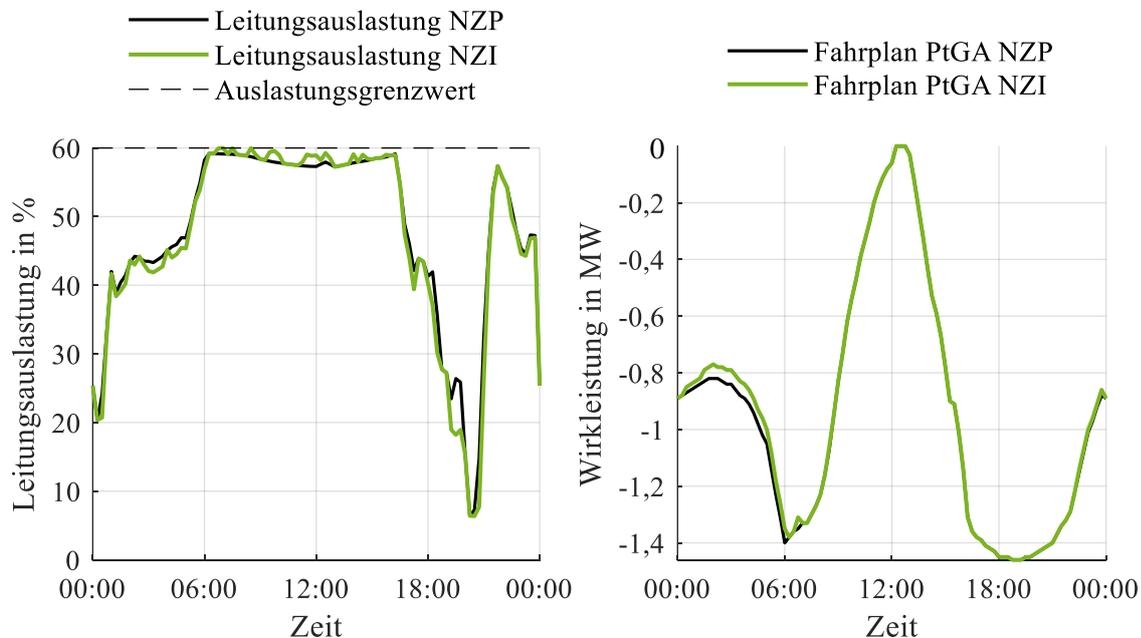


Abbildung 5-26: Prognostizierte und identifizierte Leitungsauslastung (rechts) und geplanter bzw. verfolgter Fahrplan der PtGA (rechts) – SL, Echtzeitüberwachungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag

Die Abbildung 5-27 stellt den Verlauf der Gasbeschaffenheitsmesswerte des Grundgases – goldene Linien – sowie der resultierenden Mischgasbeschaffenheitswerte – grüne Linien – für den Brennwert (links) bzw. die relative Dichte (rechts) dar. Aufgrund der verhältnismäßigen geringen relativen Dichte des Grundgases in den ersten Tagesstunden, sind Verletzungen des unteren Grenzwerts für die relative Dichte ($d = 0,55$) ohne Anpassung des Fahrplans der PtGA zu erwarten. Die drohenden GWV werden dann vom SGAK rechtzeitig identifiziert und vermieden, sodass sich die relative Dichte des Mischgases schlimmstenfalls auf dem unteren Grenzwert der relativen Dichte befindet. Beim verfolgten Fahrplan der PtGA befinden sich dann alle brenntechnischen Parameter des Mischgases innerhalb der zulässigen Grenzwerte, wie es

zusätzlich in der Abbildung 5-28 für den Wasserstoffgehalt sowie den Wobbe-Index dargestellt wird – grüne Linien.

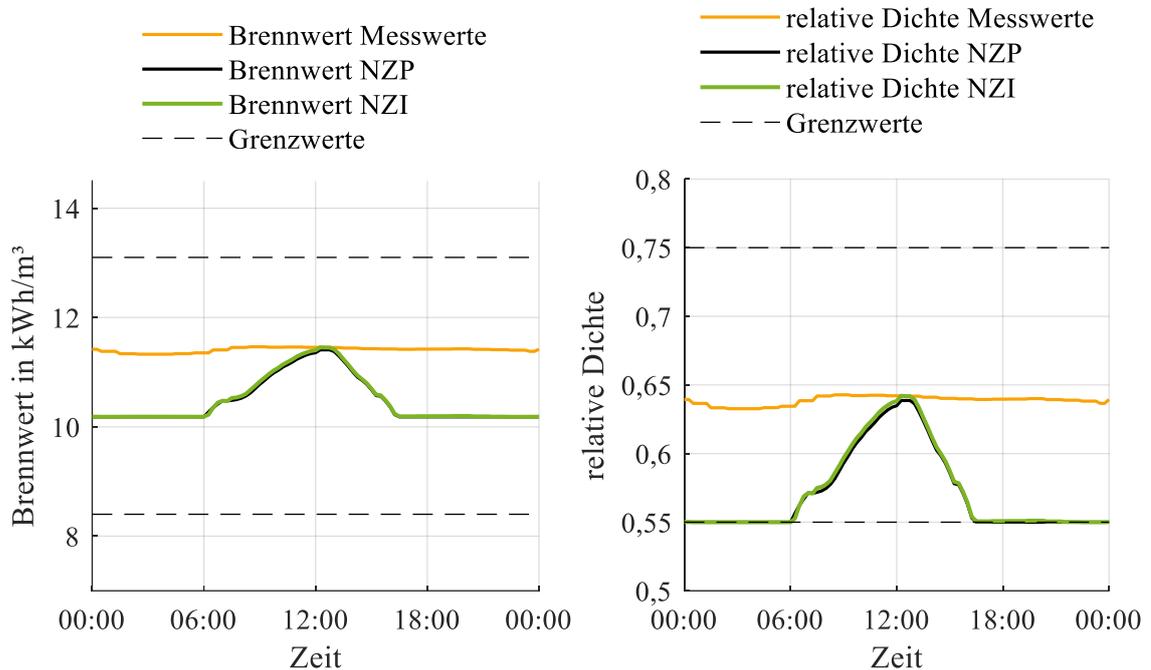


Abbildung 5-27: Resultierende Mischgasbeschaffenheitswerte: Brennwert (links) und relative Dichte (rechts) – SL, Echtzeitüberwachungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag

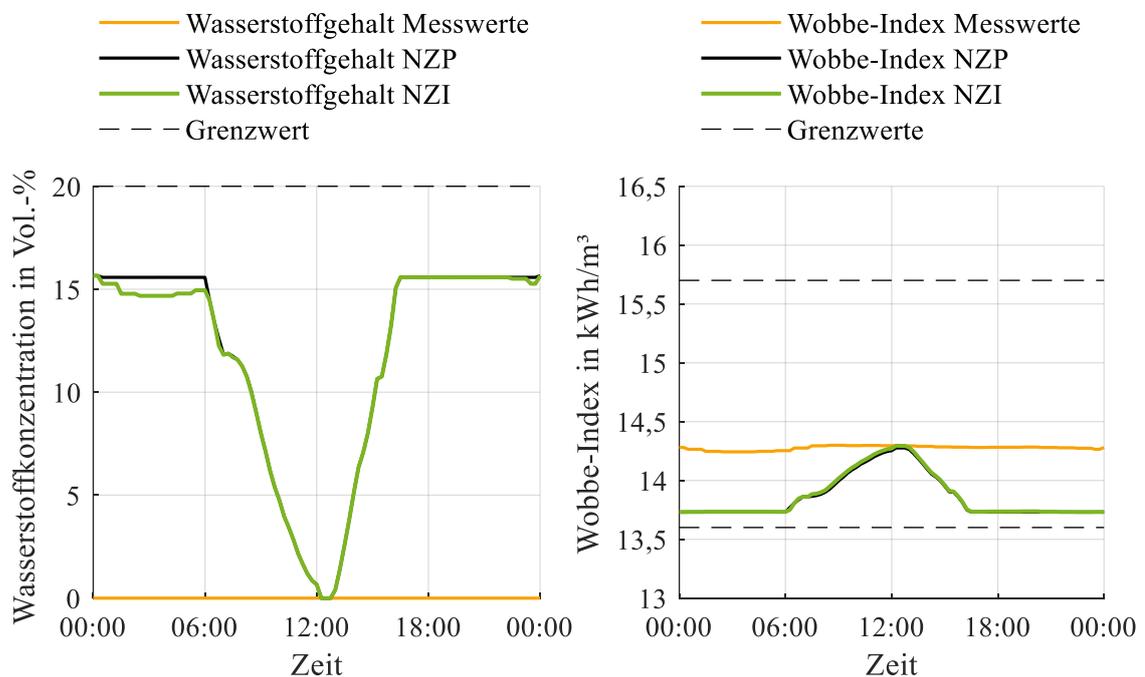


Abbildung 5-28: Resultierende Mischgasbeschaffenheitswerte: Wasserstoffgehalt (links) und Wobbe-Index (rechts) – SL, Echtzeitüberwachungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag

Ferner zeigt die Abbildung 5-29 (links) den Gasverbrauch im Versorgungsgebiet, das identifizierte Wasserstoffeinspeisepotenzial sowie die von der PtGA einzuspeisenden – NZZP – bzw. eingespeisten – NZI – Wasserstoffmengen auf. Die nach dem modifizierten Fahrplan

eingespeisten Wasserstoffmengen – grüne Linie – stimmen den Großteil des Tages mit den nach dem geplanten Fahrplan einzuspeisenden Wasserstoffmengen – schwarze Linie – überein, wobei die Abregelung der PtGA gegen mittags, bedingt durch stromseitige Restriktionen geplant war. Aufgrund der netzzustandsabhängigen Ansteuerungen der PtGA im Echtzeitbetrieb weichen die eingespeisten von den einzuspeisenden Wasserstoffmengen in den ersten Tagesstunden geringfügig ab. Die Abbildung 5-29 (rechts) zeigt erneut die resultierenden Mischgasbeschaffenheitswerte, welche sich innerhalb des zulässigen Bereiches befinden. Die gestreuten Mischgasbeschaffenheitswerte der NZI – grüne Punkte – decken in der Abbildung die Grundgasbeschaffenheitsmesswerte sowie die Mischgasbeschaffenheitswerte der NZI.

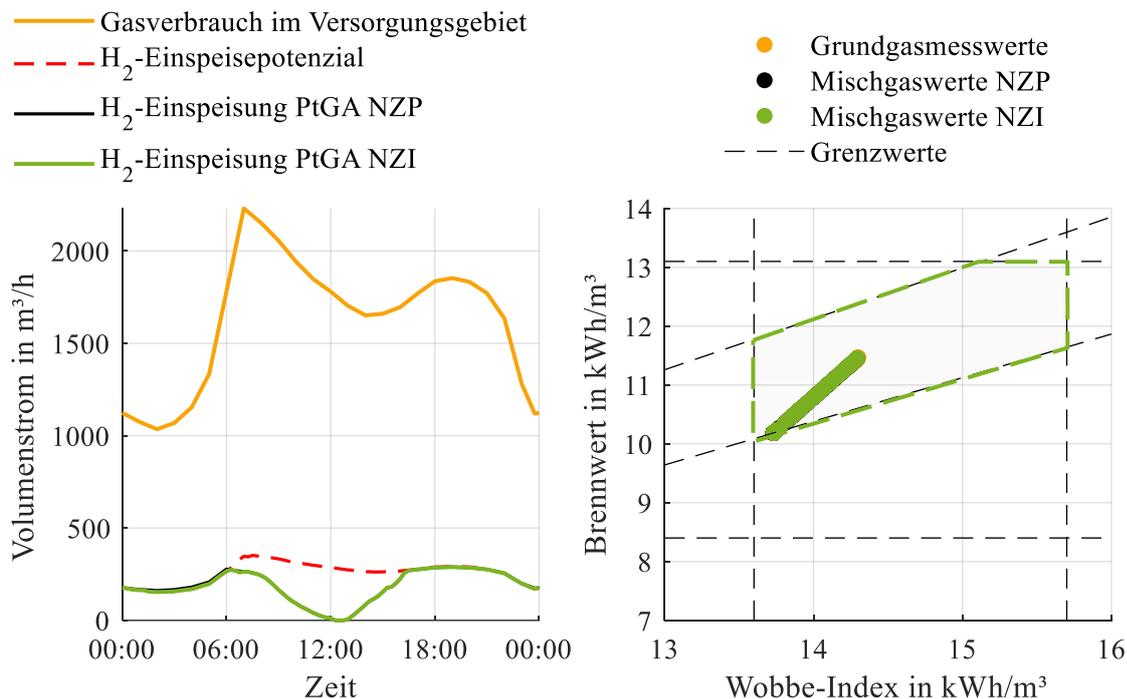


Abbildung 5-29: Wasserstoffeinspeisepotenzial und eingespeiste Wasserstoffmengen (links). Grundgasmesswerte und Mischgasbeschaffenheitswerte (rechts) – SL, Echtzeitüberwachungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag

5.5.1.4 Betrachtung des Gasnetzdruckes

Die Zustandsprognose und -identifikation des Gasverteilstromdruckes gehören zur Einsatzplanungs- bzw. Echtzeitüberwachungsphase des SGAK. Das Gasverteilstromnetz 1 ist ein MD-Netz mit OP von $p = 0,65$ bar, welches über die Möglichkeit der ein- oder zweiseitigen Gaseinspeisung aus der vorgelagerten Netzebene verfügt (siehe Abbildung 5-6 (rechts)). Im Rahmen des Anwendungsfalls I wird die einseitige Gaseinspeisung untersucht, da dadurch ein höherer Volumenstrom für die Wasserstoffeinspeisung gewährleistet werden kann. Als Folge verschlechtert die einseitige Gaseinspeisung den Zustand des Gasverteilstromdruckes an den Tagen der untersuchten stromseitigen zSE und SL. Nichtsdestotrotz trägt der hohe Vermaschungsgrad des Gasverteilstromnetzes 1 zur Aufrechterhaltung der Druckstabilität bei, so dass keine GWV zu

erwarten sind bzw. kein Bedarf an der Anwendung von Regelungsstrategien zur Druckhaltung in diesen Tagen besteht. Eine andere Situation besteht jedoch am Tag des gasseitigen SL, welcher an einem anderen Tag als der stromseitige SL auftritt. Die im Folgenden aufgezeigten Ergebnisse entsprechen dabei der Einsatzplanungsphase für den Tag des gasseitigen SL. Einerseits zeigt die Abbildung 5-30 (links) den Zustand des Gasverteilnetzdruckes unter der Annahme eines konstanten Drucksollwerts von $p = 0,65$ bar an der GDRA 1-2 auf. Es ist zu bemerken, dass der Druck am Knoten mit dem geringsten Druck (Netzschlechtpunkt) unter die untere Druckgrenze ($p^{\min} = 0,1$ bar) fällt. Andererseits stellt die Abbildung 5-30 (rechts) die Auswirkungen der Implementierung einer DDF auf den Zustand des Gasverteilnetzdruckes dar. Der Drucksollwert an der GDRA 1-2 wird sukzessiv mit dem Ziel eingestellt, den Mindestdruck des Netzes – das heißt der Druck am Netzschlechtpunkt – ständig um $p = 0,45$ bar zu halten. Der Drucksollwert an der GDRA 1-2 erreicht in diesem Fall zu keinem der Zeitpunkte den MOP von $p^{\max} = 1$ bar. Die Wasserstoffeinspeisung in das Gasverteilnetz hat dabei keinen großen Einfluss auf die Gasverteilnetzdrücke, da der maximal mögliche Wasserstoffgehalt des Mischgases relativ gering ist – max. 20 Vol.%. Die Implementierung der DDF kann somit zur Haltung eines stabilen Druckes des einseitig gespeisten Gasverteilnetzes beitragen.

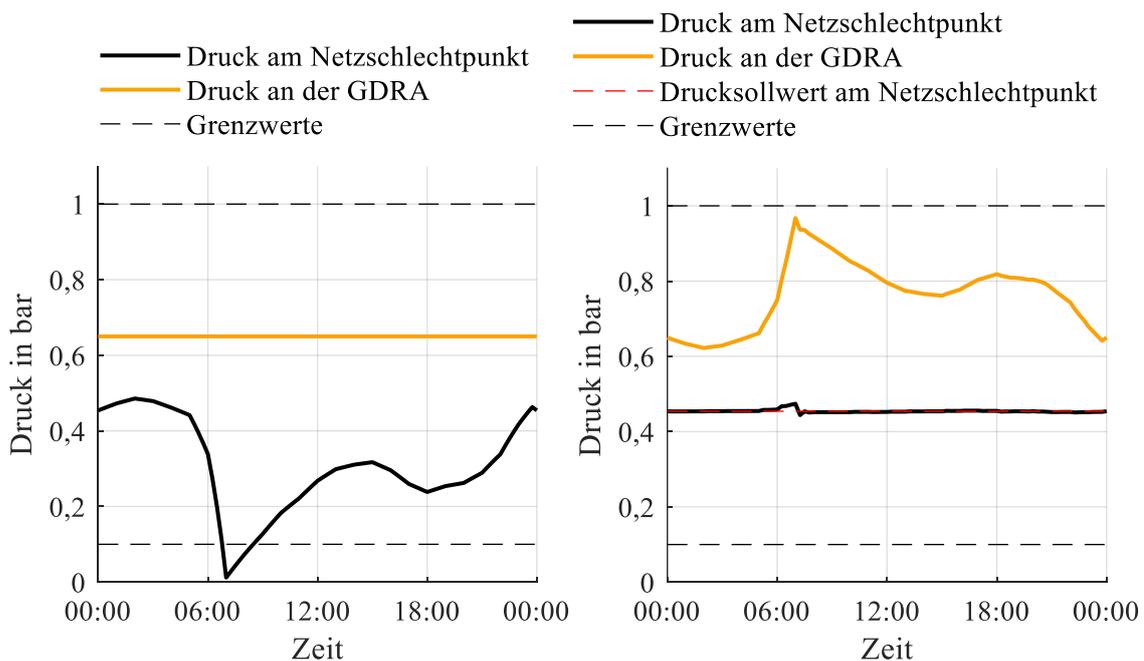


Abbildung 5-30: Zustand des Gasverteilnetzdruckes bei statischer Druckfahrweise (links). Zustand des Gasverteilnetzdruckes bei Implementierung einer DDF (rechts) – SL des Gasverteilnetzes, Einsatzplanungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag

5.5.1.5 Betrachtung der Erbringung von SRL

Dieser Abschnitt behandelt die Bereitstellung von SRL seitens der PtGA zusätzlich zur bisher behandelten Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität. Der Auktionsprozess des SRL-Markts verpflichtet die nach der Merit-Order-Liste bezuschlagten Anlagen, die angebotene Leistung für

die angebotenen vierstündigen Zeitscheiben des Belieferungstages ständig vorzuhalten. Der Anlagenbetreiber bzw. -vermarkter kann die PtGA-Leistung am Belieferungsvortag unter Berücksichtigung des Strom- und Gasnetzanforderungen und -restriktionen anbieten. In der Einsatzplanungsphase wurde für den zSE aufgezeigt, dass, aufgrund des negativen Flexibilitätsbedarfs, ein unbedingter Betrieb der PtGA zu einigen Zeitpunkten erforderlich ist. Zusätzlich wird der Fahrplan der PtGA dabei vom Wasserstoffeinspeisepotenzial des Gasverteilnetzes so begrenzt, dass diese nicht mit Volllast betrieben werden darf. Der Anlagenbetreiber bzw. -vermarkter kann dann die nach der Gleichung (37) gegebene Leistung der am Knoten k angeschlossenen PtGA als positive SRL anbieten. $P_k^{flex}(t)$ ist dabei der an der am Knoten k angeschlossenen PtGA vorzugebende Wirkleistungssollwert nach der Gleichung (36), welcher den netzdienlichen Wirkleistungsflexibilitätsbedarf $\Delta P^{flex}(t)$ beinhaltet. Aus keinem negativen Wirkleistungsflexibilitätsbedarf ($\Delta P^{flex}(t) \geq 0$) innerhalb einer vierstündigen Zeitscheibe ($[0, 4)$, $[4, 8)$, $[8, 12)$, $[12, 16)$, $[16, 20)$, $[20, 24)$) folgt (\Rightarrow) die Möglichkeit des SRL-Angebots. Das Minimum der Wirkleistungssollwerte $P_k^{flex}(t)$ innerhalb einer Zeitscheibe entspricht der für diese Zeitscheibe als positive SRL anbietbaren PtGA-Leistung.

$$P_k^{SRL}(t) = \begin{cases} \Delta P^{flex}(t) \geq 0, & \forall t \in [0, 4) \Rightarrow \min(P_k^{flex}(t)) \\ \Delta P^{flex}(t) \geq 0, & \forall t \in [4, 8) \Rightarrow \min(P_k^{flex}(t)) \\ \Delta P^{flex}(t) \geq 0, & \forall t \in [8, 12) \Rightarrow \min(P_k^{flex}(t)) \\ \Delta P^{flex}(t) \geq 0, & \forall t \in [12, 16) \Rightarrow \min(P_k^{flex}(t)) \\ \Delta P^{flex}(t) \geq 0, & \forall t \in [16, 20) \Rightarrow \min(P_k^{flex}(t)) \\ \Delta P^{flex}(t) \geq 0, & \forall t \in [20, 24) \Rightarrow \min(P_k^{flex}(t)) \end{cases} \quad (37)$$

Gemäß der Abbildung 5-31 sowie nach der Gleichung (37) kann die PtGA-Leistung für den Tag des zSE in der ersten, dritten und sechsten vierstündigen Zeitscheibe des Tages (von 0 Uhr bis 4 Uhr, von 8 Uhr bis 12 Uhr sowie von 20 Uhr bis 24 Uhr) am SRL-Markt angeboten werden. Dementsprechend können Leistungswerte von ca. $P_k^{SRL}[0, 4) = 0,55$ MW, $P_k^{SRL}[8, 12) = 1$ MW bzw. $P_k^{SRL}[20, 24) = 0,55$ MW angeboten werden. Für den Tag des SL wurde in der Einsatzplanungsphase aufgezeigt, dass der Betrieb der PtGA von der resultierenden Leitungsauslastung des Stromverteilnetzes sowie vom Wasserstoffeinspeisepotenzial des Gasverteilnetzes zu mehreren Zeitpunkten eingeschränkt wird. Hierbei kann, wie beim zSE, positive SRL nach der Gleichung (37) angeboten werden. Die Abbildung 5-32 zeigt auf, dass die PtGA-Leistung in der ersten, zweiten, fünften und sechsten vierstündigen Zeitscheibe des Tages (von 0 Uhr bis 4 Uhr, von 4 Uhr bis 8 Uhr, von 16 Uhr bis 20 Uhr sowie von 20 Uhr bis 24 Uhr) am SRL-Markt angeboten werden kann. Es können Leistungswerte von ca. $P_k^{SRL}[0, 4) = 0,8$ MW, $P_k^{SRL}[4, 8) = 0,9$ MW, $P_k^{SRL}[16, 20) = 1,15$ MW bzw. $P_k^{SRL}[20, 24) = 0,85$ MW angeboten werden. Voraussetzung hierfür ist die Integration der PtGA in einen Anlagenpool bzw. die Vermarktung durch einen Aggregator (siehe Abschnitt 2.3.5).

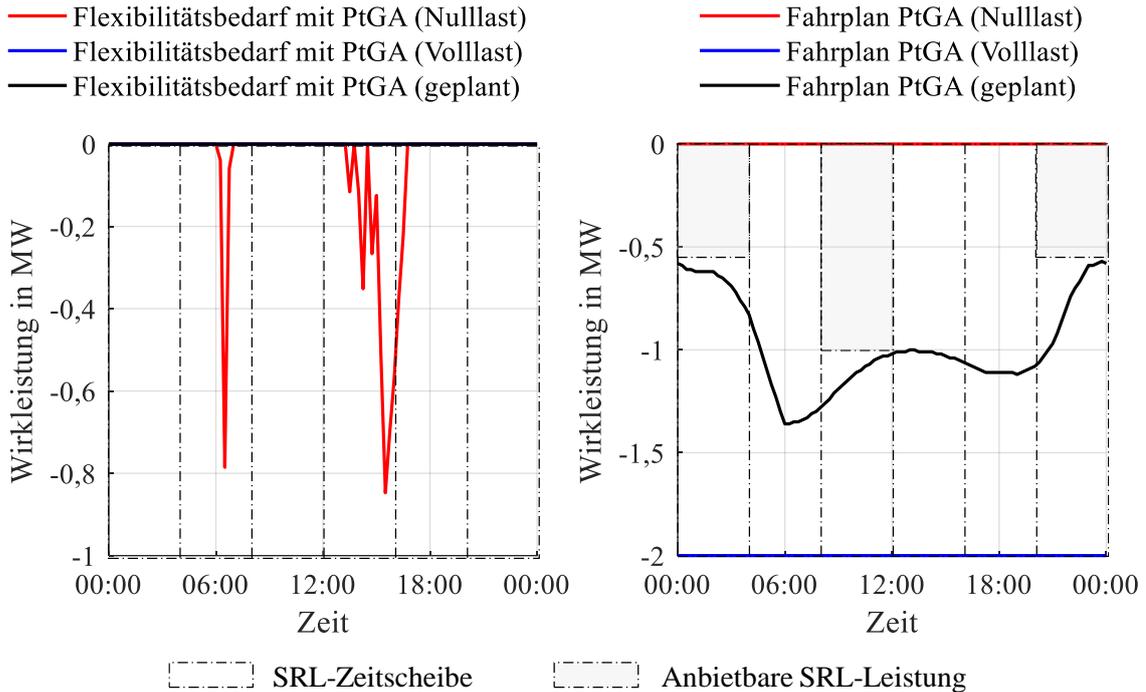


Abbildung 5-31: Flexibilitätsbedarf (links) und Fahrplan der PtGA (rechts) – SRL, zSE, Einsatzplanungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag

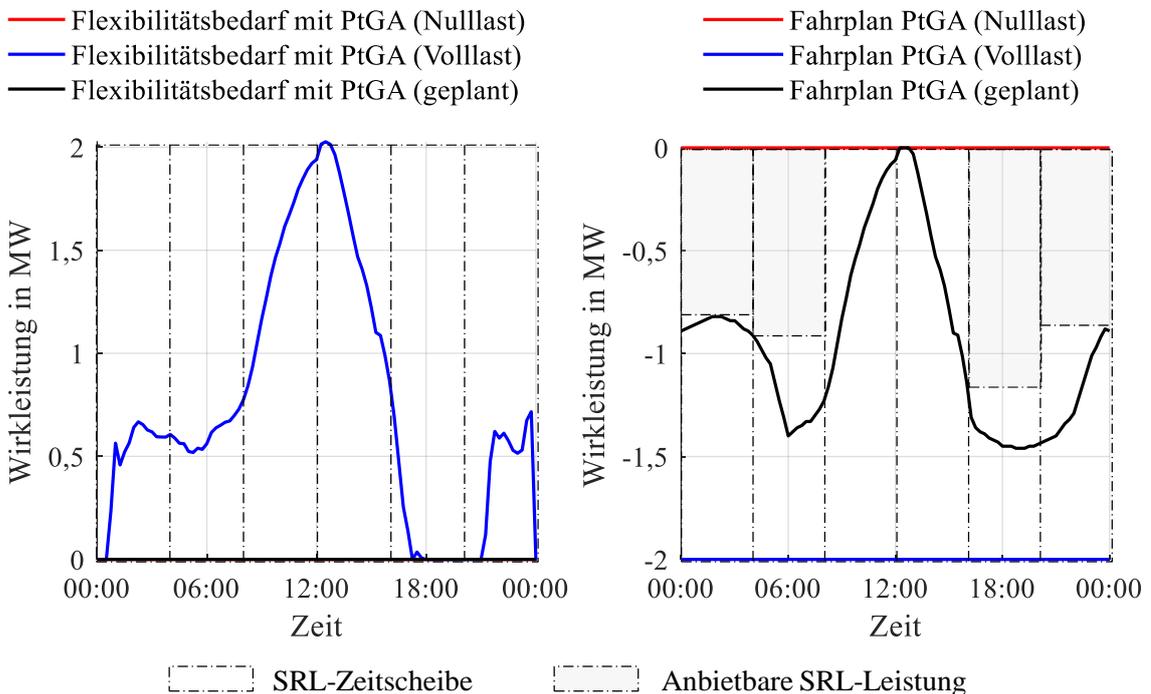


Abbildung 5-32: Flexibilitätsbedarf (links) und Fahrplan der PtGA (rechts) – SRL, SL, Einsatzplanungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag

Durch den zuvor vorgestellten Ansatz stellt die PtGA konfliktfrei sowohl die vom Stromverteilnetz benötigte Flexibilität als auch SRL bereit. Die PtGA kann dann von dieser zusätzlichen Vermarktungsoption profitieren. Falls die PtGA zu einer Regelleistungserbringung kommt, werden die lokale Strom- und Gasnetzbetriebsparameter innerhalb der zulässigen

Grenzwerte eingehalten (siehe Anhang D zur Fortführung dieser Betrachtung). Innerhalb der Zeitscheiben, in denen die PtGA aufgrund eines Zuschlags positive SRL vorhalten soll, ist die Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität untersagt. Falls ein nicht prognostizierter kritischer Strom- oder Gasnetzzustand in der Echtzeitüberwachungsphase eintritt, muss diese vom SGAK mithilfe anderer Flexibilitätsoptionen behoben werden. In den weiteren Zeitscheiben des Tages kann der Fahrplan der PtGA entsprechend den Flexibilitätsanforderungen und dem Wasserstoffeinspeisepotenzial des Gasnetzes weiterhin geändert werden – wie zuvor im Anwendungsfall I aufgezeigt.

5.5.2 Anwendungsfall II – Einsatz einer Power-to-Gas-Anlage (H₂) bei Umstellung des Gasverteilnetzes von Erdgas auf Wasserstoff

5.5.2.1 Annahmen

Der zweite Anwendungsfall basiert auf dem Anwendungsfall I und behandelt die Umstellung des Gasverteilnetzes von Erdgas auf Wasserstoff. Hierbei wird auf den Umstellungsprozess, bspw. auf die erforderlichen Anpassungen in den Endnutzungsgeräten oder der Gasverteilnetzinfrastruktur an sich, nicht eingegangen. Es wird angenommen, dass solche Anpassungen seitens des Gas-VNB in Abstimmung mit den Kunden sowie mit den weiteren Stakeholdern bis zum Untersuchungsjahr – Szenario 2030 – realisiert werden. Des Weiteren wird eine gleichbleibende Gasnachfrage in kWh im Vergleich zum Anwendungsfall I angenommen. Dies vernachlässigt bspw. mögliche Verbesserungen im Wirkungsgrad der Endnutzungsgeräte. Die Gasnachfrage in m³/h wird anhand des Wasserstoffbrennwertes entsprechend angepasst. Es werden ausschließlich die Ergebnisse der Einsatzplanungsphase im SE vorgestellt, da für die Echtzeitüberwachungsphase sowie für den SL ähnliche Ergebnisse entsprechend des Anwendungsfalls I zu erwarten sind.

5.5.2.2 Einsatzplanungsphase, Einspeisefall

Im Anwendungsfall I wurde der Tag des zSE des Stromverteilnetzes behandelt. Es wurde dabei aufgezeigt, wie der Einsatz der PtGA für den Tag des zSE unter Berücksichtigung der vorhandenen Strom- und Gasnetzanforderungen und -potenziale geplant und wie dieser in der Echtzeitüberwachungsphase am Tag des zSE bedarfsgerecht angepasst werden kann. Der Anwendungsfall II betrachtet den Tag des SE des Stromverteilnetzes, dessen Besonderheit im geringeren Wasserstoffeinspeisepotenzial des Gasverteilnetzes – im Vergleich zum Tag des zSE – besteht⁴⁰. Die Abbildung 5-33 (links) stellt die Situation des Gasverteilnetzes 1 am Tag des SE des Stromverteilnetzes 1 dar: Das maximale Wasserstoffeinspeisepotenzial beträgt dabei

⁴⁰ Dementsprechend ist der Grund für die Auswahl des zSE für die Untersuchungen des Anwendungsfalls I das Vorhandensein eines ausreichenden Wasserstoffeinspeisepotenzials, um die Funktionsweise des SGAK sowie der netzdienliche Einsatz der PtGA auf eine einfache Art und Weise zu schildern

etwas weniger als $100 \text{ m}^3/\text{h}$ bei einem maximalen Gasverbrauch im gesamten Versorgungsgebiet von lediglich ca. $600 \text{ m}^3/\text{h}$ (ca. um 6 Uhr); die einzuspeisenden Wasserstoffmengen, welche dem vom SGAK für diesen Tag aufgestellten Fahrplan entsprechen, werden somit vom Wasserstoffeinspeisepotenzial stark begrenzt⁴¹. Im Gegensatz dazu bietet, bei der Umstellung des Gasverteilnetzes von Erdgas auf Wasserstoff, das Wasserstoffnetz ausreichendes Wasserstoffeinspeisepotenzial für einen Volllastbetrieb der PtGA ($\dot{V} = 395,48 \text{ m}^3/\text{h}$). Dies wird in der Abbildung 5-33 (rechts) dargestellt: Der Wasserstoffverbrauch in m^3/h beträgt etwa das Dreifache des Gasverbrauchs in m^3/h aufgrund des geringeren Brennwertes des Wasserstoffes. Das Wasserstoffeinspeisepotenzial – gestrichelte rote Linie – stimmt in diesem Fall mit dem Wasserstoffverbrauch im Versorgungsgebiet – goldene Linie – überein⁴².

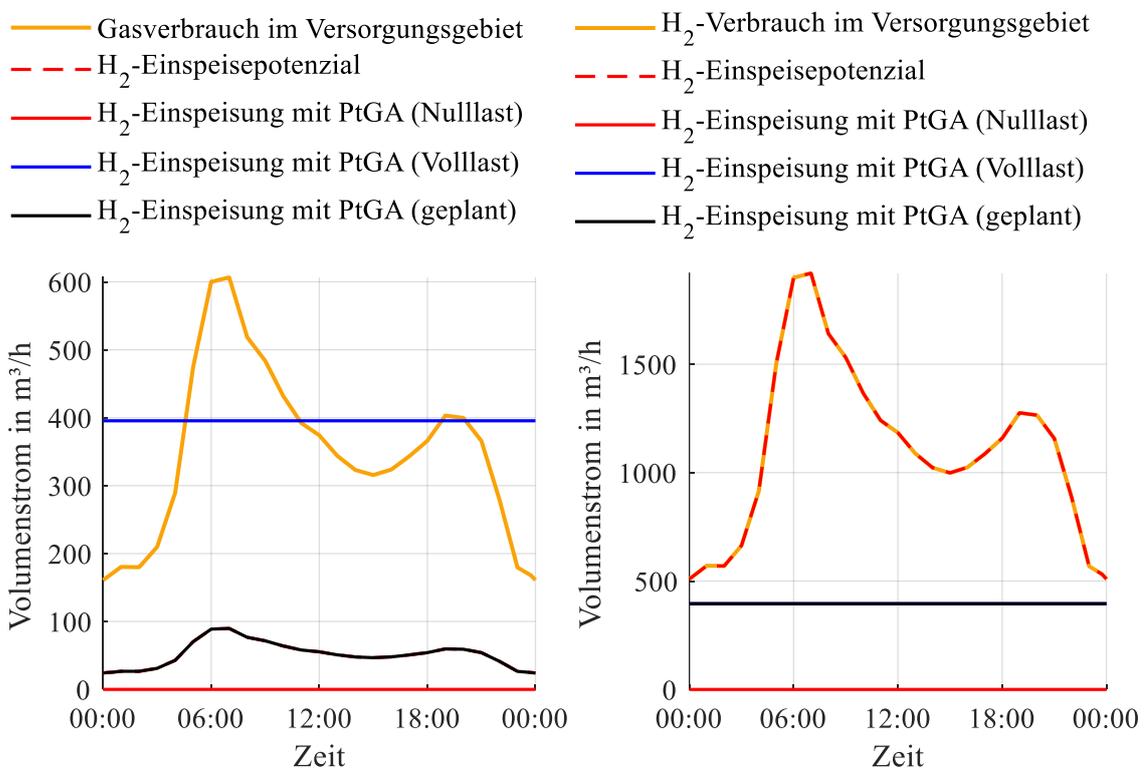


Abbildung 5-33: Wasserstoffeinspeisepotenzial entsprechend den Annahmen des Anwendungsfalls I (links). Wasserstoffeinspeisepotenzial entsprechend den Annahmen des Anwendungsfalls II (rechts) – SE, Einsatzplanungsphase, Szenario 2030, ein Tag

Die Abbildung 5-34 stellt die prognostizierten kritischen Netzzustände im Stromverteilnetz entsprechend den Annahmen des Anwendungsfalls I (links) denen des Anwendungsfalls II (rechts) gegenüber. Die prognostizierten GWV sind identisch zwischen beiden Fällen für die Kopplungsbedingungen mit PtGA (Nulllast) – rote Punkte – bzw. mit PtGA (Volllast) – blaue Punkte. Der Unterschied besteht im vom SGAK aufgestellten Fahrplan der PtGA, welcher im Fall

⁴¹ Abbildung 5-33 (links): Die gestrichelte rote Linie – Wasserstoffeinspeisepotenzial – befindet sich genau unter der schwarzen Linie – Wasserstoffeinspeisung mit PtGA (geplant)

⁴² Abbildung 5-33 (rechts): Die blaue Linie – Wasserstoffeinspeisung mit PtGA (Volllast) – befindet sich genau unter der schwarzen Linie – Wasserstoffeinspeisung mit PtGA (geplant)

der Annahmen des Anwendungsfalls I vom Wasserstoffeinspeisepotenzial stark begrenzt wird, sodass mehrere GWV im Stromverteilnetz bestehen bleiben (siehe Abbildung 5-34 (links, schwarze Punkte)). Im Fall der Annahmen des Anwendungsfalls II darf die PtGA für einen durchgängigen Volllastbetrieb geplant werden, sodass alle GWV vermieden werden können (siehe Abbildung 5-34 (rechts, schwarze Punkte))⁴³.

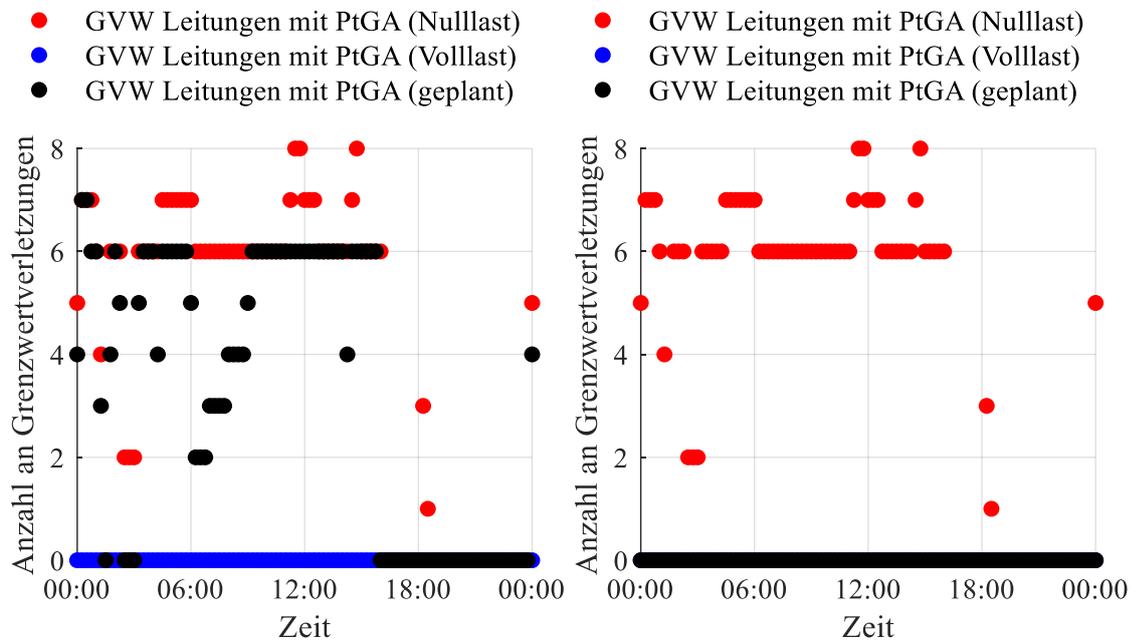


Abbildung 5-34: Prognostizierte kritische Stromnetzzustände entsprechend den Annahmen des Anwendungsfalls I (links). Prognostizierte kritische Stromnetzzustände entsprechend den Annahmen des Anwendungsfalls II (rechts) – SE, Einsatzplanungsphase, Szenario 2030, ein Tag

Die Abbildung 5-35 und die Abbildung 5-36 zeigen den Flexibilitätsbedarf bzw. den Verlauf der Auslastung der am stärksten ausgelasteten Stromleitung des Stromverteilnetzes entsprechend den Annahmen des Anwendungsfalls I (links) sowie des Anwendungsfalls II (rechts) auf. Sowohl der Flexibilitätsbedarf als auch die Leitungsauslastung zeigen identische Verläufe zwischen beiden Fällen für die Kopplungsbedingungen mit PtGA (Nulllast) – rote Linien – bzw. mit PtGA (Volllast) – blaue Linien – auf. Dennoch wird beim vom SGAK aufgestellten Fahrplan der PtGA lediglich im Fall der Annahmen des Anwendungsfalls II der Flexibilitätsbedarf vollständig gedeckt (siehe Abbildung 5-35 (rechts, schwarze Linie))⁴⁴, sodass sich die prognostizierte Leitungsauslastung ständig innerhalb des zulässigen Bereiches befindet (siehe Abbildung 5-36 (rechts, schwarze Linie))⁴⁵. Die Erhöhung der Fähigkeit des Gasverteilnetzes, Wasserstoff aufzunehmen – bspw. durch die Umstellung des Energienetzes von Erdgas auf Wasserstoff –, weist somit erhebliche Vorteile für die gekoppelten Strom- und Gasverteilnetze auf. Ferner, wie

⁴³ Abbildung 5-34 (rechts): Die blauen Punkte – GVW Leitungen mit PtGA (Volllast) – befinden sich genau unter den schwarzen Punkten – GVW Leitungen mit PtGA (geplant)

⁴⁴ Abbildung 5-35 (rechts): Die blaue Linie – Flexibilitätsbedarf mit PtGA (Volllast) – befindet sich genau unter der schwarzen Linie – Flexibilitätsbedarf mit PtGA (geplant)

⁴⁵ Abbildung 5-36 (rechts): Die blaue Linie – Leitungsauslastung mit PtGA (Volllast) – befindet sich genau unter der schwarzen Linie – Leitungsauslastung mit PtGA (geplant)

es am Anfang des Abschnitts 5.5 erwähnt wird, besteht die Möglichkeit die PtGA um Wasserstoffspeicher zu erweitern, wenn die Wasserstoffeinspeisung im Gasverteilnetz durch geringe Grundgasvolumenströme begrenzt wird – wie es der Fall des Anwendungsfalls I am Tag des SE ist²⁴ [26].

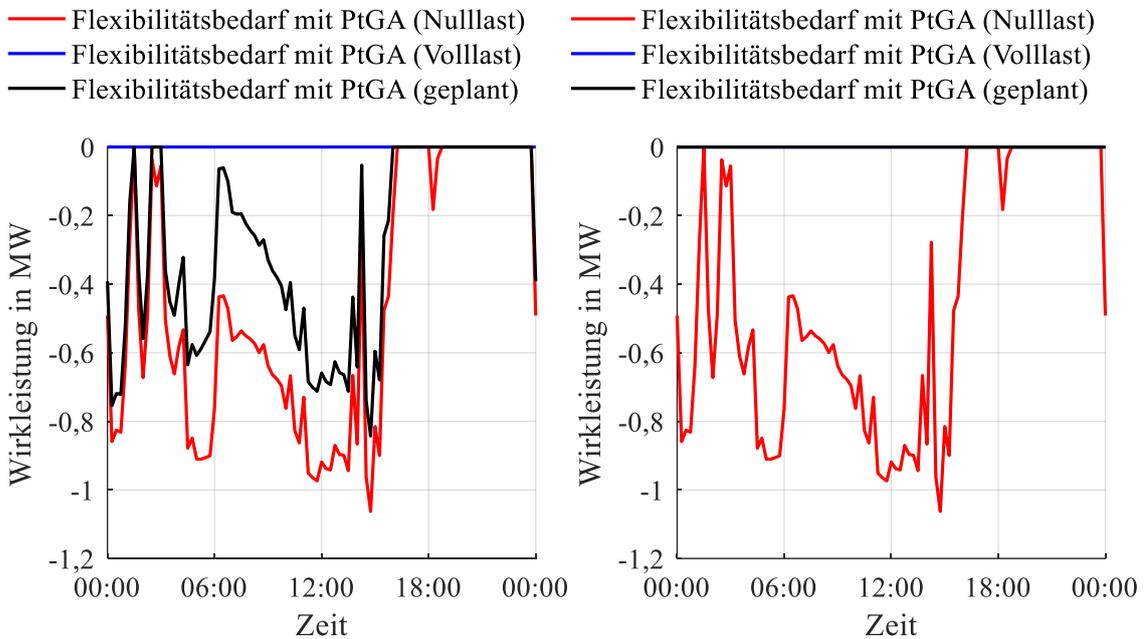


Abbildung 5-35: Flexibilitätsbedarfe entsprechend den Annahmen des Anwendungsfalls I (links). Flexibilitätsbedarfe entsprechend den Annahmen des Anwendungsfalls II (rechts) – SE, Einsatzplanungsphase, Szenario 2030, ein Tag

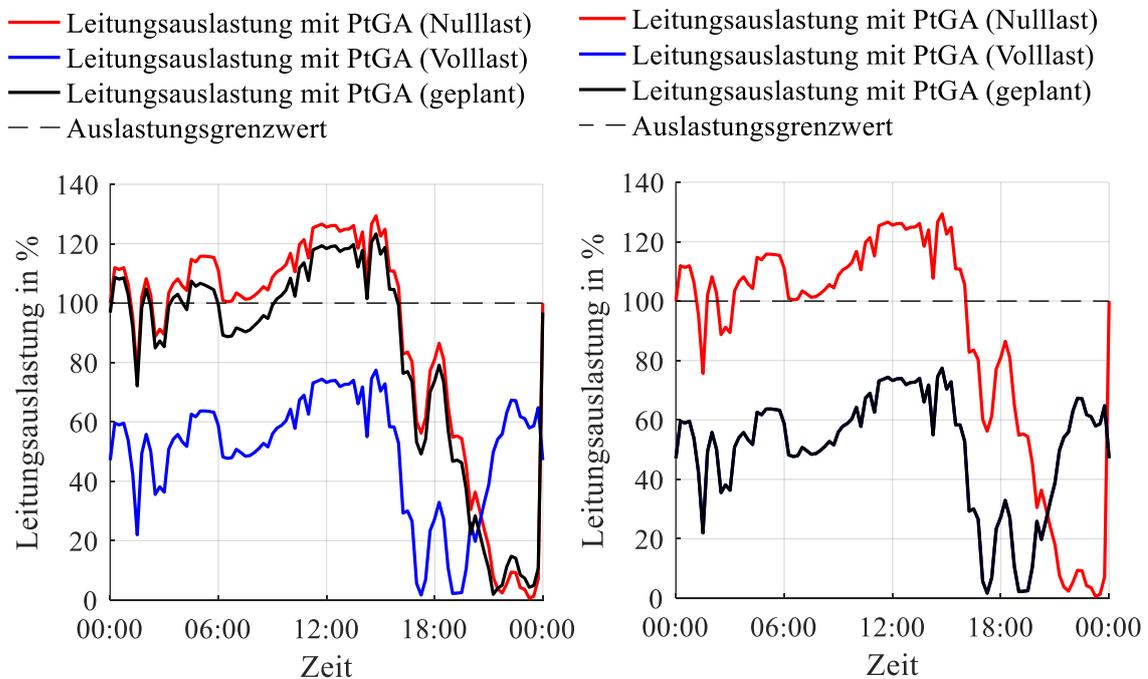


Abbildung 5-36: Prognostizierte Leitungsauslastung entsprechend den Annahmen des Anwendungsfalls I (links). Prognostizierte Leitungsauslastung entsprechend den Annahmen des Anwendungsfalls II (rechts) – SE, Einsatzplanungsphase, Szenario 2030, ein Tag

5.5.3 Anwendungsfall III – Einsatz einer Power-to-Gas-Anlage (CH₄)

5.5.3.1 Positionierung der Power-to-Gas-Anlage in den Testenergienetzen 2

Bei den Testenergienetzen 2 erfolgt die Positionierung der PtGA analog zu den Testenergienetzen 1 im Anwendungsfall I. Das Gasverteilnetz 2 verfügt über eine einzige GDRA – GDRA 2 –, daher wird die Position der PtGA in der Nähe von dieser ausgewählt (siehe Abbildung 5-7 (rechts) sowie Abbildung 5-37).

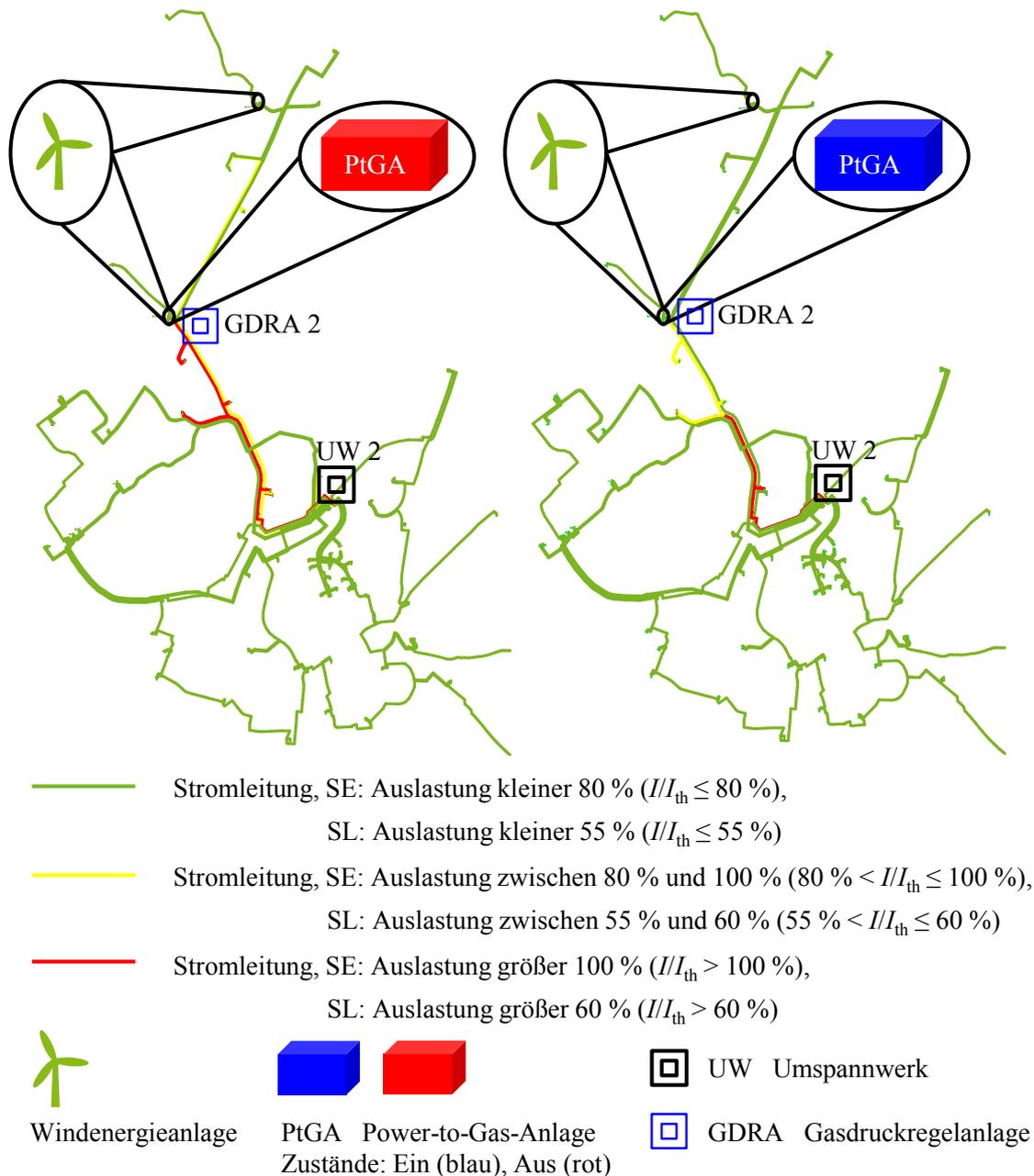


Abbildung 5-37: Stromverteilnetz 2 im SE mit der PtGA im ausgeschalteten Zustand (links) und im SL und mit der PtGA im eingeschalteten Zustand (rechts) – Anwendungsfall III, Szenario 2030

Für die WEA werden ebenfalls Standorte am Rand der Siedlungen ausgewählt, welche geographisch in der Nähe des Kopplungspunktes der Strom- und Gasverteilnetze gelegen sind. Dadurch kann erneut die Übernahme von EE-Überschüssen aus der EE-Einspeisung der WEA sowie der netzdienliche Einsatz der PtGA untersucht werden. Es werden zwei WEA mit den (typischen) Leistungen von $P_r = 4$ MW und $P_r = 5$ MW gemäß Tabelle 5-6 berücksichtigt. Die Abbildung 5-37 zeigt das Stromverteilnetz 2 im SE mit der PtGA im ausgeschalteten Zustand (links) sowie im SL mit der PtGA im eingeschalteten Zustand (rechts) auf. Die resultierende Auslastung der Stromleitungen wird wie bei den Testenergienetzen 1 farbig gekennzeichnet. Es ist dabei zu bemerken, dass Leitungsüberlastungen in beiden Fällen im Netzbereich der WEA und der PtGA zu erwarten sind. Die PtGA-Leistung wird – analog zum Anwendungsfall I – zur Vermeidung der Leitungsüberlastungen im SE, unter Berücksichtigung der gasseitigen Potenziale sowie der Möglichkeit eines Mehrfacheinsatzes der PtGA, auf $P_r = 2$ MW festgelegt. Der maximale Flexibilitätsbedarf im SE mit der PtGA im ausgeschalteten Zustand beträgt dabei lediglich ca. $P = 0,7$ MW. Auf diese Weise ist die PtGA erneut für netzdienliche Einsätze ausreichend dimensioniert und hat die Möglichkeit die zusätzliche Leistung für weitere Einsatzmöglichkeiten zu nutzen (siehe Abschnitt 2.3.5). Beim Betrieb der PtGA im SL bedarf es wiederum der Abregelung bzw. Ausschaltung der PtGA, um die für die Lastfälle festgelegten Auslastungsgrenzwerte einhalten zu können. Mit dem netzdienlichen Einsatz der PtGA im SE sowie im SL wird dennoch die zusätzliche EEA-Leistung in das Stromverteilnetz 2 integriert, ohne dabei Stromnetzausbau zu verursachen (siehe Tabelle 5-6). Der SE des Stromverteilnetzes mit der PtGA im eingeschalteten Zustand und der SL mit der PtGA im ausgeschalteten Zustand weisen Leitungsauslastungen unterhalb der festgelegten Auslastungsgrenzwerte – das heißt im zulässigen Bereich – auf. Dementsprechend wird diesmal keine Darstellung für diese Fälle vorgestellt.

Hinsichtlich der Situation im entsprechenden Gasverteilnetz stellt die Abbildung 5-38 die in den Simulationen verwendete Zeitreihe⁴⁶ des Volumenstroms des Grundgases $\dot{V}_G(t)$ an der GDRA 2 – goldene Linie – sowie die Wasserstoffeinspeisepotenziale für -konzentrationen von 10 Vol.-% bzw. 20 Vol. % – pflaumenfarbige bzw. grüne Linie – dar⁴⁷. In diesem Fall wird ersichtlich, dass eine Wasserstoffeinspeisung ins Gasverteilnetz für die PtGA ($P_r = 2$ MW) nicht sinnvoll ist, da sich die Wasserstoffeinspeisepotenziale weit unter ihrem Wasserstoffvolumenstrom bei Volllast ($\dot{V} = 395,48$ m³/h) befinden. Es eignet sich in diesem Fall daher die Betrachtung einer PtGA mit einer Methanisierungsanlage, deren Methanvolumenstrom ($\dot{V} = 108,5$ m³/h bei Volllast) in der Abbildung 5-38 auch dargestellt wird⁴⁸. Die PtGA (CH₄) kann dabei ca. 8.211 Volllaststunden erreichen, da sich die geringsten Volumenströme des

⁴⁶ Diese Zeitreihe entspricht einer Herunterskalierung der im Anwendungsfall I verwendeten Zeitreihe.

⁴⁷ Analog zum Anwendungsfall I (siehe Abschnitt 5.5.1.1)

⁴⁸ Zur Vereinfachung werden in diesem Fall mögliche netzdienliche Abregelungen bzw. Ausschaltungen der PtGA ebenfalls außer Betracht gelassen.

Grundgases $\dot{V}_G(t)$, welche in den Sommermonaten von Juni bis September auftreten, trotzdem begrenzend auswirken (siehe Abbildung 5-38, blaue Linie). Zur Veranschaulichung davon zeigt die Abbildung 5-39 die Häufigkeitsverteilung des Volumenstroms des Grundgases $\dot{V}_G(t)$ sowie des Methanvolumenstroms der dimensionierten PtGA (CH_4) nach Monaten auf. Von November bis April und in den Übergangsmonaten Mai und Oktober sind keine bzw. sehr seltene Einschränkungen bei der Methaneinspeisung zu erwarten. Im Gegensatz dazu fällt die mittlere Methaneinspeisung in den Sommermonaten unter den Wert des Methanvolumenstroms bei Volllast ($\dot{V} = 108,5 \text{ m}^3/\text{h}$) und es treten auch geringe Methaneinspeisungen auf.

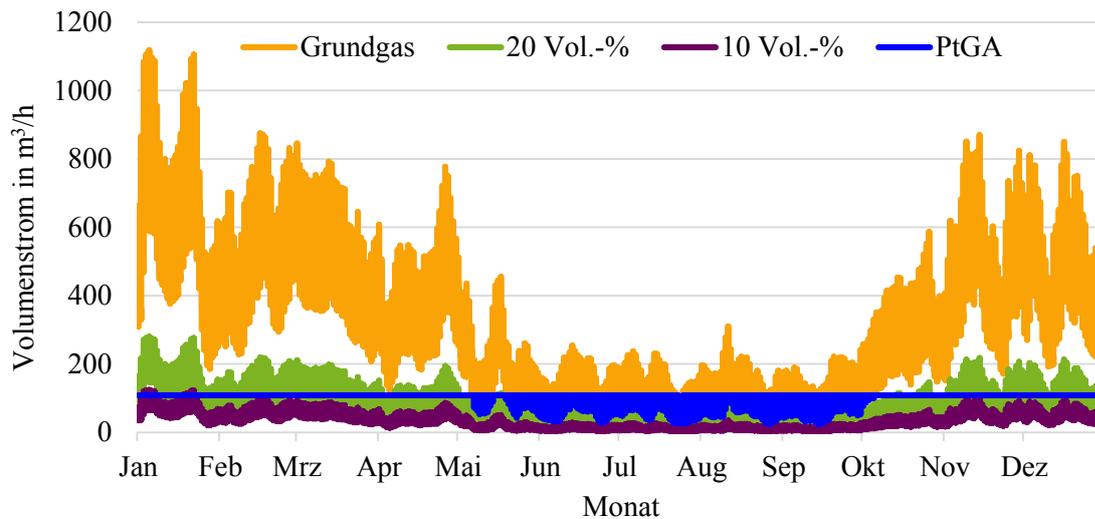


Abbildung 5-38: Gasvolumenstrom an der GDRA 2 des Gasverteilnetzes 2, Wasserstoffeinspeisepotenziale und Methanvolumenstrom der PtGA – Anwendungsfall III, Szenario 2030, ein Jahr

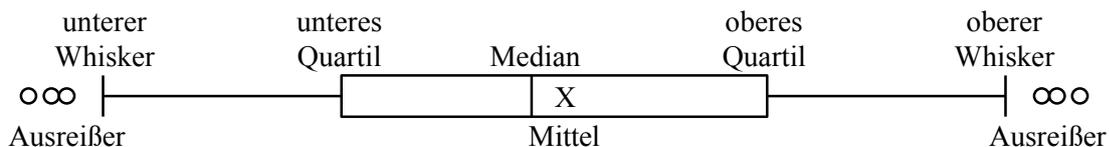
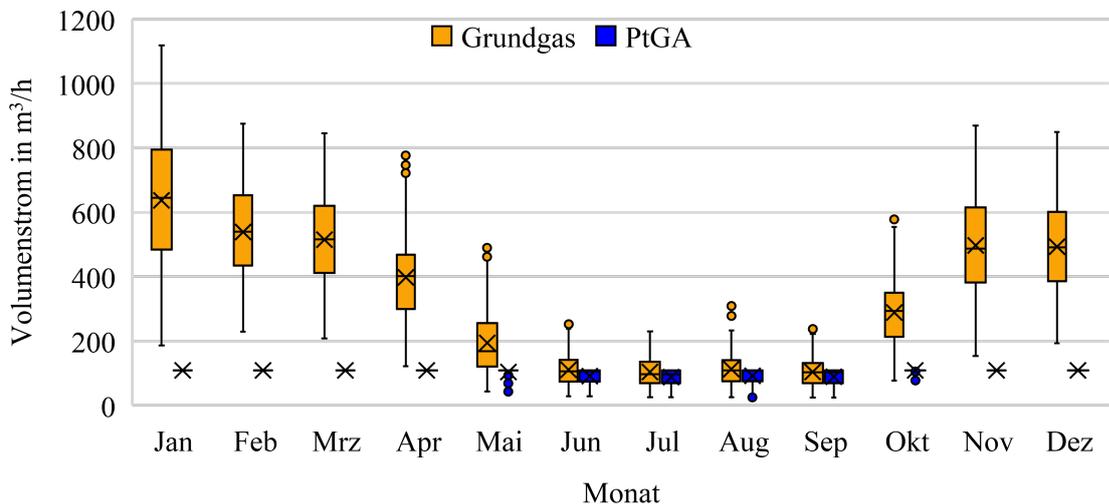


Abbildung 5-39: Häufigkeitsverteilung Gasvolumenstrom an der GDRA 2 des Gasverteilnetzes 2 sowie des Methanvolumenstroms der PtGA – Anwendungsfall III, Szenario 2030, ein Jahr

5.5.3.2 Einsatzplanungsphase

5.5.3.2.1 Einspeisefall

Bei der Strom- und Gas-NZP für den Tag des SE mit PtGA (Nulllast) werden einspeisebedingte Überlastungen – GWV – von bis zu fünf Stromleitungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten des Tages festgestellt (siehe Abbildung 5-40 (links, rote Punkte))⁴⁹. Dabei werden erneut keine Spannungsbandverletzungen prognostiziert. Der Flexibilitätsbedarf zur Vermeidung der Leitungsüberlastungen wird in der Abbildung 5-40 (rechts) rot dargestellt. Die erforderliche Wirkleistung zur Deckung dieses Flexibilitätsbedarfs beträgt maximal etwas unter 0,7 MW. Beim vom SGAK aufgestellten Fahrplan der PtGA – schwarze Linie – wird der ursprüngliche Flexibilitätsbedarf vollständig gedeckt⁵⁰.

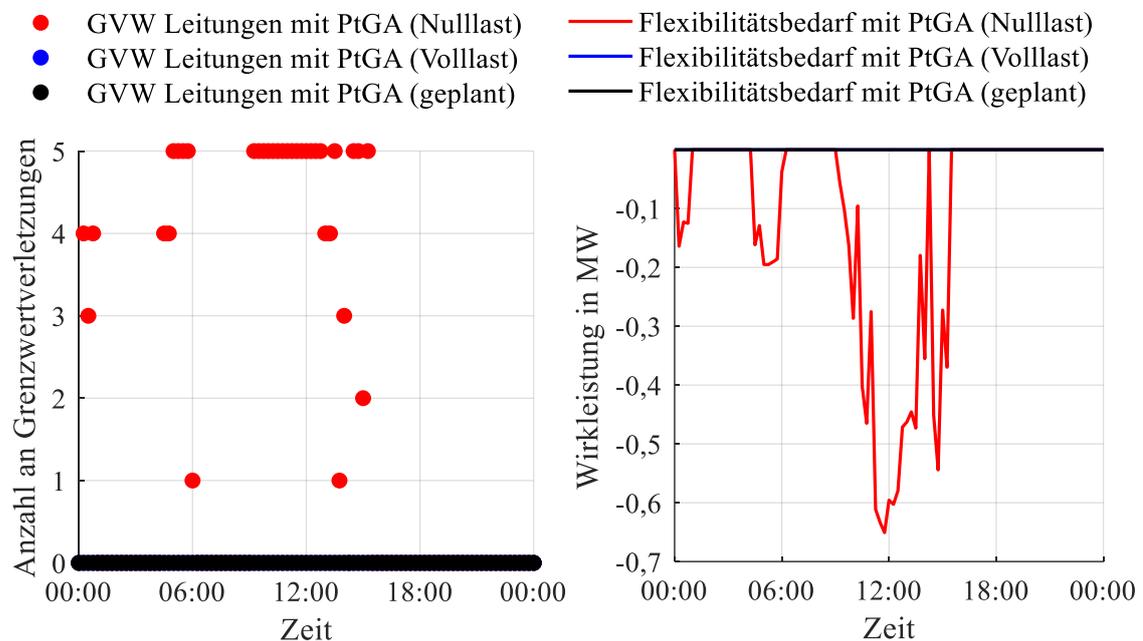


Abbildung 5-40: Prognostizierte kritische Stromnetzzustände (links) und Flexibilitätsbedarfe (rechts) – SE, Einsatzplanungsphase, Anwendungsfall III, Szenario 2030, ein Tag

Der vom SGAK aufgestellte Fahrplan der PtGA (siehe Abbildung 5-41 (links, schwarze Linie)) wird hier lediglich vom Methaneinspeisepotenzial des Gasverteilnetzes begrenzt, so dass die PtGA in einigen Tagesstunden mit Volllast nicht betrieben werden darf. Die Berücksichtigung der Gasspeicherung im Gasverteilnetz – welche von der Berechnungssoftware der Simulationsumgebung nicht unterstützt wird – kann eine Möglichkeit für einen Volllastbetrieb der PtGA darstellen. Die Abbildung 5-41 (rechts) zeigt den Verlauf der Auslastung der am stärksten ausgelasteten Stromleitung für die drei Kopplungsbedingungen mit PtGA (Nulllast), mit

⁴⁹ Abbildung 5-40 (links): Die blauen Punkte – GWV Leitungen mit PtGA (Volllast) – befinden sich genau unter den schwarzen Punkten – GWV Leitungen mit PtGA (geplant)

⁵⁰ Abbildung 5-40 (rechts): Die blaue Linie – Flexibilitätsbedarf mit PtGA (Volllast) – befindet sich genau unter der schwarzen Linie – Flexibilitätsbedarf mit PtGA (geplant)

PtGA (Volllast) sowie mit PtGA (geplant) auf. Zu den Zeitpunkten mit PtGA (Nulllast) mit dem höchsten prognostizierten Flexibilitätsbedarf – ca. von 9 Uhr bis 15 Uhr – übersteigt die Leitungsauslastung den festgelegten Auslastungsgrenzwert von 100 %, wobei sich die maximalen Auslastungswerte über 110 % befinden (siehe Abbildung 5-41 (rechts, rote Linie)). Zu den restlichen Zeitpunkten mit prognostiziertem Flexibilitätsbedarf – ca. von 0 Uhr bis 6 Uhr – (siehe Abbildung 5-40 (rechts, rote Linie)) treten die Überlastungen an einer anderen Stromleitung auf, sodass keine Leitungsüberlastungen in der Abbildung 5-41 (rechts) für diesen Zeitraum zu sehen sind. Mit dem geplanten Fahrplan der PtGA – schwarze Linie – wird die Leitungsauslastung unterhalb des festgelegten Auslastungsgrenzwerts eingehalten.

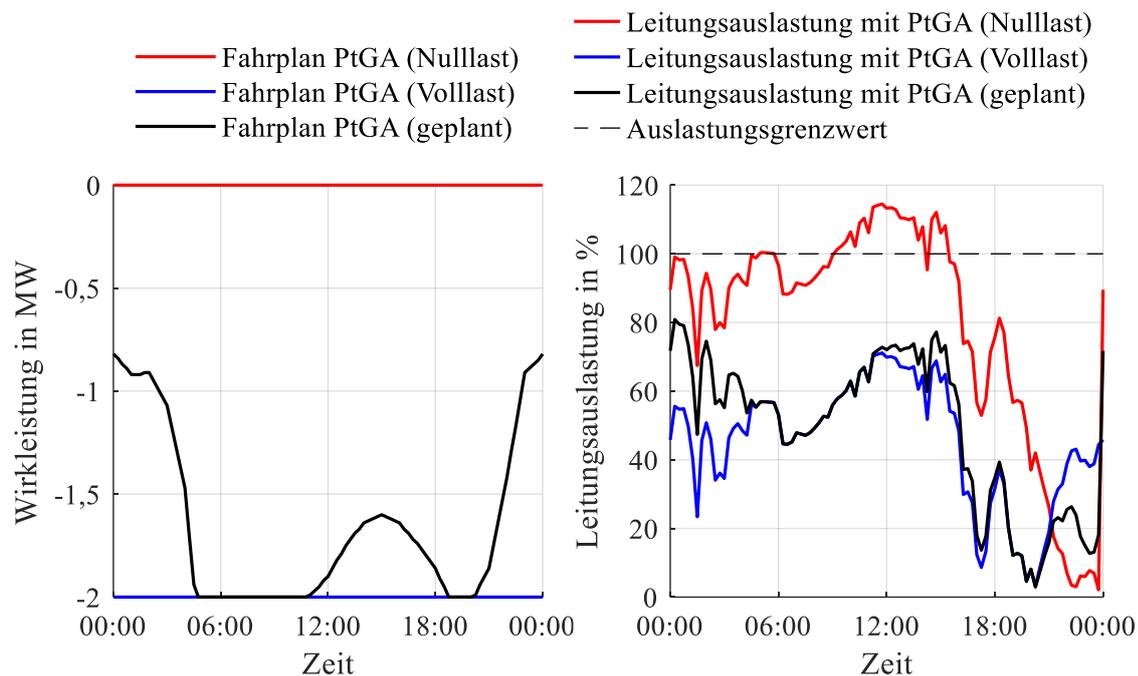


Abbildung 5-41: Fahrpläne der PtGA (links) und prognostizierte Leitungsauslastung (rechts) – SE, Einsatzplanungsphase, Anwendungsfall III, Szenario 2030, ein Tag

Darüber hinaus hängt das Methaneinspeisepotenzial des Gasverteilnetzes vom Gasverbrauch im Versorgungsgebiet sowie von der verfügbaren Speicherkapazität des Gasverteilnetzes ab, welche sich im Druckzustand widerspiegelt. Da die entwickelte Simulationsumgebung bzw. die verwendete Berechnungssoftware keine Simulation der Gasspeicherung im Gasverteilnetz unterstützt, entspricht der Gasverbrauch hier dem Methaneinspeisepotenzial. Die Abbildung 5-42 (links) zeigt den Gasverbrauch im Versorgungsgebiet, das prognostizierte Methaneinspeisepotenzial sowie die von der PtGA einzuspeisenden Methanmengen für die drei Kopplungsbedingungen auf. Die nach dem aufgestellten Fahrplan einzuspeisenden Methanmengen – schwarze Linie – entsprechen dabei dem Methaneinspeisepotenzial, wenn dieses kleiner als die Bemessungsmethanproduktion der PtGA ist ($\dot{V} = 108,5 \text{ m}^3/\text{h}$). Die Abbildung 5-42 (rechts) zeigt die Auswirkungen der geplanten Methaneinspeisung auf die Mischgasbeschaffenheit. Da die

Methanbeschaffenheit ähnliche Werte zur Gasbeschaffenheit des Grundgases aufweist, liegen die brenntechnischen Parameter des Mischgases alle ständig im zulässigen Bereich⁵¹.

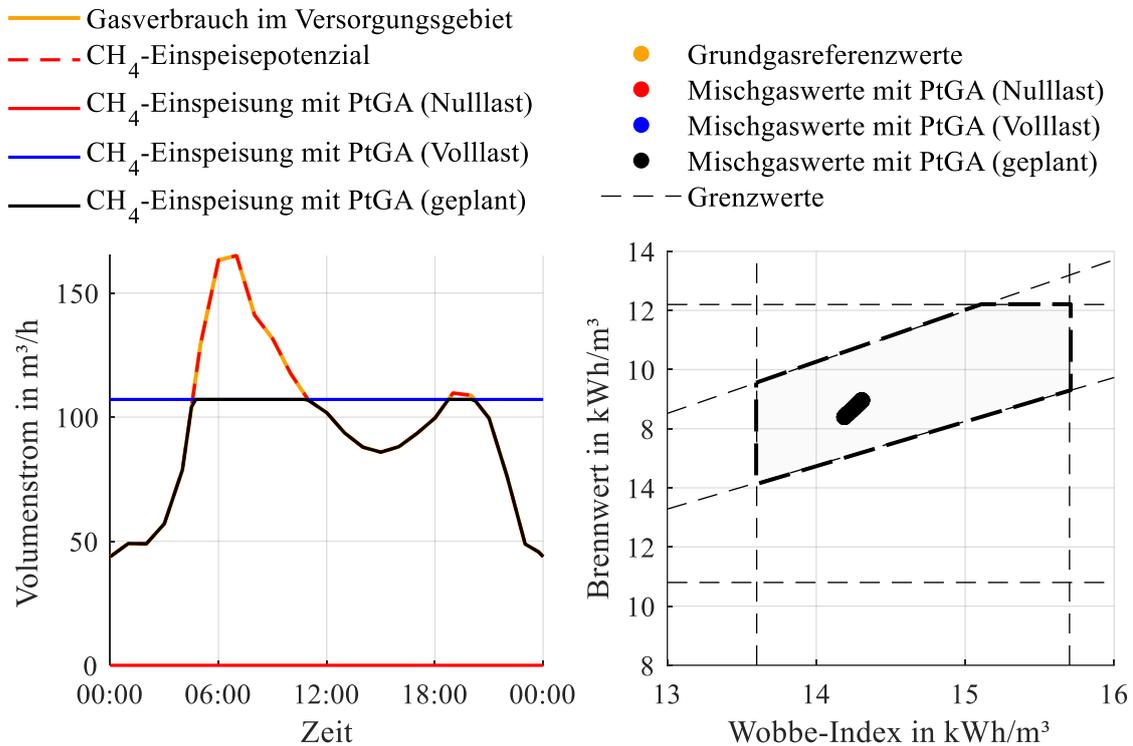


Abbildung 5-42: Methaneinspeisepotenzial und einzuspeisende Methanmengen (links). Prognostizierte Mischgasbeschaffenheit (rechts) – SE, Einsatzplanungsphase, Anwendungsfall III, Szenario 2030, ein Tag

5.5.3.2.2 Lastfall

Bei der Strom- und Gas-NZP für den Tag des SL mit PtGA (Nulllast) werden keine Überschreitungen des festgelegten Auslastungsgrenzwerts von 60 % festgestellt. Im Gegensatz dazu wird die lastbedingte Überlastung von bis zu drei Stromleitungen beim Volllastbetrieb der PtGA festgestellt (siehe Abbildung 5-43 (links, blaue Punkte))⁵². Die Abbildung 5-43 (rechts) stellt den entsprechenden positiven Flexibilitätsbedarf dar, welcher zur Vermeidung der prognostizierten GWV beim Volllastbetrieb der PtGA besteht⁵³. Dieser beträgt in der Spitze etwa 0,25 MW (siehe Abbildung 5-43 (rechts, blaue Linie)). Es ist in der Abbildung 5-43 zusätzlich zu bemerken, dass beim vom SGAK aufgestellten Fahrplan der PtGA keine GWV mehr prognostiziert werden – links, schwarze Punkte – bzw. kein Flexibilitätsbedarf mehr besteht – rechts, schwarze Linie.

⁵¹ Abbildung 5-42 (rechts): Die goldenen, roten und blauen Punkte befinden sich genau unter den schwarzen Punkten – Mischgaswerte mit PtGA (geplant)

⁵² Abbildung 5-43 (links): Die roten Punkte – GWV Leitungen mit PtGA (Nulllast) – befinden sich genau unter den schwarzen Punkten – GWV Leitungen mit PtGA (geplant)

⁵³ Abbildung 5-43 (rechts): Die rote Linie – Flexibilitätsbedarf mit PtGA (Nulllast) – befindet sich genau unter der schwarzen Linie – Flexibilitätsbedarf mit PtGA (geplant)

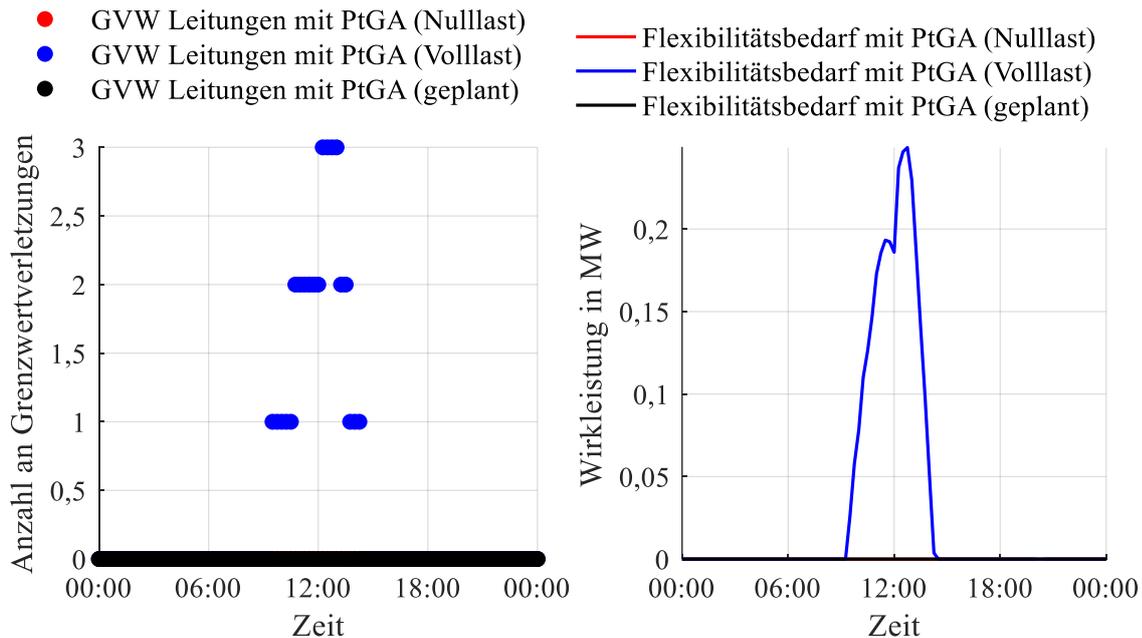


Abbildung 5-43: Prognostizierte kritische Stromnetzzustände (links) und Flexibilitätsbedarfe (rechts) – SL, Einsatzplanungsphase, Anwendungsfall III, Szenario 2030, ein Tag

Der vom SGAK aufgestellte Fahrplan der PtGA wird in der Abbildung 5-44 (links) schwarz dargestellt. Anhand dieses Fahrplans kann die geplante Bereitstellung positiver Flexibilität seitens der PtGA erkannt werden. Der Betrag der am Tag des SL bereitzustellenden positiven Flexibilität stimmt dabei mit dem Flexibilitätsbedarf aus der Abbildung 5-43 (rechts) überein. Die Abbildung 5-44 (rechts) zeigt den Verlauf der Auslastung der am stärksten ausgelasteten Stromleitung für die drei Kopplungsbedingungen mit PtGA (Nulllast), mit PtGA (Volllast) sowie mit PtGA (geplant) auf. Zu den Zeitpunkten mit PtGA beim Volllastbetrieb übersteigt die Leitungsauslastung den festgelegten Auslastungsgrenzwert von 60 %. Mit dem geplanten Fahrplan der PtGA wird die Leitungsauslastung unterhalb des Auslastungsgrenzwerts bzw. genau auf diesem eingehalten – schwarze Linie. Es fällt dabei auch auf, dass die von der PtGA verursachte Auslastung der Stromleitung zu einigen Zeitpunkten des Tages ca. 40 % ihres thermischen Grenzstromes beträgt (siehe Auslastungsunterschied zwischen PtGA (Nulllast) und PtGA (Volllast)). Darüber hinaus zeigt die Abbildung 5-45 (links) den Gasverbrauch im Versorgungsgebiet, das prognostizierte Methaneinspeisepotenzial sowie die von der PtGA einzuspeisenden Methanmengen für die drei Kopplungsbedingungen auf. Die nach dem aufgestellten Fahrplan einzuspeisenden Methanmengen – schwarze Linie – befinden sich weit unter dem Methaneinspeisepotenzial. Dementsprechend stellt dies keinen begrenzenden Faktor für die Methaneinspeisung dar. Bedingt durch die Bereitstellung der positiven Flexibilität ist ebenfalls die geplante geringere Methaneinspeisung gegen mittags zu sehen. Die Abbildung 5-45 (rechts) zeigt die Auswirkungen der geplanten Methaneinspeisung auf die Mischgasbeschaffenheit, welche sich aufgrund der ähnlichen Gasbeschaffenheiten von Methan im Vergleich zu Erdgas ständig im zulässigen Bereich befindet – schwarze Punkte.

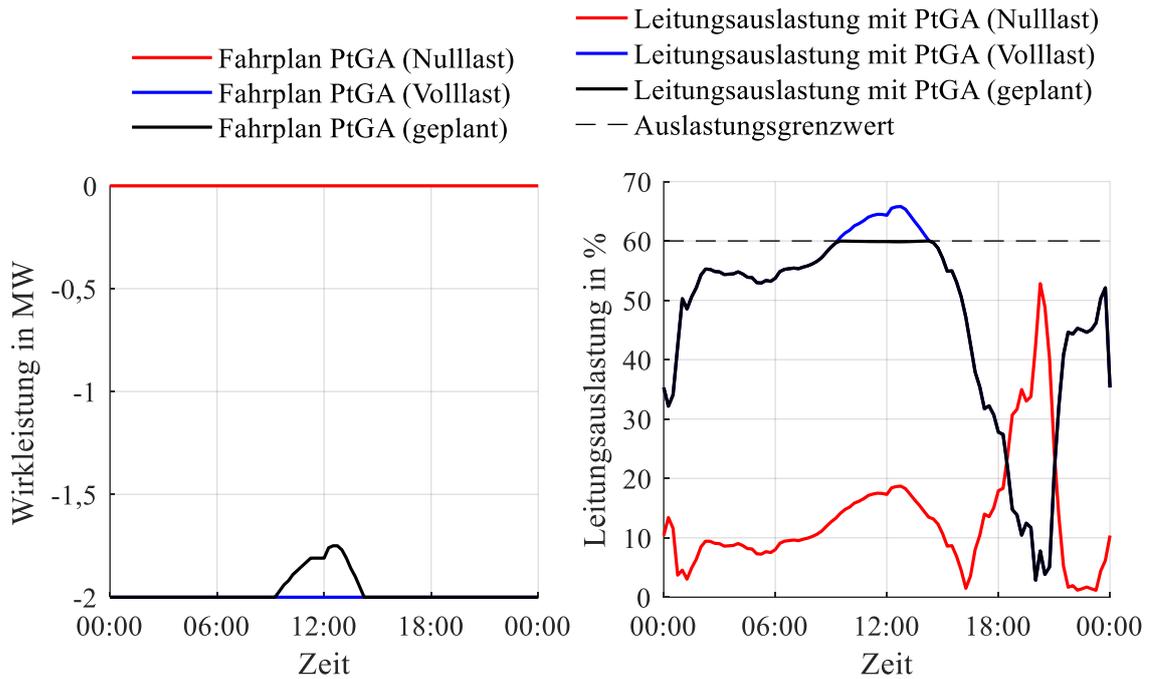


Abbildung 5-44: Fahrpläne der PtGA (links) und prognostizierte Leitungsauslastung (rechts) – SL, Einsatzplanungsphase, Anwendungsfall III, Szenario 2030, ein Tag

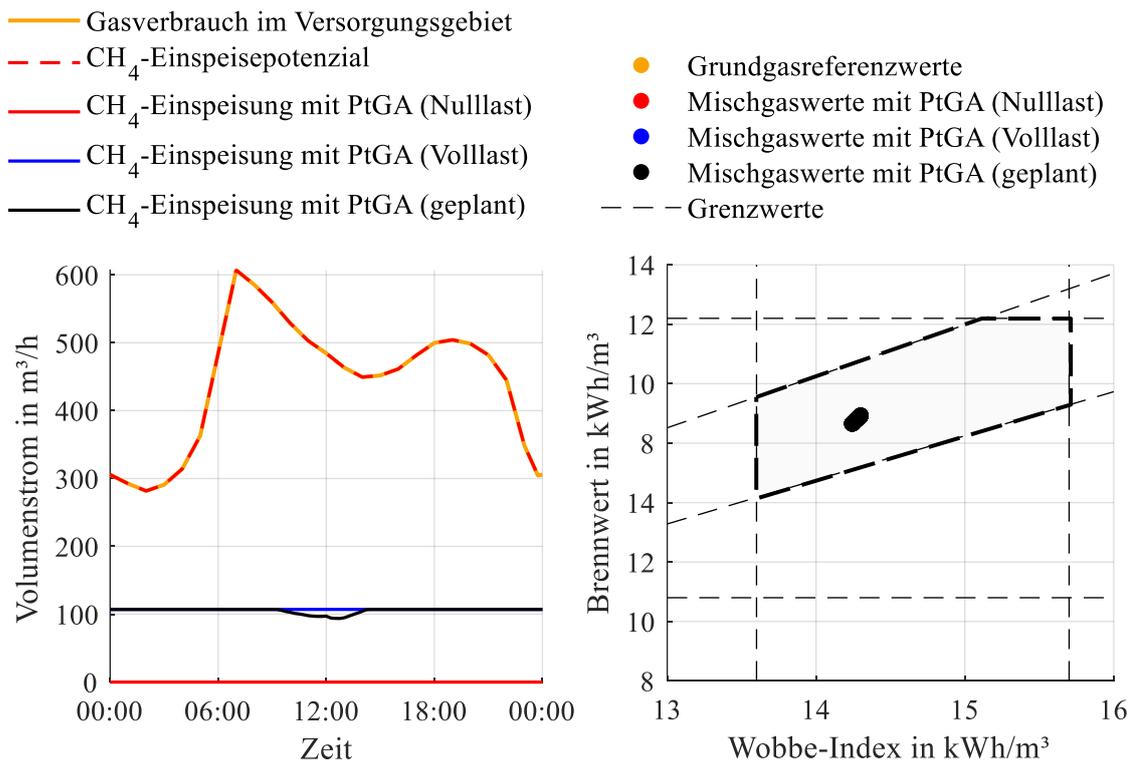


Abbildung 5-45: Methaneinspeisepotenzial und einzuspeisende Methanmengen (links). Prognostizierte Mischgasbeschaffenheit (rechts) – SL, Einsatzplanungsphase, Anwendungsfall III, Szenario 2030, ein Tag⁵⁴

⁵⁴ Abbildung 5-45 (rechts): Die goldenen, roten und blauen Punkte befinden sich genau unter den schwarzen Punkten – Mischgaswerte mit PtGA (geplant)

5.5.3.3 Echtzeitüberwachungsphase

5.5.3.3.1 Einspeisefall

Die Abbildung 5-46 (links) zeigt den Verlauf der Auslastung der am stärksten ausgelasteten Stromleitung am Tag des SE für die Einsatzplanungs- und Echtzeitüberwachungsphase – NZZP bzw. NZI – auf. Die zufälligen Variationen der in der Einsatzplanungsphase verwendeten Zeitreihen für Stromerzeugung und -verbrauch führen zu geänderten identifizierten Stromnetzzuständen. Die identifizierte Leitungsauslastung befindet sich in diesem Fall unterhalb des Auslastungsgrenzwerts (siehe Abbildung 5-46 (links, grüne Linie)), sodass kein Flexibilitätsbedarf im Echtzeitbetrieb besteht. Dies ist dennoch dem geplanten Betrieb der PtGA zu verdanken. Bedingt durch den Gasverbrauch bzw. durch das Methaneinspeisepotenzial bestehen keine zusätzlichen Beschränkungen für die Methaneinspeisung außer für die geringen Volumenströme am Anfang sowie am Ende des Tages, welche keinen Volllastbetrieb der PtGA auch von der Einsatzplanungsphase her ermöglichen. Die Abbildung 5-46 (rechts) zeigt den Vergleich des von der PtGA verfolgten Fahrplans – grüne Linie – mit dem geplanten Fahrplan – schwarze Linie. Beide Fahrpläne stimmen überein bzw. die entsprechenden Linien liegen übereinander, da im Echtzeitbetrieb keine Änderungen im Fahrplan der PtGA vom SGAK vorgenommen werden.

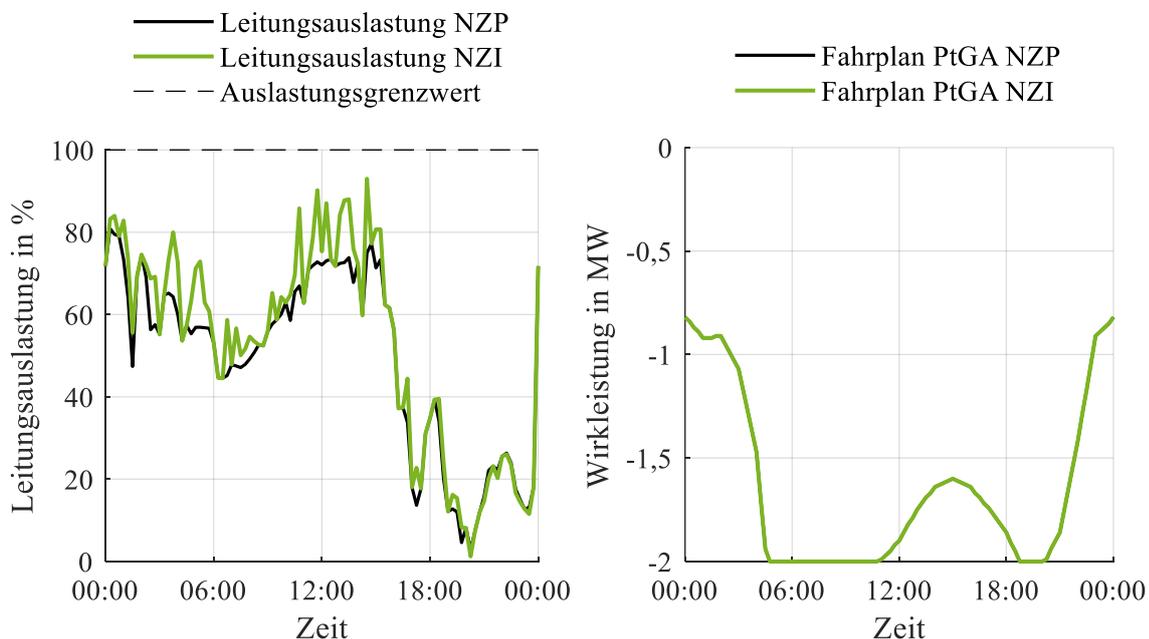


Abbildung 5-46: Prognostizierte und identifizierte Leitungsauslastung (rechts). Geplanter bzw. verfolgter Fahrplan der PtGA (rechts) – SE, Echtzeitüberwachungsphase, Anwendungsfall III, Szenario 2030, ein Tag

Die Abbildung 5-47 (links) zeigt den Gasverbrauch im Versorgungsgebiet am Tag des SE, das identifizierte Methaneinspeisepotenzial sowie die von der PtGA einzuspeisenden – NZZP – bzw. eingespeisten – NZI – Methanmengen. Die eingespeisten Methanmengen – grüne Linie –

überschreiten zu keinem Zeitpunkt das identifizierte Methaneinspeisepotenzial⁵⁵. Die Abbildung 5-47 (rechts) stellt zusätzlich die resultierenden Mischgasbeschaffenheitswerte – grüne Punkte – dar. Diese liegen in der Abbildung über den gemessenen Grundgasbeschaffenheitswerten – goldene Punkte – ebenfalls innerhalb des zulässigen Bereiches⁵⁶.

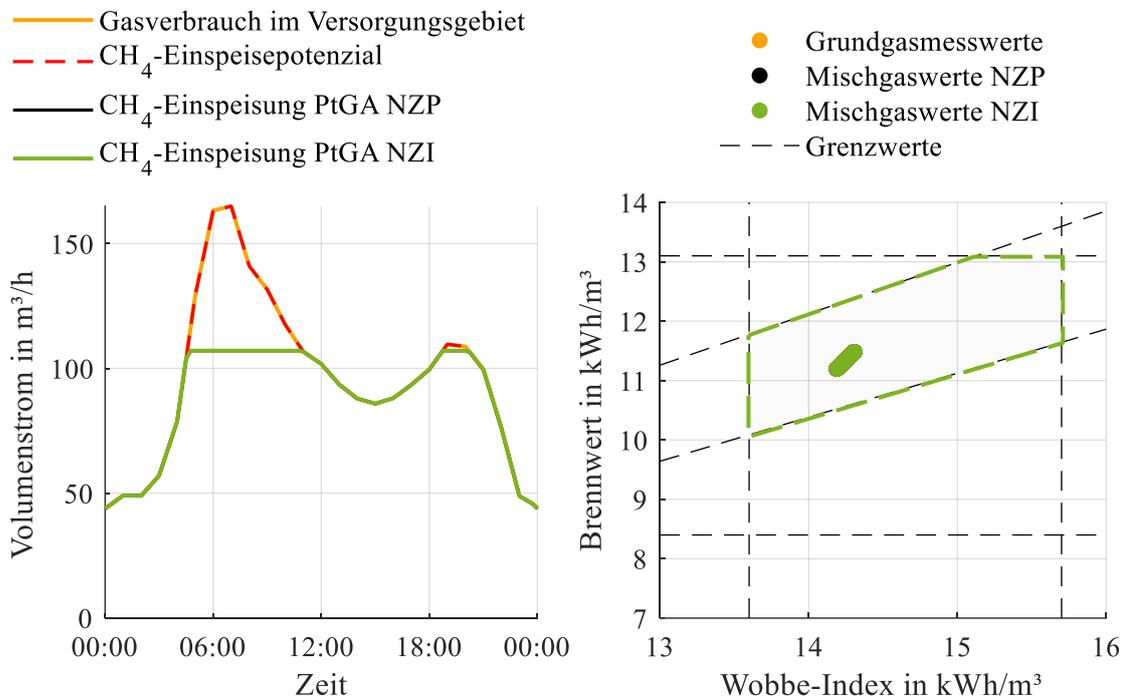


Abbildung 5-47: Methaneinspeisepotenzial und eingespeiste Methanmengen (links). Grundgasmesswerte und Mischgasbeschaffenheitswerte (rechts) – SE, Echtzeitüberwachungsphase, Anwendungsfall III, Szenario 2030, ein Tag

5.5.3.3.2 Lastfall

Aufgrund der Prognoseabweichungen werden am Tag des SL geänderte Stromnetzzustände identifiziert und es wird ein positiver Flexibilitätsbedarf von bis zu $P^{\text{flex}} = 45 \text{ kW}$ zur Einhaltung des festgelegten Auslastungsgrenzwerts der Stromleitungen ermittelt. Gleichzeitig wird die Höhe des von der PtGA abdeckbaren Flexibilitätsbedarfs bestimmt. Der Flexibilitätsbedarf und der abdeckbare Flexibilitätsbedarf werden in der Abbildung 5-48 (links) dargestellt⁵⁷. Die PtGA kann dabei den positiven Flexibilitätsbedarf im Echtzeitbetrieb vollständig decken, wie es aus der Abbildung 5-48 (links, schwarze Linie) zu entnehmen ist. Die Abbildung 5-48 (rechts) zeigt den Vergleich des von der PtGA verfolgten Fahrplans mit dem geplanten Fahrplan. Die PtGA wird zu den Zeitpunkten des Flexibilitätsbedarfs um die benötigte Wirkleistung heruntergefahren.

⁵⁵ Abbildung 5-47 (links): Die schwarze Linie – Methaneinspeisung PtGA NZP – befindet sich genau unter der grünen Linie – Methaneinspeisung PtGA NZI.

⁵⁶ Abbildung 5-47 (rechts): Die goldenen und schwarzen Punkte befinden sich genau unter den grünen Punkten – Mischgasbeschaffenheitswerte NZI.

⁵⁷ Abbildung 5-48 (links): Die rote Linie – Flexibilitätsbedarf NZI – befindet sich genau unter der schwarzen Linie – abgedeckter Flexibilitätsbedarf NZI.

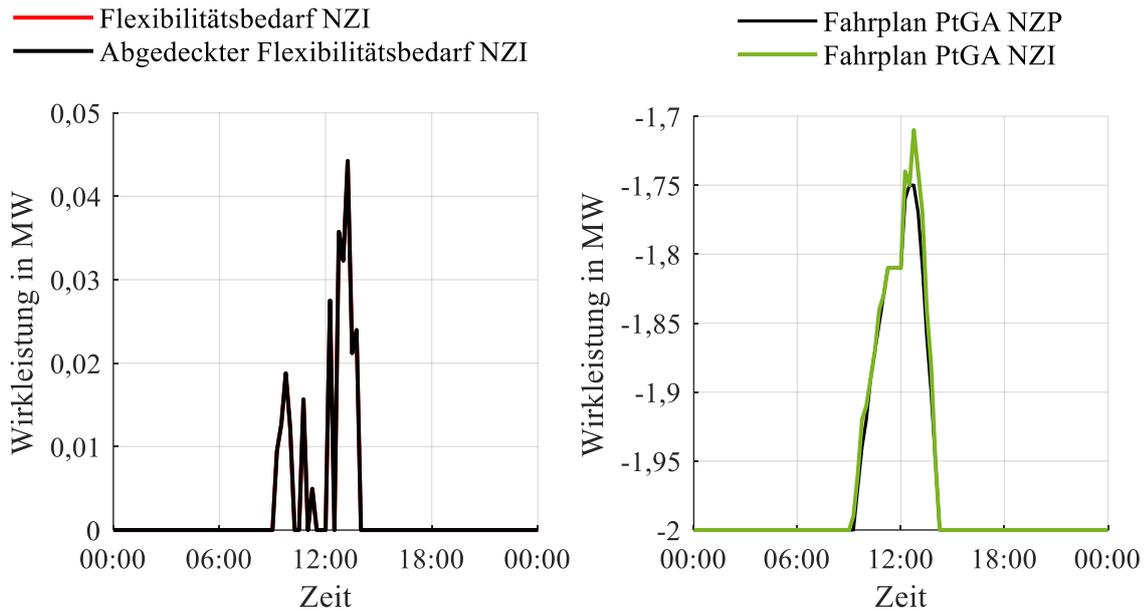


Abbildung 5-48: Identifizierter Flexibilitätsbedarf und abgedeckte Flexibilität (links). Geplanter bzw. verfolgter Fahrplan der PtGA (rechts) – SL, Einsatzplanungsphase, Anwendungsfall III, Szenario 2030, ein Tag

Die Abbildung 5-49 (links) zeigt die Auslastung der am stärksten ausgelasteten Stromleitung am Tag des SL für die Einsatzplanungs- und Echtzeitüberwachungsphase – NZZP bzw. NZI – auf. Anhand des vom SGAK geplanten Fahrplans der PtGA sowie der Modifizierung von diesem im Echtzeitbetrieb zur Abdeckung des ermittelten Flexibilitätsbedarfs wird die Leitungsauslastung unterhalb des festgelegten Auslastungsgrenzwerts eingehalten.

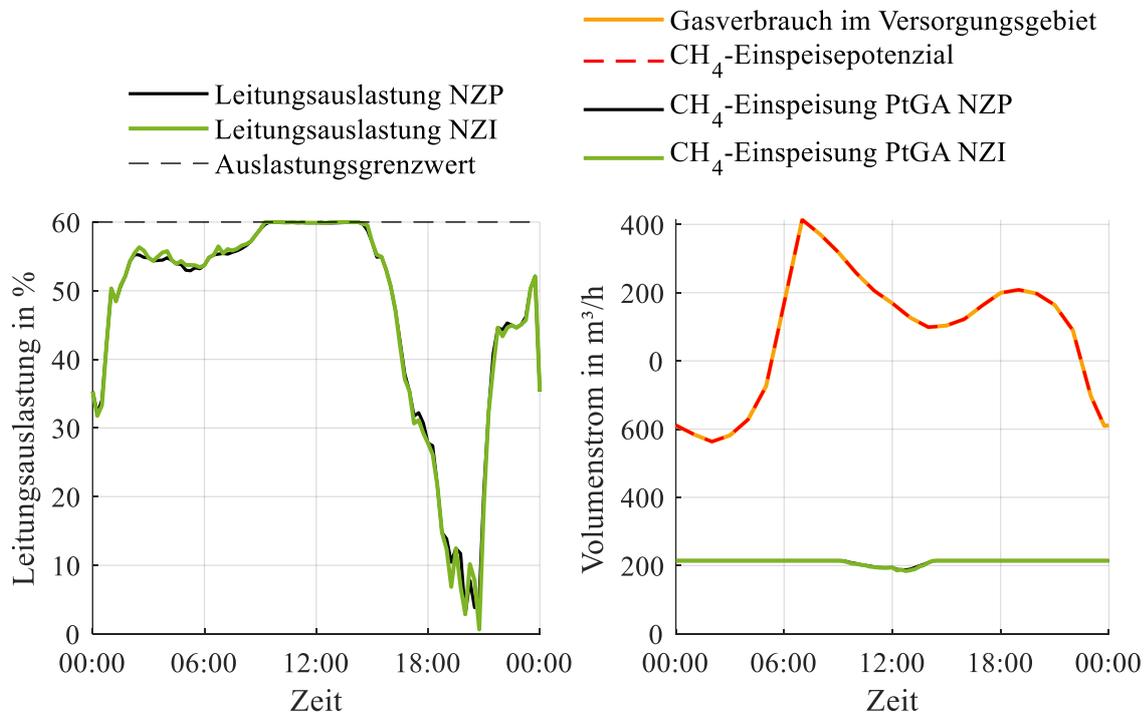


Abbildung 5-49: Prognostizierte und identifizierte Leitungsauslastung (links). Methaneinspeisepotenzial und eingespeiste Methanmengen (rechts) – SL, Echtzeitüberwachungsphase, Anwendungsfall III, Szenario 2030, ein Tag

Des Weiteren zeigt die Abbildung 5-49 (rechts) den Gasverbrauch im Versorgungsgebiet am Tag des SL, das identifizierte Methaneinspeisepotenzial sowie die von der PtGA einzuspeisenden – NZP – bzw. eingespeisten – NZI – Methanmengen. Die eingespeisten Methanmengen werden lediglich von der Bereitstellung der vom Stromverteilstnetz benötigten Flexibilität begrenzt.

5.5.3.4 Betrachtung des Gasnetzdruckes

Das Gasverteilstnetz 2 ist ein vermaschtes HD-Netz mit OP von $p = 1,5$ bar. Der hohe Vermaschungsgrad dieses Gasnetzes trägt ebenfalls zur Aufrechterhaltung der Druckstabilität bei, sodass an den Tagen der untersuchten stromseitigen SE und SL kein Bedarf an der Anwendung von Regelungsstrategien zur Druckhaltung besteht. Bei der Betrachtung des gasseitigen SL, welcher an einem anderen Tag als der stromseitige SL auftritt, werden die in der Abbildung 5-50 aufgezeigten Verläufe zum Gasverteilstnetzdruck erhalten. Die Abbildung 5-50 (links) zeigt den Zustand des Gasverteilstnetzdruckes unter der Annahme eines konstanten Drucksollwerts von $p = 1,5$ bar an der GDRA 2 auf. Es ist zu bemerken, dass sich der Druck am Knoten mit dem geringsten Druck (Netzschlechtpunkt) ständig oberhalb der unteren Druckgrenze $p^{\min} = 1$ bar befindet. Der Druck am Gasverteilstnetz 2 verfügt somit über eine sehr hohe Stabilität, was auf keinen Bedarf an der Implementierung einer DDF hindeutet. Der Vollständigkeit halber zeigt die Abbildung 5-50 (rechts) die Implementierung einer DDF im Gasverteilstnetz 2 auf. Dabei wird der Drucksollwert an der GDRA 2 sukzessiv mit dem Ziel eingestellt, den Mindestdruck des Netzes ständig um $p = 1,45$ bar zu halten. Der Drucksollwert an der GDRA 2 erreicht mit der DDF einen maximalen Druck von $p = 1,6$ bar und ist somit weit unter dem MOP von $p^{\max} = 4$ bar.

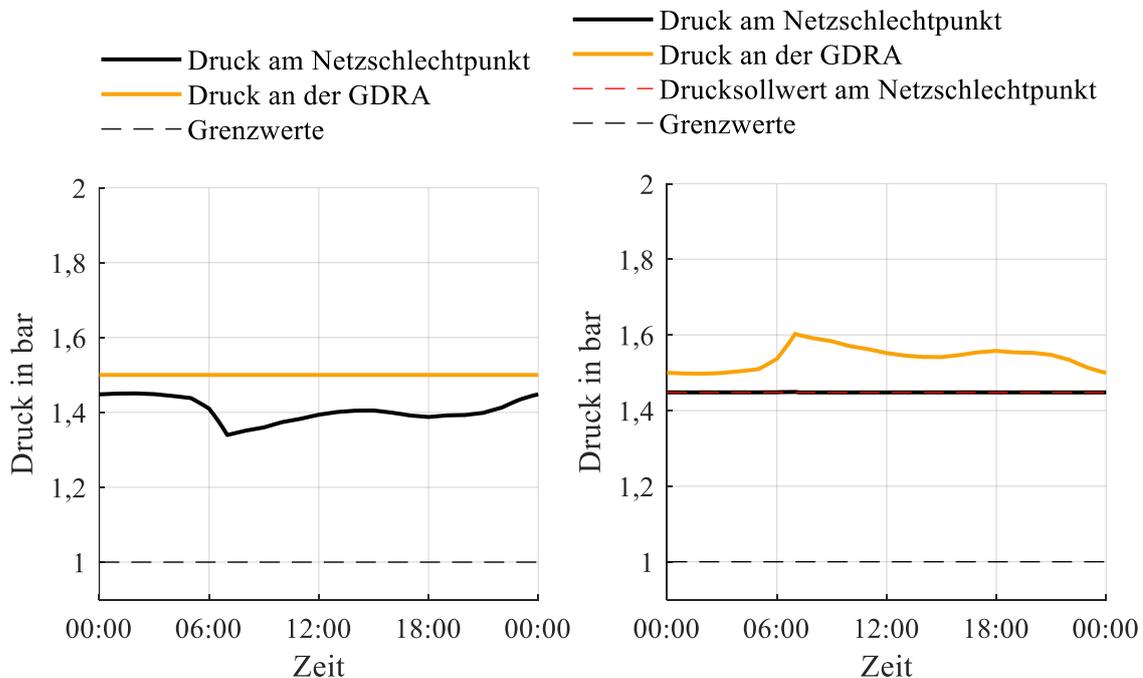


Abbildung 5-50: Zustand des Gasverteilstnetzdruckes bei statischer Druckfahrweise (links). Zustand des Gasverteilstnetzdruckes bei Implementierung einer DDF (rechts) – SL des Gasverteilstnetzes, Einsatzplanungsphase, Anwendungsfall III, Szenario 2030, ein Tag

5.5.4 Zusammenfassung der Simulationsergebnisse

Die Simulationsergebnisse der drei Anwendungsfälle für die Einsatzplanungsphase des SGAK zeigen stromseitige – auslastungsbedingte – Flexibilitätsbedarfe als Ergebnis der NZP auf. Es wird aufgezeigt, dass solche Flexibilitätsbedarfe durch den geeigneten Einsatz der PtGA, welche als Flexibilitätsoptionen eingesetzt werden, planmäßig gedeckt werden können. Auf diese Weise werden zukünftige kritische Stromnetzzustände von vornherein vermieden. Hierbei wird zusätzlich die planmäßige Nutzung der prognostizierten gaseitigen Potenziale hinsichtlich der Einspeisung von Wasserstoff oder Methan in die Gasverteilnetze veranschaulicht.

Die Simulationsergebnisse des Anwendungsfalls I für die Echtzeitüberwachungsphase des SGAK zeigen die Einhaltung der Grenzwerte für die Gasbeschaffenheit bei der Ermittlung von Prognoseabweichungen als Ergebnis der NZI auf. Es wird aufgezeigt, dass die Einhaltung der Gasbeschaffenheit mittels der Modifizierung des Fahrplans der PtGA – das heißt, ihrer Ansteuerung im Echtzeitbetrieb – realisiert werden kann. Im Gegensatz zum Anwendungsfall I entfällt die Restriktion der Einhaltung der Gasbeschaffenheit in den Anwendungsfällen II und III, was einen vereinfachten gemeinsamen Betrieb der gekoppelten Strom- und Gasverteilnetze in diesen Anwendungsfällen darstellt. Ferner zeigen die Simulationsergebnisse des Anwendungsfalls III für den Lastfall die Ansteuerung der PtGA durch das SGAK bedingt durch die identifizierte Überschreitung des festgelegten Auslastungsgrenzwertes auf. Dadurch wird die Einhaltung der Betriebsmittelauslastung im Echtzeitbetrieb veranschaulicht.

Darüber hinaus zeigt die Betrachtung des Gasnetzdruckes in den Anwendungsfällen I und III die mögliche Anwendung von Regelungsstrategien zur Druckhaltung auf. Es wird veranschaulicht, dass die Implementierung einer DDF zur Haltung eines stabilen Druckes bei einseitig gespeisten Gasverteilnetzen der MD-Ebene beitragen kann. Bei vermaschten Gasverteilnetzen der HD-Ebene – wie beim Anwendungsfall III – besteht dennoch, gemäß den Simulationsergebnissen, einen geringen Bedarf an der Anwendung dieser Regelungsstrategie.

Insgesamt zeigen die Simulationsergebnisse, zum einen, einen möglichen automatisierten und sicheren Betrieb gekoppelter Strom- und Gasverteilnetze und, zum anderen, einen koordinierten Betrieb von Kopplungsanlagen – am Beispiel von PtGA – auf. Beim Betrieb der gekoppelten Strom- und Gasverteilnetze kann das entwickelte SGAK einen deutlichen Beitrag zur Einhaltung der Betriebsparameter der gekoppelten Energienetze leisten. Bezüglich des Anlagenbetriebs wird bei der Betrachtung der Erbringung von SRL im Anwendungsfall I aufgezeigt, dass PtGA sowohl NDL als auch SDL koordiniert bereitstellen können. Dabei kann das SGAK von besonderem Vorteil aufgrund der Merkmale der Einsatzplanungs- und Echtzeitüberwachungsphasen sein. Die vorgestellten Simulationsergebnisse stellen insgesamt eine positive simulative Validierung des entwickelten SGAK dar.

5.6 Ökonomische Bewertung der Anwendungsfälle

Die Anwendungsfälle I und III werden im Folgenden ökonomisch bewertet. Bei der Ermittlung der Gesamtkosten wird der Nettobarwert – engl. Net Present Value (NPV) – bestimmt, wobei zukünftig anfallende Zahlungsströme auf ein Bezugsjahr abgezinst werden. Der NPV zum Bezugsjahr – Zeitpunkt t_0 – wird als Funktion des Kalkulationszinssatzes i durch die Gleichung (38) gegeben. Dabei sind I_{t_0} die Anfangsinvestition, T die Investitionslaufzeit, t die Zahlungsperioden $1, \dots, T$, Z_t der zur Zahlungsperiode t anfallende Zahlungsstrom, welcher aus der Differenz zwischen Einnahmen E_t und Ausgaben A_t zur Zahlungsperiode t gemäß Gleichung (39) berechnet wird, und R_T der am Ende der Investitionslaufzeit als Einnahme (+) oder Ausgabe (–) anfallende Restwert.

$$NPV_{t_0}(i) = -I_{t_0} + \sum_{t=1}^T \frac{Z_t}{(1+i)^t} \pm \frac{R_T}{(1+i)^T} \quad (38)$$

$$Z_t = E_t - A_t \quad (39)$$

Die Wirtschaftlichkeit wird aus Sicht sowohl des VNB als auch des PtGA-Betreibers bewertet. Aus Sicht des VNB besteht die Option zum einen des konventionellen Stromnetzausbaus – ausschließlich Kabelverlegung in den betrachteten Anwendungsfällen – und zum anderen der Implementierung des SGAK in Form eines SGAS, wobei seitens des VNB entsprechende Kosten für MSRK-Technik anfallen. Beim konventionellen Netzausbau werden die Kabelkosten sowie die Kosten für Kabelverlegung und -inbetriebnahme innerhalb eines Pauschalwerts des zu verlegenden Kabels in EUR/m berücksichtigt. Hinsichtlich der MSRK-Technik wird auch ein Pauschalwert für die Anfangsinvestition des SGAS verwendet (siehe Anhang F). Für beide Optionen werden jährliche Betriebskosten in Betracht gezogen, welche als Prozentsatz der entsprechenden Anfangsinvestitionen angenommen werden. Bei der zweiten Option, der Implementierung des SGAK in Form eines SGAS, werden zusätzlich die durch den stromnetzdienlichen Betrieb der PtGA beim VNB anfallenden Kosten in EUR/MW pro vierstündige Zeitscheibe⁵⁸ miteinbezogen. Die Zahlung an den PtGA-Betreiber in EUR/MW/Zeitscheibe wird in Anlehnung an den LP des SRL-Markts angenommen (siehe Erläuterung im Folgenden bei der Betrachtung aus Sicht des Anlagenbetreibers). Die Kostenannahmen für die zwei Optionen aus Sicht des VNB werden in der Tabelle 5-10 aufgezeigt.

Aus Sicht des PtGA-Betreibers sind die Anfangsinvestitionskosten in EUR/kW der PtGA sowie ebenfalls jährliche Betriebskosten als Prozentsatz der Anfangsinvestition zu berücksichtigen. Der Stromkauf stellt die Hauptausgabe beim Betrieb der PtGA dar. Hierbei werden unterschiedliche Stromkaufpreise in Betracht gezogen: Der niedrigste Stromkaufpreis wird mit 30 EUR/MWh in Anlehnung an den mittleren Strompreis am Spotmarkt festgelegt (siehe Analyse im Anhang G,

⁵⁸ In Anlehnung an die Zeitscheiben zur Erbringung von SRL (siehe Abschnitt 5.5.1.5)

Abbildung G-1). Die weiteren Stromkaufpreise werden vereinfacht als Vielfache davon angenommen. Die betrachteten Strompreise enthalten dabei alle Komponenten des Stromtarifs (Strombeschaffung, Vertrieb und Marge, Steuer, Abgaben, Umlagen und Netz- bzw. Messentgelten).

Die Einnahmen beim Betrieb der PtGA setzen sich aus den folgenden Quellen zusammen:

- Verkauf des produzierten Gases
- Vorhaltung und Bereitstellung von positiver SRL
- Stromnetzdienlicher Betrieb

Hinsichtlich des Gasverkaufspreises werden ebenfalls unterschiedliche Gasverkaufspreise angenommen. Der niedrigste Gasverkaufspreis wird mit 30 EUR/MWh in Anlehnung an [26] angenommen. Die weiteren Gasverkaufspreise werden – wie bei den Stromkaufpreisen – als Vielfache davon angenommen. Für die Teilnahme am SRL-Markt wurden öffentlich verfügbare Preise des SRL-Markts aus dem Zeitraum August 2019 bis Juli 2020 analysiert. Aus dieser Analyse wird ein LP von 5 EUR/MW/Zeitscheibe sowie ein AP von 76 EUR/MWh für die Erbringung positiver SRL angenommen. Die wesentlichen Ergebnisse dieser Analyse stehen im Anhang H zur Verfügung, wobei zusätzlich auf die Häufigkeit sowie die Dauer der SRL-Abrufe im SRL-Markt eingegangen wird. Hinsichtlich der Einnahmen aus der Zahlung für den stromnetzdienlichen Betrieb der PtGA wird angenommen, dass der PtGA-Betreiber eine Vergütung aufgrund sowohl vom erforderlichen Betrieb – Bereitstellung negativer netzdienlicher Flexibilität – als auch vom eingeschränkten Betrieb – Bereitstellung positiver netzdienlicher Flexibilität – erhält. Der Vergütungspreis bezieht sich auf dieselben vierstündigen Zeitscheiben für die Vorhaltung und Erbringung von SRL (siehe Abschnitt 5.5.1.5) und wird in Anlehnung an den LP des SRL-Markts mit 5 EUR/MW/Zeitscheibe angenommen. Die Anzahl an Zeitscheiben zur Erbringung von NDL leitet sich aus der Annahme eines stromnetzdienlichen Betriebes der PtGA in 5 % der Jahresstunden ab. Diese Annahme basiert auf den Ergebnissen der ausführlichen Analysen dieser Thematik, die in [14] sowie [50] durchgeführt werden. Des Weiteren wird angenommen, dass gasbeschaffensbedingte Anpassungen des Fahrplans der PtGA als Anforderung zum Gasnetzzugang bzw. zur Einspeisung der EG ins Gasverteilnetz vertraglich geregelt werden – folglich werden dafür keine Zahlungen geleistet. Die Tabelle 5-11 fasst die Preis- und Kostenannahmen für die zwei Anwendungsfälle aus Sicht des PtGA-Betreibers zusammen.

Als Bezugsjahr für die Bewertung wird das Jahr 2021 angenommen, dementsprechend sind alle vorgegebenen Werte zu diesem Jahr zu verstehen. Der Kalkulationszinssatz wird in Anlehnung an [13] mit 6 %/a angenommen. Sowohl die Investitionslaufzeit als auch die Nutzungsdauer der PtGA bzw. des SGAS werden auf 25 a festgelegt. Die Nutzungsdauer der verlegten Kabel wird als doppelt so lang wie die Nutzungsdauer der PtGA bzw. des SGAS mit 50 a angenommen,

welche eine übliche Annahme dafür ist [13] [49]. Die am Ende der Investitionslaufzeit anfallenden Restwerte der verlegten Kabel werden in der entsprechenden Bewertung als Einnahmen berücksichtigt.

Tabelle 5-10: Preisannahmen für den konventionellen Stromnetzausbau sowie für die Implementierung des SGAK – inkl. stromnetzdienlicher PtGA-Betrieb – (aus Sicht des VNB)

VNB Optionen Bestandteile	Konventioneller Netzausbau	Implementierung des SGAK als SGAS	Quelle
Kabelkosten und Kosten für Kabelverlegung und -inbetriebnahme in EUR/m ^(*)	180 (+70)	-	[2]
Investitionskosten SGAS in EUR	-	200.000	siehe Anhang F
Betriebskosten in % der Anfangsinvestition	2	5	[2]
Zahlung stromnetzdienlicher Betrieb der PtGA in EUR/MW/Zeitscheibe	-	5	siehe Anhang H

(*) Kabeltyp NA2XS(F)2Y 3x1x240 mm² – in Klammern die zusätzlichen Kosten für parallele Verlegung von 2 Kabeln
- Nicht zutreffend

Tabelle 5-11: Preisannahmen für den PtGA-Betrieb (aus Sicht des Anlagenbetreibers)

PtGA-Typ Bestandteile	PtGA (H ₂) Anwendungsfall I	PtGA (CH ₄) Anwendungsfall III	Quelle
Investitionskosten PtGA in EUR/kW	800	1.500	[111]
Betriebskosten PtGA in %	5	5	[26]
Stromkaufpreis (alle Tarifkomponenten inkl.) in EUR/MWh	30–90	30–90	siehe Anhang G
Gasverkaufspreis in EUR/MWh	30–120	30–120	[26]
LP für die Bereitstellung von SRL in EUR/MW/Zeitscheibe	5	5	siehe Anhang H
AP für die Bereitstellung von SRL in EUR/MWh	76	76	siehe Anhang H
Vergütung stromnetzdienlicher Betrieb der PtGA in EUR/MW/Zeitscheibe	5	5	siehe Anhang H

5.6.1 Ökonomische Bewertung aus Sicht des Verteilnetzbetreibers

Da bei der ökonomischen Bewertung aus Sicht des VNB lediglich Investitions- und Betriebskosten aber keine Erlöse betrachtet werden, ergibt die Berechnung der NPV negative Werte ($-\Sigma$). Das bedeutet im Variantenvergleich, dass der größte NPV – bzw. der kleinste

Absolutwert – die wirtschaftlichste Lösung darstellt. Der NPV des SGAS beträgt –342 Tsd. EUR und entspricht ungefähr einem Drittel bzw. zwei Drittel der Kabelinvestitionskosten im Anwendungsfall I bzw. II (siehe Abbildung 5-51). Aus Sicht des VNB ist somit die Option der Implementierung des SGAK in Form eines SGAS deutlich zu bevorzugen. Beim Vergleich zwischen den Anwendungsfällen fallen die Kabelinvestitionskosten im Anwendungsfall III, aufgrund der kürzeren auszutauschenden Kabelstrecken, erheblich geringer an. Aufgrund der Ähnlichkeit der Anwendungsfälle sowie des ähnlichen Bedarfs an MSRK-Technik werden dieselben Kosten für das SGAS für beide Fälle angenommen (siehe Abschnitt F).

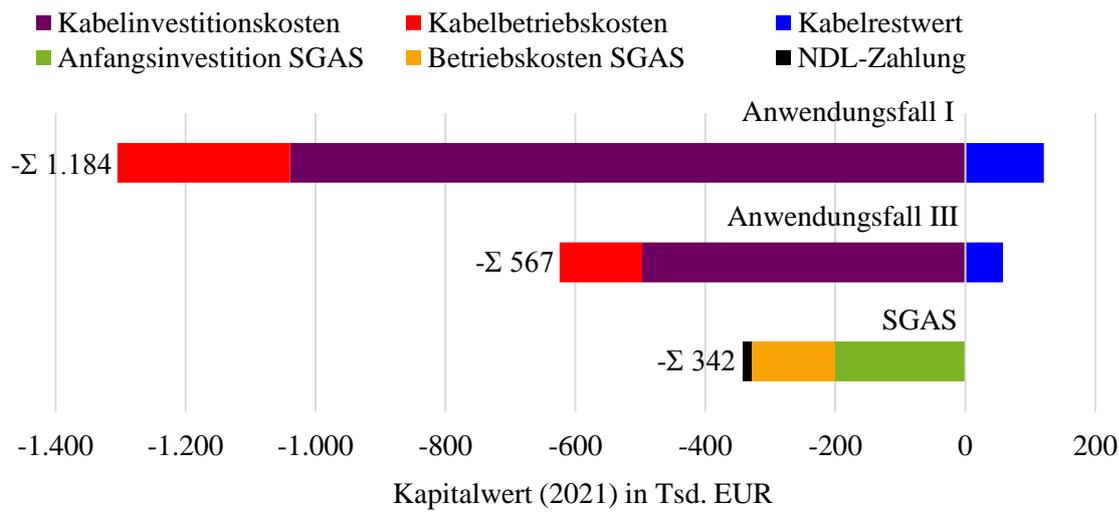


Abbildung 5-51: Ökonomische Bewertung aus Sicht des Verteilnetzbetreibers

5.6.2 Ökonomische Bewertung aus Sicht des Power-to-Gas-Anlagenbetreibers

Die Abbildung 5-52 zeigt die berechneten Werte für Investitionskosten (–), Einnahmen (+), Ausgaben (–) sowie NPV ($-\Sigma$ oder $+\Sigma$) für die unterschiedlichen Strom-/Gaspreiskombinationen im Anwendungsfall I auf. In diesem Kombinationsvergleich stellt der größte positive NPV die wirtschaftlichste Lösung dar. Die ökonomische Bewertung aus Sicht des PtGA-Betreibers ergibt für den Anwendungsfall I positive NPV im Fall der Gasverkaufspreise von 120 EUR/MWh, 90 EUR/MWh und 60 EUR/MWh. Die positiven NPV werden bei den Stromkaufpreisen von 30 EUR/MWh – bei den drei erwähnten Gasverkaufspreisen – sowie von 60 EUR/MWh – bei dem Gasverkaufspreis von 120 EUR/MWh – erreicht. Die Grenzstromkaufpreise, bei denen noch ein positiver NPV bei den drei erwähnten Gasverkaufspreisen besteht, sind 72 EUR/MWh, 51 EUR/MWh bzw. 30 EUR/MWh. Ein Gasverkaufspreis von 30 EUR/MWh ergibt keine positiven NPV bei den angenommenen Stromkaufpreisen. Die ökonomische Bewertung des Anwendungsfalles I aus Sicht des PtGA-Betreibers deutet somit auf ein gegebenes wirtschaftliches Potenzial insbesondere bei den Kombinationen mit hohen Gasverkaufspreisen und geringen Stromkaufpreisen hin.

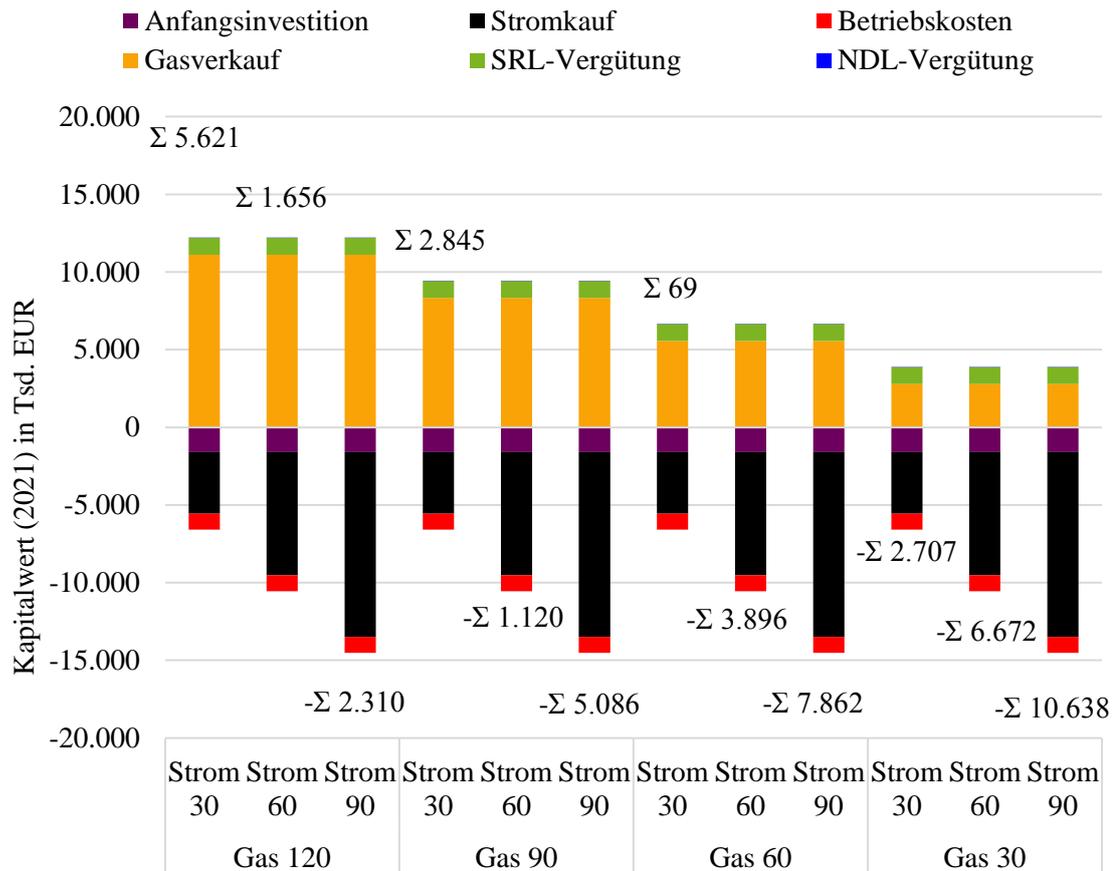


Abbildung 5-52: Ökonomische Bewertung aus Sicht des Power-to-Gas-Anlagenbetreibers – Anwendungsfall I, Szenario 2030

Analog zum Anwendungsfall I zeigt die Abbildung 5-53 die berechneten NPV für die unterschiedlichen Strom-/Gaspreis-Kombinationen im Anwendungsfall III auf. In diesem Kombinationsvergleich stellt der größte positive NPV erneut die wirtschaftlichste Lösung dar. Die ökonomische Bewertung aus Sicht des PtGA-Betreibers ergibt in diesem Anwendungsfall positive NPV im Fall der Gasverkaufspreise von 120 EUR/MWh und 90 EUR/MWh. Die Grenzstromkaufpreise, bei denen noch ein positiver NPV besteht, sind 52 EUR/MWh bzw. 34 EUR/MWh. Die positiven NPV werden bei dem Stromkaufpreis von 30 EUR/MWh – bei den zwei erwähnten Gasverkaufspreisen – erzielt. Gasverkaufspreise von 30 EUR/MWh sowie 60 EUR/MWh ergeben keine positiven NPV bei den angenommenen Stromkaufpreisen. Beispielsweise befindet sich der Grenzstromkaufpreis beim Gasverkaufspreis von 60 EUR/MWh unter 17 EUR/MWh. Die ökonomische Bewertung des Anwendungsfalls III aus Sicht des PtGA-Betreibers deutet somit auch auf ein gegebenes wirtschaftliches Potenzial, welches geringer im Vergleich zum Anwendungsfall I aufgrund der höheren Investitionskosten der PtGA mit Methanisierungsanlage ist. Die Ergebnisse der ökonomischen Bewertung der Anwendungsfälle aus Sicht des Anlagenbetreibers zeigen insgesamt eine hohe Abhängigkeit der NPV – und somit der Investitionsentscheidung – von den zukünftig zu erwartenden Stromkauf- und Gasverkaufspreisen. Die Erlöse aus den zusätzlichen Vermarktungsoptionen SDL- sowie NDV-Erbringung

tragen positiv zur Wirtschaftlichkeit des PtGA-Betreibers bei, stellen jedoch nicht den Entscheidungsfaktor für die Investitionen dar.

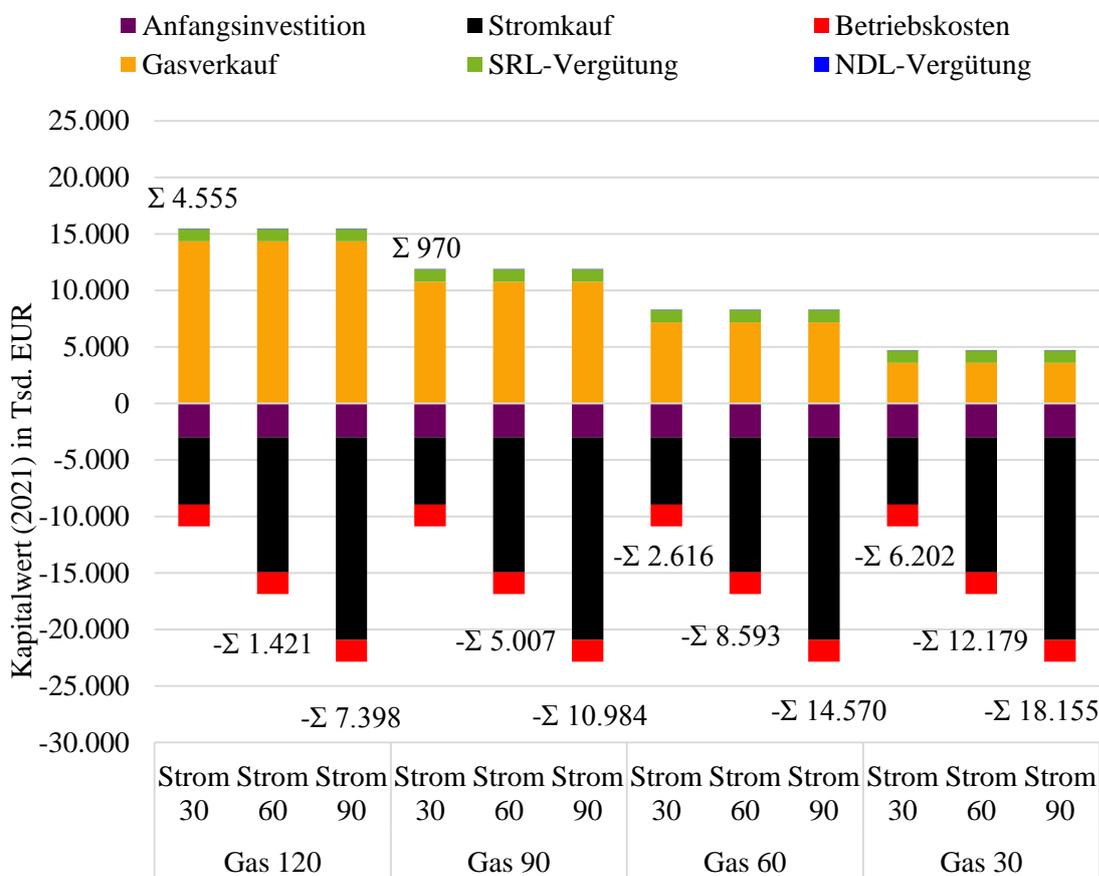


Abbildung 5-53: Ökonomische Bewertung aus Sicht des Power-to-Gas-Anlagenbetreibers – Anwendungsfall III, Szenario 2030

6 Bewertung und Empfehlungen

6.1 Grundsätzliche Erkenntnisse

Die grundsätzlichen Erkenntnisse dieser Arbeit lassen sich in die drei folgenden Themenfelder, auf welche anschließend eingegangen wird, unterteilen:

- Nutzen der Kopplung von Strom- und Gasverteilnetzen
- Gemeinsamer Betrieb von gekoppelten Strom- und Gasverteilnetzen
- Nutzen einer gemeinsamen Netzautomatisierung der gekoppelten Strom- und Gasverteilnetze

6.1.1 Nutzen der Kopplung von Strom- und Gasverteilnetzen

Der Nutzen der Kopplung von Strom- und Gasverteilnetzen wird im Rahmen dieser Arbeit insbesondere aus Sicht des Stromsektors untersucht. Dabei entsteht ein wichtiger Nutzen für eine sektorenübergreifende Energieversorgung hinsichtlich der Energienetze und des -systems sowie des Energiemarktes. Die Kopplungsanlagen stehen im Mittelpunkt der Kopplung und eignen sich entsprechend ihrer technischen Merkmale für unterschiedliche Anwendungen. Der stromnetzbezogene Nutzen der Energienetzkopplung besteht hauptsächlich in der Möglichkeit der Verzögerung bzw. Vermeidung von Stromnetzausbau. Dieser Nutzen war bereits in früheren Arbeiten untersucht worden (siehe [11] [12] [26]) und wird im Rahmen dieser Arbeit zwecks der simulativen Validierung des gemeinsamen Netzautomatisierungskonzepts erneut demonstriert. Unter den Annahmen der Anwendungsfälle I und III lassen sich dabei Netzausbauinvestitionen von ca. 840 bzw. 225 Tsd. EUR sparen. Der systembezogene Nutzen der Energienetzkopplung besteht in der Möglichkeit der Erbringung von SDL mittels der Kopplungsanlagen. Je nach Technologie können verschiedene der klassischen SDL, Frequenz- und Spannungshaltung sowie Versorgungswiederaufbau, erbracht werden. Fokus dieser Arbeit diesbezüglich ist die Ermöglichung eines koordinierten Mehrfacheinsatzes der Kopplungsanlagen von der Einsatzplanungsphase an, das heißt, dass diese für die Erbringung sowohl von NDL als auch von SDL konfliktfrei geplant werden, wobei der Erbringung von NDL Vorrang eingeräumt wird. Hierbei wird auch ersichtlich, dass der mehrfache Einsatz der Kopplungsanlagen eine wichtige positive Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit beim Betrieb von bspw. PtGA hat. Auf den marktbezogenen Nutzen der Energienetzkopplung wird in dieser Arbeit nicht vollumfänglich eingegangen. Dieser wird jedoch gleichermaßen in der Einsatzplanungsphase der Kopplungsanlagen mit betrachtet und stellt eine zusätzliche Einsatzoption für diese Anlagen dar.

Zu den eben genannten Vorteilen gehört implizit der besondere Nutzen der Kopplung von Strom- und Gasverteilnetzen, nämlich der Beitrag zur Integration der EE in den Stromsektor – in erster

Linie – und in die anderen Energiesektoren durch die Nutzung der so produzierten EG. Aus Sicht des Gassektors stellt die Energienetzkopplung die Möglichkeit dar, das Gasnetz zu „grünen“ durch die Versorgung der Gasnachfrage mit THG-ärmeren bzw. -neutralen Gasen [8] [9].

6.1.2 Gemeinsamer Betrieb von gekoppelten Strom- und Gasverteilnetzen

Es gibt eine Reihe von Analogien zwischen dem Betrieb des Stromverteilungsnetzes und dem Betrieb des Gasverteilungsnetzes. So lassen sich generell die physikalischen Betriebsparameter Spannung und Druck sowie Strom und Volumenstrom in einem Vergleich direkt zuordnen und beim Betrieb mit ähnlichen Maßnahmen einhalten. Ein deutlicher Unterschied stellt dabei die Gasbeschaffenheit dar, deren Einhaltung zusätzliche Maßnahmen erfordert. Für beide Energienetze lassen sich die vorhandenen Flexibilitätsoptionen folgendermaßen klassifizieren:

- Netzseitige Flexibilitätsoptionen
- Erzeugerseitige Flexibilitätsoptionen
- Verbraucherseitige Flexibilitätsoptionen

Generell ist der Nutzung netzseitiger Flexibilitätsoptionen aufgrund der daraus resultierenden geringen Kosten vor der Nutzung von erzeuger- bzw. verbraucherseitigen Flexibilitätsoptionen Vorrang einzuräumen. Für ihre Nutzung bestehen im Strom- bzw. Gasverteilnetz ebenfalls analoge Betriebskonzepte, welche auf ähnliche Prinzipien beruhen.

Mit der Kopplung der Strom- und Gasverteilnetze erhöht sich die Komplexität des nun gemeinsamen Betriebes aber auch die Anzahl an verfügbaren Flexibilitätsoptionen. Die Nutzung von diesen hängt von ihrem direkten Einfluss auf die Betriebsparameter der gekoppelten Energienetze ab. Hierbei stehen die Kopplungsanlagen wiederum im Mittelpunkt aufgrund ihres Einflusses auf beide Seiten der Kopplung. Der gemeinsame Betrieb der gekoppelten Energienetze folgt dabei zwei wesentliche Prämissen:

- Zunächst gilt das Gasverteilnetz als unterstützendes System bei der Integration der EE im gesamten Energiesystem, da diese stark und zunehmend in den Stromverteilnetzen zu erwarten ist. Dies bedeutet bspw., dass die Gasverteilnetze ausreichende Netzkapazitäten durch die Nutzung gasseitiger Flexibilitätsoptionen den Stromverteilnetzen zur Verfügung stellen sollen.
- Zweitens soll es vermieden werden, dass innerhalb desselben Netzbereiches Gas aus PtGA ins Gasverteilnetz eingespeist wird, während auch Strom aus KWK ins Stromverteilnetz eingespeist wird. Dies aufgrund der durch die Energieumwandlung verursachten Energieverluste. Dieser Fall kann insbesondere auftreten, wenn die KWK wärmegeführt betrieben werden.

6.1.3 Nutzen einer gemeinsamen Netzautomatisierung der gekoppelten Strom- und Gasverteilnetze

In diesem Abschnitt wird auf den allgemeinen Nutzen einer gemeinsamen Netzautomatisierung der gekoppelten Strom- und Gasverteilnetze eingegangen. Eine Bewertung des eingeführten gemeinsamen Netzautomatisierungskonzepts – SGAK – wird im Abschnitt 6.2 erörtert. Generell lassen sich diesbezüglich die folgenden Aussagen aus der Durchführung dieser Arbeit ableiten:

- Die im Stromverteilnetz erwarteten Änderungen in der Versorgungsaufgabe erfordern die Implementierung von besonderen Planungs- und Betriebskonzepten und in dieser Hinsicht die Aktivierung und Nutzung von Flexibilitätsoptionen unterschiedlicher Natur.
- Eine Kopplung des Stromverteilnetzes mit dem Gasverteilnetz begründet sich hierbei durch den zuvor vorgestellten Nutzen dieser Kopplung (siehe Abschnitt 6.1.1).
- Bei der Kopplung der Strom- und Gasverteilnetze bedarf es eines gemeinsamen energienetzübergreifenden Betriebes (siehe Abschnitt 6.1.2), um die vorhandenen Flexibilitätsoptionen durch entsprechende Betriebskonzepte koordiniert zu nutzen.
- Die Nutzung von Flexibilitätsoptionen erfordert die Ausstattung der Energienetze mit MSRK-Technik, um im Wesentlichen die Netzzustände auf Strom- und Gasseite zu erkennen und zu analysieren und anschließend Entscheidungen über Netzeingriffe zu treffen und zu implementieren.
- Eine gemeinsame Netzautomatisierung der gekoppelten Strom- und Gasverteilnetze kann somit bei der Koordination der vorhandenen Flexibilitätsoptionen von besonderem Nutzen sein. Dabei kann diese insbesondere den Einsatz der Kopplungsanlagen koordinieren, überwachen und nach den Anforderungen, Restriktionen und Potenzialen beider Energienetze gezielt ansteuern. Zusätzlich kann diese bei der Bereitstellung ausreichender Gasnetzkapazitäten für die Stromverteilnetze mitwirken.

Das eingeführte gemeinsame Netzautomatisierungskonzept wird im folgenden Abschnitt bewertet.

6.2 Bewertung des gemeinsamen Netzautomatisierungskonzepts

Das Netzautomatisierungskonzept für gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze – SGAK – beruht auf der Grundidee eines präventiven Netzbetriebs. Dieser Ansatz verfolgt das Ziel kritische Netzzustände innerhalb der Energienetze von vornherein basierend auf NZP durch die Nutzung entsprechender Flexibilitätsoptionen zu vermeiden und diese nicht erst zu beheben, wenn sie schon eingetreten sind. Große Vorteile dieses Ansatzes sind zum einen, dass durch die NZP und der anschließenden hierauf basierenden Einsatzplanung, Flexibilitätsoptionen – wie bspw. Kopplungsanlagen –, die eine gewisse Planung und Vorlaufzeit benötigen, netzdienlich genutzt werden können; zum anderen besteht dadurch die Möglichkeit für Anlagenbetreiber innerhalb der

Energienetze die zukünftigen Netzanforderungen, -restriktionen und -potenziale im Voraus zu kennen, um ihren eigenen Anlagenbetrieb durch die Teilnahme am Spotmarkt oder am SRL-Markt optimieren zu können. Mit dem präventiven Netzbetrieb reduziert sich zusätzlich das Risiko, dass in der Echtzeitüberwachungsphase keine geeignete Flexibilitätsoption zur Behebung eines kritischen Netzzustands zur Verfügung steht. Diese Phase dient dann dazu, nicht prognostizierte kritische Netzzustände, welche aufgrund von Prognoseabweichungen auftreten, zu erkennen bzw. zu beheben und hängt in der Praxis von der Genauigkeit der NZI ab. Hierdurch kann erreicht werden, wie es im Rahmen dieser Arbeit simulativ aufgezeigt wird, dass die Betriebsparameter der gekoppelten Energienetze innerhalb der definierten Grenzwerte eingehalten werden. Die simulative Validierung wird am Beispiel von Stromverteilnetzen der MS-Ebene sowie von Gasverteilnetzen der HD- bzw. MD-Ebene durchgeführt. Die wesentlichen Aussagen, die daraus abgeleitet werden, lassen sich aber auf die weiteren Netzebenen der Strom- und Gasverteilnetze übertragen, wobei in einem ersten Schritt der Nutzen der Kopplung der Energienetze auf diese Netzebenen zu berücksichtigen ist. Dabei sind bspw. die Möglichkeiten zur Gasspeicherung in Gasverteilnetzen der ND-Ebene viel geringer als in den anderen Netzebenen, so dass eine Kopplung der Energienetze auf dieser Netzebene ein geringeres Potenzial aufweist. Der Nutzen der Kopplung für Stromverteilnetze der NS- und HS-Ebene wird in [11] [12] ausführlich untersucht.

Das im Rahmen dieser Arbeit eingeführte SGAK ist ein formuliertes Technologiekonzept mit Technologiebereitschaftsgrad – engl. Technology Readiness Level (TRL) – der zweiten Stufe (TRL 2). Es ist somit ein Ergebnis der Grundlagenforschung, dessen potenzielle Anwendung – im Rahmen dieser Arbeit – simulativ validiert wird. Mehrere der technologischen Konzepte, auf welchen das SGAK beruht, verfügen über höhere TRL. Beispielsweise erreichen dezentrale Netzautomatisierungssysteme (DNA) für Stromverteilnetze einen TRL 7 und sind somit DNA-Prototype in einer in vollem Umfang demonstrierten Betriebsumgebung (siehe [59] [81] [82]). Ebenfalls sind DNA für Gasverteilnetze wie bspw. zur Brennwertrekonstruktion im Einsatz und verfügen über TRL 8–9 (siehe [86] [87]). Ein Strom- und Gasverteilnetzautomatisierungssystem – SGAS –, welches das SGAK implementiert, kann daher unter Berücksichtigung der am Markt verfügbaren MSRK-Technik kurzfristig entwickelt werden. Auf diese Weise kann die Praxistauglichkeit des SGAK in einem relevanten Umfeld festgestellt und demonstriert werden, wobei das SGAK einen TRL 5–6 kurzfristig erreichen kann. Der wesentliche Handlungsbedarf zur Implementierung des SGAK wird im Folgenden zusammengefasst:

- Zunächst ist das SGAK anwendungsfallspezifisch umzusetzen. Es kann davon ausgegangen werden, dass in der Praxis nicht alle theoretisch möglichen Flexibilitätsoptionen von gekoppelten Strom- und Gasverteilnetzen zur Verfügung stehen werden. Daher sollte das SGAK in Abhängigkeit vom Anwendungsfall, wie es in der simulativen Validierung aufgezeigt wird, implementiert werden. Die Hoheit zur

Implementierung des SGAK liegt in jedem Fall bei den Betreibern von Strom- und Gasverteilnetzen.

- An zweiter Stelle stellt sich die Frage, welche Applikationen dezentral – innerhalb eines DNA – und welche zentral – in der Netzleitstelle des VNB – ausgeführt werden. In dieser Hinsicht, um das Datenaufkommen der Einsatzplanungsphase (unter anderem Fahrpläne, Prognosen und zeitreihenbasierte Strom- und Gasnetzberechnung) geeignet zu managen, empfiehlt sich die Ausführung in der Leitwarte auf einer leistungsstarken Hardware. Die Echtzeitüberwachungsphase kann je nach Größe des zu überwachenden Strom- und Gasnetzbereiches entweder dezentral oder zentral implementiert werden.
- Die Ausführung des SGAK sollte nach Möglichkeit auf bestehende Netzautomatisierungssysteme zugreifen, um diese entsprechend dem Bedarf und den Merkmalen des Anwendungsfalles zu erweitern bzw. zu ergänzen. Gleiches gilt für vorhandene MSRK-Technik innerhalb der gekoppelten Energienetze.
- Hinsichtlich der Messtechnik zur Ermittlung der Gasbeschaffenheit sollte bei Ausführung des SGAK der Stand von neuartigen Sensoren überprüft werden. Die in [93] vorgestellten Sensoren sind Beispiele von kostengünstigeren Optionen gegenüber konventionellen PGC.

6.3 Reflexion der Modelle und Methoden

Die wesentliche Herausforderung zur Erreichung des Hauptziels dieser Arbeit, nämlich die Entwicklung und simulative Validierung eines Netzautomatisierungskonzepts für gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze, ist die Entwicklung einer geeigneten Simulationsumgebung, welche die Nachbildung der Funktionen des SGAK ermöglicht. Dabei ist insbesondere der Informationsaustausch zwischen der Programmierumgebung und der Software zur sukzessiven Strom- und Gasflussberechnung, welcher die Interaktion mit zwei Access-Datenbanken betrifft, mit verhältnismäßig langen Rechenzeiten verbunden. Dies betrifft vor allem den Abruf der Strom- oder Gasflussergebnisse, welcher bei einer hohen Anzahl an Netzknoten sehr zeitaufwändig wird. Die entwickelte Simulationsumgebung hat zwei Modellungenauigkeiten, welche auf die Merkmale der ausgewählten Software zur Gasflussberechnung zurückzuführen sind. Dabei wird zum einen die Berechnung mit Gaseinspeisungen von unterschiedlichen Brennwerten nicht unterstützt und zum anderen wird die Möglichkeit der Gasspeicherung im Gasnetz nicht berücksichtigt, was keine Simulation einer Volumenstromregelung mittels DDF an der GDRA ermöglicht. Für zukünftige Arbeiten empfiehlt sich die Nutzung einer Berechnungssoftware, welche diese zwei Modellungenauigkeiten nicht aufweist. Die Software STANET [112], welche bei deutschen Gasnetzbetreibern gut bekannt ist, kann dabei eine Option darstellen. Bei dieser ist jedoch die externe Ansteuerung aus bspw. MATLAB weniger praktisch als bei PSS-SINCAL-Gas (siehe [113]). Eine Möglichkeit für eine schnellere übergreifende Strom- und Gasflussberechnung, welche allerdings derzeit dieselben zwei Modellungenauigkeiten aufweist, ist die

Nutzung der Python-basierten Open-Source Software Pandapower [114] zusammen mit Pandapipes [115].

Eine weitere Ungenauigkeit in der Modellierung betrifft die Nachbildung einer der Funktionen des SGAK, nämlich die Bestimmung des Wirkleistungssollwerts $P_k^{flex}(t)$ für eine priorisierte Flexibilitätsoption zur Vermeidung oder Behebung einer GWV nach der Gleichung (36), welcher den Wirkleistungsflexibilitätsbedarf $\Delta P^{flex}(t)$ nach den Gleichungen (33), (34) und (35) berücksichtigt. Die Ungenauigkeit besteht in der Vernachlässigung der Stromverluste zwischen der Stromleitung mit der GWV und der Flexibilitätsoption und ist auf die Nichtnutzung der charakteristischen Matrizen der Stromverteilnetze in der Programmierumgebung zur Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs zurückzuführen. Auf diese Weise wird von der Flexibilitätsoption etwas mehr Flexibilität als erforderlich bereitgestellt. Die verwendete angenäherte Methode hat für die Simulationszwecke dieser Arbeit keine besondere Relevanz, sollte aber bei einer möglichen Ausführung des SGAK korrigiert werden. Auf die Nutzung der charakteristischen Matrizen der Stromnetze wird in [81], [82] und [95] ausführlich eingegangen.

6.4 Abschließende Diskussion

Die ursprüngliche Motivation dieser Arbeit ist der Bedarf an Ansätzen zur Ermöglichung der Integration der EE in die sektorenübergreifende Energieversorgung, das heißt, nicht nur in die Stromversorgung, sondern auch zukünftig in die Wärmeversorgung und in die Mobilität. Dabei spielt die Produktion, Verteilung und Nutzung von insbesondere grünem Wasserstoff eine zentrale Rolle. Fokus der Arbeit ist die Kopplung der Strom- und Gasnetze der Verteilnetzebene aufgrund unter anderem der auf dieser Ebene zunehmenden Integration der EE. Da die Kopplung dieser Energienetze durch entsprechende Kopplungsanlagen eine Reihe von Vorteilen aber auch Auswirkungen insbesondere auf den Betrieb der gekoppelten Energienetze hat, ist das Ziel der Arbeit die Untersuchung der Möglichkeiten eines automatisierten Betriebes der gekoppelten Energienetze durch die Entwicklung und Validierung eines gemeinsamen Netzautomatisierungskonzepts – SGAK. Das Ziel der Arbeit wird insbesondere anhand der in den Kapiteln 4 und 5 dargelegten Inhalte erreicht. Die Beantwortung der für diese Arbeit im Abschnitt 1.3 gestellten Forschungsfragen wird im Folgenden diskutiert.

- Frage 1: Wie kann ein gemeinsamer Betrieb der gekoppelten Strom- und Gasverteilnetze realisiert werden?

Diese Forschungsfrage wird insbesondere anhand der Inhalte des Kapitels 3 behandelt. Ein gemeinsamer Betrieb der gekoppelten Strom- und Gasverteilnetze ist durchaus technisch möglich und kann anhand der koordinierten Nutzung der vorhandenen netz-, erzeuger- und verbraucherseitigen Flexibilitätsoptionen unter dem Einsatz unterschiedlicher Betriebskonzepte realisiert werden. Der gemeinsame Betrieb der gekoppelten Energienetze soll weiterhin auf die

Sicherheit, die Zuverlässigkeit sowie die Wirtschaftlichkeit der Strom- und Gasversorgung achten. Aus technischer Sicht bedeutet dies insbesondere die Einhaltung der Betriebsparameter der gekoppelten Energienetze innerhalb der zulässigen Grenzwerte. Aus wirtschaftlicher Sicht deutet dies bspw. auf die priorisierte Nutzung der netzseitigen gegenüber den erzeuger- und verbraucherseitigen Flexibilitätsoptionen hin. Auf weitere Ziele und Prämissen im gemeinsamen Betrieb der gekoppelten Energienetze ist entsprechend zu achten.

- Frage 2: Welcher Netzautomatisierungsbedarf entsteht bei der Realisierung eines gemeinsamen Betriebes der gekoppelten Energienetze?

Diese Forschungsfrage wird anhand der Inhalte des Kapitels 4 (insbesondere Abschnitt 4.4.1) behandelt. Die Realisierung eines gemeinsamen Betriebes der gekoppelten Energienetze setzt die Beobachtung der Zustände der Betriebsparameter – das heißt der Netzzustände – sowie die Fernsteuerbarkeit der vorhandenen Flexibilitätsoptionen voraus. Daraus leitet sich ein entsprechender Bedarf an MSRK-Technik, auf die im genannten Abschnitt eingegangen wird. Die Bewertung der Netzzustände sowie das Treffen von Entscheidungen über Netzeingriffe bedarf eines gemeinsamen Netzautomatisierungskonzepts – SGAK –, welches zentrales Thema dieser Arbeit ist.

- Frage 3: Wie kann ein geeignetes Netzautomatisierungskonzept für gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze konzipiert werden?

Diese Forschungsfrage wird anhand der Inhalte des Kapitels 4 behandelt, wobei das Gesamtkonzept im Abschnitt 4.4.2 vorgestellt wird. Das im Rahmen dieser Arbeit eingeführte SGAK besteht im Wesentlichen aus zwei Phasen: Einer Einsatzplanungsphase, bei der die zukünftigen Anforderungen, Potenziale und Restriktionen der gekoppelten Energienetze prognostiziert und der Einsatz der Flexibilitätsoptionen geplant wird und einer Echtzeitüberwachungsphase, bei der der Betrieb der gekoppelten Energienetze in Echtzeit überwacht und bedarfsgerecht eingegriffen wird. Das SGAK wird so konzipiert, dass die Vermeidung anstatt der Behebung von kritischen Netzzuständen bevorzugt wird.

- Frage 4: Welchen technischen und wirtschaftlichen Nutzen hat ein gemeinsames Netzautomatisierungskonzept?

Diese Forschungsfrage wird insbesondere anhand der Inhalte des Abschnitts 2.3 sowie des Kapitels 5 behandelt. Der wesentliche technische Nutzen des SGAK besteht in der Ermöglichung eines sicheren gemeinsamen Betriebes der gekoppelten Energienetze und dadurch der Nutzung der Vorteile der Kopplung der Energienetze an sich. So können bspw. die netzdienlichen Einsätze der Kopplungsanlagen zur Vermeidung von Stromnetzausbau bei der Integration der EE im Stromverteilnetz unter Berücksichtigung der Anforderungen, Potenziale und Restriktionen beider Energienetze sichergestellt werden. Wirtschaftlich besteht ein Nutzen für den VNB aufgrund

insbesondere der Vermeidung von Stromnetzausbau sowie für die Betreiber der Kopplungsanlagen aufgrund der Ermöglichung der Ausnutzung mehrerer Vermarktungsoptionen.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung und simulative Validierung eines Netzautomatisierungskonzepts für gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze. Im Rahmen der Arbeit werden geeignete Arbeitsschritte umgesetzt, welche insgesamt zur erfolgreichen Erreichung des angestrebten Ziels führen. Zunächst werden die Merkmale der Strom- und Gasverteilnetze sowie der erforderlichen Kopplungsanlagen identifiziert und der Nutzen der Kopplung dieser Energienetze aufgezeigt. Dieser besteht im Wesentlichen in der möglichen Bereitstellung von Netz- und Systemdienstleistungen aber auch von marktorientierten Anwendungen für den Stromsektor durch die Kopplungsanlagen. Dadurch können gleichzeitig Netzkapazitäten und Flexibilitätsoptionen der Gasverteilnetze zum Nutzen einer sektorenübergreifenden Energieversorgung erschlossen werden. Dies impliziert insgesamt einen Beitrag der Kopplung der Strom- und Gasverteilnetze zur Integration der erneuerbaren Energien nicht nur im Stromsektor, sondern auch in den anderen Energiesektoren durch die Umwandlung von erneuerbarem Strom in erneuerbares Gas.

Als zweiter Schritt wird die Kopplung der Strom- und Gasverteilnetze aus technischer Sicht analysiert, wobei betriebliche Betrachtungen und Rahmenbedingungen der jeweiligen Energienetze eine sehr wichtige Rolle spielen. Dabei werden insbesondere die bestehenden Betriebskonzepte sowie die möglichen Flexibilitätsoptionen beider Energienetze bewertet und daraus ein Konzept für ihren gemeinsamen Betrieb skizziert, welches die Interaktion von Netzbetriebsmitteln, Anlagen und Betriebsparametern unter Verwendung von Ampelphasen miteinbezieht. Da die Ausführung eines gemeinsamen Betriebes der gekoppelten Strom- und Gasverteilnetze die Überwachung der jeweiligen Betriebsparameter sowie die Ansteuerung von Anlagen und Netzbetriebsmitteln voraussetzt, wird auf dieser Basis die Möglichkeit einer gemeinsamen Netzautomatisierung untersucht. Für diese Untersuchung wird zuerst ein Netzautomatisierungskonzept für Gasverteilnetze in Anlehnung an bestehende Netzautomatisierungskonzepte für Stromverteilnetze entwickelt. Dabei wird aufgezeigt, dass sich der Betrieb der Gasverteilnetze unter anderem mit geeigneten präventiven und korrektiven Strategien sinnvoll automatisieren lässt. Darauf aufbauend und unter Berücksichtigung der Einsatzmöglichkeiten der Kopplungsanlagen wird das Ziel eines Netzautomatisierungskonzepts für gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze – SGAK – abgeleitet. Dieses wird folgendermaßen formuliert: Ziel des SGAK ist es, einen automatisierten und koordinierten gemeinsamen Betrieb der gekoppelten Energienetze zu ermöglichen, welcher sich dank der automatisierten Netzeingriffe des SGAK durch die folgenden Merkmale auszeichnet:

- Kritische Strom- und Gasnetzzustände werden möglichst präventiv vermieden und schlimmstenfalls korrektiv behoben

- Die vorhandenen Flexibilitätsoptionen (Netzbetriebsmittel und Anlagen) werden technisch und ökonomisch sinnvoll eingesetzt
- Die Kopplungsanlagen werden koordiniert im Mehrfacheinsatz betrieben

Unter Berücksichtigung des Ziels des SGAK wird anschließend der Bedarf an MSRK-Technik zur gemeinsamen Netzautomatisierung identifiziert und das eigentliche Konzept skizziert. Das SGAK besteht aus einer Einsatzplanungsphase und einer Echtzeitüberwachungsphase. Mit der Einsatzplanungsphase wird das Ziel verfolgt, einen präventiven gemeinsamen Netzbetrieb umzusetzen, in dem anhand von Prognosen für Stromerzeugung und -verbrauch sowie für Gaseinspeisung und -verbrauch die Strom- und Gasnetzzustände prognostiziert werden, um so den Einsatz der vorhandenen Flexibilitätsoptionen im Voraus geeignet zu planen. Von einer solchen Einsatzplanung profitiert nicht nur der Verteilnetzbetreiber, der dadurch mögliche zukünftige kritische Netzzustände vermeiden kann, sondern auch der Anlagenbetreiber, der den Einsatz seiner Anlagen wirtschaftlich optimieren kann. Mit der Echtzeitüberwachungsphase wird zusätzlich gewährleistet, dass trotz der Einsatzplanung dennoch entstehende kritische Netzzustände im Echtzeitbetrieb, welche unter anderem auf Prognose- sowie Fahrplanabweichungen zurückzuführen sind, behoben werden.

Als nächster Schritt wird die simulative Validierung des SGAK vorgenommen. Grundvoraussetzung hierfür ist die Entwicklung einer geeigneten Simulationsumgebung, welche zum einen die übergreifende Berechnung von Strom- und Gasflüssen und zum anderen die Nachbildung der Funktionen des SGAK ermöglicht. Die Simulationsumgebung wird dann bis zu einem Stadium entwickelt, das die zeitreihenbasierte Simulation der folgenden Strom- bzw. Gasnetzbetriebskonzepte ermöglicht: dynamische Spannungsregelung, dynamische Druckfahrweise und dynamisches Einspeisemanagement bzw. dynamisches Lastmanagement. Dementsprechend kann dabei die Nutzung der folgenden Flexibilitätsoptionen simuliert werden: Regelbarer Umspannwerkstransformator (bzw. regelbarer Ortsnetztransformator), Gasdruckregelanlage, Photovoltaikanlage, Windenergieanlage, Kraft-Wärme-Kopplungsanlage, Power-to-Gas-Anlage und flexible Gasverbraucher. Unter Einfluss unterschiedlicher Annahmen werden die zwei Phasen sowie die wesentlichen Funktionen des SGAK in der Simulationsumgebung nachgebildet. Die simulative Validierung des SGAK erfolgt mittels realer deutscher Strom- und Gasverteilnetze sowie auf Basis eines zukünftigen Versorgungsszenarios 2030, welches die Integration von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen aber auch insbesondere der Elektromobilität berücksichtigt. Es werden dabei drei Anwendungsfälle mit Fokus auf den mehrfachen Einsatz der Kopplungsanlagen untersucht. Die Simulationsergebnisse werden für Starklast- und -einspeisetage unter Einbeziehung der zwei Phasen des SGAK erläutert. Die Ergebnisse zeigen, dass eine gemeinsame Netzautomatisierung der Strom- und Gasverteilnetze dazu beiträgt, den Einsatz der Kopplungsanlagen zur Bereitstellung von Netz- und Systemdienstleistungen für den Stromsektor zu koordinieren und, darüber hinaus, dass diese eine

wichtige Rolle beim gemeinsamen Betrieb der gekoppelten Strom- und Gasverteilnetze hinsichtlich der automatisierten Einhaltung der Betriebsparameter spielt. Hierzu ist insbesondere die Relevanz der sektorenübergreifenden Nutzung von netzseitigen Flexibilitätsoptionen seitens des SGAK zu erwähnen.

Ferner zeigt die Untersuchung der Anwendungsfälle auf, dass der netzdienliche Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen Netzausbaumaßnahmen verzögern bzw. vermeiden kann. Voraussetzung hierfür ist das Vorhandensein einer gemeinsamen Netzautomatisierung, um den erforderlichen bzw. eingeschränkten netzdienlichen Einsatz dieser Kopplungsanlagen zu gewährleisten. Dieser sektorenübergreifende Planungs- und Betriebsansatz bringt direkte ökonomische Vorteile für den Verteilnetzbetreiber, der so Netzinvestitionskosten reduzieren kann. Für den Anlagenbetreiber hängt die Investitionsentscheidung vor allem von den zukünftig zu erreichenden Stromkauf- und Gasverkaufspreisen ab. Dabei wirken sich zusätzliche Einnahmen aus netz- und systemdienlichen Einsätzen positiv auf die Wirtschaftlichkeit aus.

Das im Rahmen dieser Arbeit eingeführte SGAK ist ein formuliertes Technologiekonzept mit TRL 2. Es ist somit ein Ergebnis der Grundlagenforschung, dessen potenzielle Anwendung – im Rahmen dieser Arbeit – simulativ validiert wird. Ein Strom- und Gasverteilnetzautomatisierungssystem – SGAS –, welches das SGAK implementiert, kann unter Berücksichtigung der am Markt verfügbaren MSRK-Technik kurzfristig entwickelt und in einem Praxis-Umfeld validiert und demonstriert werden, was einem TRL 5–6 entspricht. Als nächster Schritt empfiehlt sich dann eine anwendungsfallsspezifische Ausführung des SGAK als Prototyp.

Weiterführende Forschungsaktivitäten hinsichtlich der Kopplung von Strom- und Gasverteilnetzen, welche bereits zum Zeitpunkt der schriftlichen Ausarbeitung dieser Arbeit durchgeführt und zukünftig weiterverfolgt werden, umfassen insbesondere die Entwicklung von Grundsätzen für die integrierte Planung von gekoppelten Strom- und Gasverteilnetzen aus *green* und *brown field* Sicht [110].

8 Summary and Outlook

The aim of this work is the development and simulative validation of a grid automation concept for coupled power and gas distribution grids. As part of the work, suitable work steps are implemented, which overall lead to the successful achievement of the followed aim. First, the characteristics of the power and gas distribution grids as well as the required *coupling systems* are identified and the benefits of coupling these energy grids are shown. These essentially consist of the possible provision of grid and system services⁵⁹ but also of market-oriented applications for the electricity sector through the coupling systems. This means that grid capacities and flexibility options from the gas distribution grids can be developed for the benefit of a cross-sectoral energy supply. Overall, this implies a contribution of the coupling of the power and gas distribution grids to the integration of renewable energies not only in the electricity sector, but also in the other energy sectors by converting renewable electricity into renewable gas.

As a second step, the coupling of the power and gas distribution grids is analyzed from a technical point of view, whereby operational considerations and framework conditions of the respective energy grids play a very important role. In particular, the existing operation concepts as well as the possible flexibility options of both energy grids are evaluated and a concept for their joint operation is outlined, which includes the interaction of grid resources, systems and operating parameters using traffic light phases. Since the implementation of a joint operation of the coupled power and gas distribution grids requires the monitoring of the respective operating parameters as well as the control of systems and grid resources, the possibility of a joint grid automation is examined on this basis. For this, a grid automation concept for gas distribution grids based on existing grid automation concepts for power distribution grids is first developed. It is shown here that the operation of the gas distribution grid can be sensibly automated with suitable preventive and corrective strategies. Building on this and taking into account the possible uses of the coupling systems, the aim of a grid automation concept for coupled power and gas distribution grids – dt. Netzautomatisierungskonzept für gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze (SGAK) – is derived. It is formulated as follows: The aim of the SGAK is to enable an automated and coordinated joint operation of the coupled energy grids, which, thanks to the automated grid interventions of the SGAK, is characterized by the following features:

- Critical power and gas grid states are preventively avoided and in the worst case correctively remedied
- The existing flexibility options (grid resources and systems) are used in a technically and economically optimal way

⁵⁹ More known as *ancillary services*

- The coupling systems are operated in a coordinated manner with multi-use options

Taking the aim of the SGAK into account, the need for measurement, control and communication – dt. Mess-, Steuerungs-, Regelungs- und Kommunikation (MSRK) – technology for joint grid automation is then identified and the actual SGAK outlined. The SGAK consists of a *deployment planning phase* and a *real-time monitoring phase*. The aim of the deployment planning phase is to implement a preventive grid operation in which the power and gas grid states are predicted on the basis of forecasts for electricity generation and consumption as well as for gas feed-in and consumption in order to plan the use of the existing flexibility options appropriately in advance. Not only the distribution grid operator benefits from such deployment planning, who can thereby avoid possible future critical grid states, but also the (coupling) systems' operators who can economically optimize the use of his systems. The real-time monitoring phase also ensures that any critical grid states that arise in real-time operation, despite the deployment planning, are resolved. These can be attributed for instance to forecast and schedule deviations.

The next step is the simulative validation of the SGAK. The basic prerequisite for this is the development of a suitable simulation environment which enables, on the one hand, the comprehensive calculation of power and gas flows and, on the other hand, the simulation of the SGAK's functions. The simulation environment is then developed to a stage that enables the time series-based simulation of the following power or gas grid operation concepts respectively: dynamic voltage regulation, dynamic pressure operation and dynamic feed-in management or dynamic load management. Accordingly, the use of the following flexibility options can be simulated: controllable substation transformers, gas pressure regulating stations, photovoltaic systems, wind energy systems, combined heat and power systems, power-to-gas systems and flexible gas consumers. Under consideration of different assumptions, the two phases and the essential functions of the SGAK are emulated in the simulation environment. The simulative validation of the SGAK is carried out using real German power and gas distribution grids as well as on the basis of a future supply scenario 2030, which takes the integration of renewable energy generation systems but also in particular electrical vehicles into account. Three use cases with a focus on the multiple use of the coupling systems are examined. The simulation results are explained for heavy load and feed-in days, taking the two phases of the SGAK into account. The results show that a joint grid automation of the power and gas distribution grids helps to coordinate the use of the coupling systems for the provision of grid and system services for the electricity sector and, moreover, that it plays an important role in the joint operation of the coupled power and gas distribution grids in terms of the automated compliance with operating parameters. The cross-sectoral use of grid-side flexibility options by the SGAK is also a particular advantage.

Furthermore, the investigation of the use cases shows that the use of power-to-gas systems to support the grid can delay or avoid grid expansion measures. The prerequisite for this is the existence of a joint grid automation system in order to guarantee the necessary or constrained use

of the coupling systems for the grid. This cross-sector planning and operating approach brings direct economic advantages for the distribution grid operator, who can thus reduce grid investment costs. For the coupling systems' operators, the investment decision depends primarily on the electricity purchase and gas sales prices to be achieved in the future. Here, the additional income from the provision of grid and system services has a positive effect on the profitability.

The SGAK introduced within the scope of this work is a formulated technology concept with technology readiness level 2 (TRL 2). It is therefore a result of basic research, the potential application of which – within the scope of this work – is validated through simulations. A power and gas distribution grid automation system – dt. Strom- und Gasverteilnetzautomatisierungssystem (SGAS) – which implements the SGAK, can be developed, taking the MSRK technology available on the market into account, as well as validated and demonstrated in a practical environment at short term, which corresponds to a TRL 5–6. As the next step, it is recommended that the SGAK be designed as a prototype according to the requirements of the specific applications.

Further research activities regarding the coupling of power and gas distribution grids, which are already being carried out at the time of the written elaboration of this work and which will be pursued in the future, include in particular the development of principles for the integrated planning of coupled power and gas distribution grids from a *green* and *brown field* perspective [110].

9 Verzeichnisse

9.1 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Zahlen, Daten und Informationen zum EEG; Das "EEG in Zahlen",“ 2020. [Online]. Available:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html. [Zugriff am Juni 2021].
- [2] P. Wintzek, S. A. Ali, J. Monscheidt, B. Gemsjäger, A. Slupinski und M. Zdrallek, „Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen,“ Neue Energie aus Wuppertal – Band 35, Wuppertal, 2021.
- [3] F. Ausfelder, M. Fishedick und W. Münch et al., „Sektorkopplung – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems,“ Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Halle (Saale), 2017.
- [4] P. Mancarella, „MES (multi-energy systems): An overview of concepts and evaluation models,“ *Energy* 65, p. 1–17, 2014.
- [5] J. Garzon-Real, S. Kilicsoy, B. Dahlmann, T. Kornrumpf, M. Stötzel und M. Zdrallek, „Coupling electricity and gas distribution networks: applications and further steps in the concept development,“ *Proceedings of the International ETG Congress, Bonn*, 2017.
- [6] M. Sterner und M. Specht, „Power-to-Gas and Power-to-X – The History and Results of Developing a New Storage Concept,“ *Energies* 2021, 14, 6594, 2021.
- [7] M. Sterner, „Dissertation: Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems.,“ Kassel University Press (Erneuerbare Energien und Energieeffizienz,14), Kassel, 2009.
- [8] M. Thema, M. Sterner, T. Lenck und P. Götz, „Necessity and impact of power-to-gas on energy transition in Germany,“ *Energy Procedia* 99, p. 392–400, 2016.

- [9] S. Pellegrino, A. Lanzini und P. Leone, „Greening the gas network – The need for modelling the distributed injection of alternative fuels,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 70, p. 266–286, 2017.
- [10] J. Haumaier, P. Hauser, H. Hobbie und D. Möst, „Grünes Gas für die Gaswirtschaft – Regionale Power-to-Gas-Potentiale aus Onshore-Windenergie in Deutschland,“ *Zeitschrift für Energiewirtschaft (2020)* 44, p. 61–83, 2020.
- [11] C. Baumann, K. Geschermann, J. Hüttenrauch, W. Köppel, G. Müller-Syring und P. Steffens et al., „Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie,“ DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Aachen, Freiberg, Karlsruhe und Wuppertal, 2014.
- [12] C. Baumann, K. Geschermann, F. Grote, J. Hüttenrauch, W. Köppel und G. Müller-Syring et al., „Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze,“ DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Aachen, Freiberg, Karlsruhe und Wuppertal, 2015.
- [13] S. Harnisch, P. Steffens, H. Thies, J. Monscheidt, L. Münch und C. Böse et al., „Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze. Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen,“ Neue Energie aus Wuppertal, Band 8, Wuppertal, Erlangen, 2016.
- [14] T. Kornrumpf, „Dissertation: Bewertung von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen,“ Neue Energie aus Wuppertal – Band 22, Wuppertal, 2019.
- [15] B. Dahlmann, J. Garzon-Real, M. Zdrallek, J. Hüttenrauch, J. Benthin und E. Tali et al., „Kombinierte Strom- und Gasnetzautomatisierung auf Verteilnetzebene,“ *gwf Gas+Energie* 1/2018, pp. 46-52, 2018.
- [16] N. Neusel-Lange, „Dissertation: Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze,“ Neue Energie aus Wuppertal – Band 1, Wuppertal, 2013.
- [17] N. Neusel-Lange, C. Oerter und M. Zdrallek, „Intelligente Lösungen für Verteilnetze,“ VDE-Inside Nr. 7, 2012, 2012.

- [18] M. Geidl, „Dissertation: Integrated modeling and optimization of multi-carrier energy systems,“ ETH Zürich, Zürich, 2007.
- [19] M. O'Malley, M. Bashar, S. Heinen, T. Kober, J. McCalley und M. McPherson et al., „Multicarrier Energy Systems: Shaping Our Energy Future,“ *Proceedings of the IEEE*, p. 1437–1456, 2020.
- [20] G. Chicco, R. Shariq, A. Mazza und P. Mancarella, „Flexibility From Distributed Multienergy Systems,“ *Proceedings of the IEEE*, p. 1496–1517, 2020.
- [21] C. Rehtanz, I. Erlich, J. Lunze und S. Lehnhoff, „DFG-Schwerpunktprogramm Hybride und multimodale Energiesysteme: Systemtheoretische Methoden für die Transformation und den Betrieb komplexer Netze,“ DFG-Fachgebiet: 408-03 Elektrische Energieerzeugung, -übertragung, -verteilung und -anwendung, Dortmund, Duisburg, Bochum, Oldenburg, 2015.
- [22] K. Rieck, „Intelligente Multimodale Energiesysteme,“ Siemens AG, Erlangen, 2018.
- [23] A. Osiadacz und M. Chaczykowsky, „Modeling and Simulation of Gas Distribution Networks in a Multienergy System Environment,“ *Proceedings of the IEEE*, p. 1580–1595, 2020.
- [24] K. Altfeld und D. Pinchbeck, „Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems,“ *gas for energy 03 / 2013*, 2013.
- [25] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V., „Klimaschutz und Resilienz. Der Umsetzungsplan für Wasserstoff und klimaneutrale Gase,“ DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V., Bonn, 2021.
- [26] F. Möhrke, D. Wolter, J. Hüttenrauch, M. Wupperfeld, J. Kellermann und M. Siemonsmeier et al., „Potenzialstudie von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen,“ DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Aachen, Essen, Freiberg, Wuppertal, 2019.
- [27] J. Jakob, B. Uhlemeyer, M. Koralewicz, J. Garzon-Real, M. Zdrallek und J. Ruf et al., „Simulation of an Integrated Planning of Power and Gas Distribution Grids Considering

- Power-to-Gas and Gas-to-Power Units,“ *Proceedings of the CIRED Workshop 2020, Berlin, 2020*.
- [28] B. Wierzba, T. Riedlinger, F. Möhrke und M. Zdrallek, „SektorPlan - Sektorenübergreifende Planungs- und Betriebsgrundsätze für Energienetze,“ Bergische Universität Wuppertal, 2020. [Online]. Available: <https://www.evt.uni-wuppertal.de/fr/forschung/forschungsgruppe-netzstrukturen-und-netzplanung/sectorplan-sektoreuebergreifende-planungs-und-betriebsgrundsaeetze-fuer-energienetze.html>.
- [29] D. Oeding und B. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*, Darmstadt, Hannover: Springer Vieweg, 2016.
- [30] A. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2015.
- [31] J. Hüttenrauch, K. Kröger, G. Müller-Syring, P. Schley und S. Schütz, „Smart Gas Grids,“ DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Karlsruhe, Leipzig, 2013.
- [32] Cerbe, G.; Lendt, B., *Grundlagen der Gastechnik, Gasbeschaffung - Gasverteilung - Gasverwendung*, München: Carl Hanser Verlag, 2017.
- [33] M. Koralewicz, G. Müller-Syring, J. Garzon-Real, M. Henel, F. Möhrke und D. Wolter et al., „Power-to-Gas: Konzepte – Anforderungen,“ in *Power-to-Gas: Grundlagen – Konzepte – Lösungen*, Wuppertal, Vulkan-Verlag GmbH, 2021, pp. 6-65.
- [34] G. Schaumann und K. Schmitz et al., *Kraft-Wärme-Kopplung*, Mainz, Ludwigshafen: Springer, 2010.
- [35] P. Kurzweil, *Brennstoffzellentechnik – Grundlagen, Materialien, Anwendungen, Gaserzeugung*, Amberg: Springer, 2016.
- [36] M. Götz, J. Lefebvre, F. Mörs, A. McDaniel Koch, F. Graf, S. Bajohr, R. Reimert und T. Kolb, „Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review,“ *Renewable Energy* 85, pp. 1371-1390, 2016.
- [37] Enapter GmbH, *Data-Sheet Elektrolyseur EL 2.1*, Berlin, 2020.

- [38] J. Töpler und J. Lehmann, Wasserstoff und Brennstoffzelle, Technologien und Marktperspektiven, Berlin: Springer, 2017.
- [39] M. Zapf, Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem, Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten, Wiesbaden: Springer, 2017.
- [40] Zahoransky et al., Energietechnik, Systeme zur Energieumwandlung, Wiesbaden: Springer, 2015.
- [41] Wietschel et al., Energietechnologien der Zukunft, Wiesbaden: Springer, 2015.
- [42] W. Schellong, Analyse und Optimierung von Energieverbundsystemen, Köln: Springer, 2016.
- [43] M. Sterner und I. Stadler et al., Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration, Regensburg, Köln: Springer Verlag, 2017.
- [44] BMWi Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Deutsche Klimaschutzpolitik, Verbindlicher Klimaschutz durch das Bundes-Klimaschutzgesetz,“ Juni 2021. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-deutsche-klimaschutzpolitik.html>.
- [45] J. Nitsch, „Die Energiewende nach COP 21 - Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung. Kurzstudie für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.,“ Stuttgart, 2016.
- [46] T. Estermann, M. Newborough und M. Sterner, „Power-to-gas systems for absorbing excess solar power in electricity distribution networks,“ *International Journal of Hydrogen Energy* 41, p. 13950–13959, 2016.
- [47] S. Clegg und P. Mancarella, „Storing renewables in the gas network: Modelling of power-to-gas (P2G) seasonal storage flexibility in low carbon power systems,“ *IET Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 10, Issue 3, pp. 566-575, 2016.
- [48] G. Müller-Syring, M. Henel, M. Poltrum, A. Wehling, E. Dannenberg, J. Gladien, M. Stötzel, F. Möhrke, F. Ortloff und F. Kratz, „Transformationspfade zur

- Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21. Abschlussbericht der wissenschaftlichen Studie DVGW G 201624,“ Leipzig, 2018.
- [49] P. Steffens, „Dissertation: Innovative Planungsgrundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze,“ Neue Energie aus Wuppertal – Band 16, Wuppertal, 2018.
- [50] W. Zander, S. Lemkens, U. Macharey, T. Langrock, D. Nailis und M. Zdrallek et al., „dena-Netzflexstudie - Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung,“ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Aachen, Wuppertal, 2017.
- [51] C. Rehtanz, M. Greve, U. Häger, D. Hilbrich, S. Kippelt und A. Kubis et al., „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030,“ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Dortmund, 2014.
- [52] Verband der Netzbetreiber (VDN) e.V. beim VDEW, *TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Version 1.1*, Berlin, 2007.
- [53] J. Michaelis, J. Junker und M. Wietschel, „Eine Bewertung der Regellenergievermarktung im Power-to-Gas-Konzept,“ *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, pp. 161-175, 2013.
- [54] V. Broekmans und L.-M. Krämer, „Beitrag von zentralen und dezentralen KWK-Anlagen zur Netzstützung,“ Bofest Consult GmbH, Berlin, 2014.
- [55] DIN Deutsches Institut für Normung e. V. und VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V., „VDE-AR-N 4110 Anwendungsregel: 2018-11; Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung),“ VDE Verlag GmbH, Berlin, 2018.
- [56] B. Dahlmann, „Dissertation: Aktivierung und Vermarktung industrieller Flexibilitätsoptionen mittels eines dynamischen Stromtarifs,“ Neue Energie aus Wuppertal – Band 28, Wuppertal, 2020.
- [57] next-kraftwerke, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>.

- [58] R. Schmidt, „Dissertation: Erlösoptimale Vermarktung lastseitiger Flexibilitätsoptionen in Virtuellen Kraftwerken,“ Neue Energie aus Wuppertal, Wuppertal, 2022.
- [59] F. Paulat, „Dissertation: Lokale Flexibilitätsmärkte für das präventive Engpassmanagement von Mittelspannungsnetzen,“ Neue Energie aus Wuppertal, Wuppertal, 2022.
- [60] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., „Redispatch 2.0,“ 2021. [Online]. Available: <https://www.bdew.de/energie/redispatch-20/>.
- [61] DIN Deutsches Institut für Normung e. V. und VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V., „VDE-AR-N 4121 Anwendungsregel: 2018-04; Planungsgrundsätze für 110-kV-Netze,“ VDE Verlag GmbH, Berlin, 2018.
- [62] DIN Deutsches Institut für Normung e.V., „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010,“ 2011.
- [63] DIN Deutsches Institut für Normung e. V. und VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V., „VDE-AR-N 4120 Anwendungsregel: 2018-11; Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung),“ VDE Verlag GmbH, Berlin, 2018.
- [64] DIN Deutsches Institut für Normung e. V. und VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V., „VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel: 2018-11; Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz,“ VDE Verlag GmbH, Berlin, 2018.
- [65] M. Kerzel, J. Garzon-Real, M. Zdrallek, D. Wolter und C. Schacherer, „Optimal Switch Configuration Algorithm for Dynamically Meshed Power Distribution Grids,“ *3rd International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, 2020.
- [66] M. Kerzel, J. Garzon-Real, M. Zdrallek, D. Wolter und C. Schacherer, „Effects of Static and Dynamically Meshed Topologies on Short-Circuit Currents and the Reliability of Medium Voltage Grids,“ *Proceedings of the CIRED 2021 Conference, Geneva*, 2021.

- [67] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Smart Grids Ampelkonzept, Ausgestaltung der gelben Phase,“ Berlin, 2015.
- [68] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „BDEW-Roadmap Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland,“ Berlin, 2013.
- [69] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz,“ Berlin, 2017.
- [70] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., „Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 491 (A),“ DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Bonn, 2020.
- [71] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., „Mindestanforderungen bezüglich Interoperabilität und Anschluss an Gasversorgungsnetze,“ DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Bonn, 2017.
- [72] K. Homann, T. Hüwener, B. Klocke und U. Wernekinck et al, Handbuch der Gasversorgungstechnik, Logistik – Infrastruktur – Lösungen, München: DIV Deutscher Industrieverlag GmbH, 2017.
- [73] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., „Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 260 (A),“ DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Bonn, 2013.
- [74] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., „Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 262 (A),“ DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Bonn, 2011.
- [75] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., „Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 685,“ DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Bonn, 2008.
- [76] G. Müller-Syring, M. Ahlers, S. Zöllner, J. Hüttenrauch und K. Diesel, „Dynamic pressure control in gas grids for better integration of green gases – a potential analysis in the North of Germany,“ *International Gas Union Research Conference 2014 – TW2-3*, 2014.

- [77] B. Dahlmann, J. Garzon-Real, J. Hüttenrauch, M. Wupperfeld, W. Köppel und J. Benthin et al., „Kombinierte Strom- und Gasnetzautomatisierung auf Verteilnetzebene,“ DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Essen, Karlsruhe, Leipzig, Wuppertal, 2018.
- [78] N. Neusel-Lange, C. Oerter und M. Zdrallek, „State Identification and Automatic Control of Smart Low Voltage Grids,“ *Proceedings of the 3rd IEEE-PES-Conference "Innovative Smart Grid Technologies" Europe*, 2012.
- [79] M. Wolter, „Grid State Identification of Distribution Grids,“ Shaker Verlag, Aachen, 2008.
- [80] N. Neusel-Lange, C. Oerter, M. Zdrallek und W. Friedrich, „Sichere Betriebsführung von Niederspannungsnetzen durch dezentrale Netzautomatisierung,“ Tagungsband zum Internationalen ETG-Kongress, Würzburg, 2011.
- [81] F. Dorsemagen, „Dissertation: Zustandsidentifikation von Mittelspannungsnetzen für eine übergreifende Automatisierung der Mittel- und Niederspannungsebene,“ Neue Energie aus Wuppertal – Band 19, Wuppertal, 2018.
- [82] K. Korotkiewicz, „Dissertation: Koordinierte, teilautarke Regelung von Mittelspannungsnetzen unter Einsatz dezentraler Automatisierungslösungen,“ Neue Energie aus Wuppertal – Band 31, Wuppertal, 2020.
- [83] C. Oerter, „Dissertation: Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen,“ Neue Energie aus Wuppertal – Band 4, Wuppertal, 2014.
- [84] M. Wooldridge, *An Introduction to MultiAgent Systems*, Liverpool: John Wiley and Sons, 2009.
- [85] M. Ludwig, „Dissertation: Automatisierung von Niederspannungsnetzen auf Basis von Multiagentensystemen,“ Neue Energie aus Wuppertal – Band 29, Wuppertal, 2020.
- [86] A. Hielscher, C. Fiebig, R. Span, P. Schley und J. Schenk, „Gas quality tracking in distribution grids with SmartSim – A new kernel for flow calculation,“ *International Gas Union Research Conference*, 2014.

- [87] C. Fiebig, A. Hielscher, R. Span, A. Gulin, S. Rickelt und P. Schley, „Gas quality tracking in distribution grids with SmartSim – Application in complex and meshed grids,“ *International Gas Union Research Conference*, 2014.
- [88] G. Abbatantuono, S. Lamonaca, M. La Scala und U. Stecchi, „Monitoring and emergency control of natural gas distribution urban networks,“ *2016 IEEE Workshop on Environmental, Energy, and Structural Monitoring Systems (EESMS)*, 2016.
- [89] H. Gabbar und N. Ayoub, „Infrastructure and Forecasting Models for Integrating Natural Gas Grid within Smart Grids,“ *IEEE International Conference on Smart Grid Engineering (SGE'12)*, 2012.
- [90] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Einführung eines Regelenergiemarktes,“ 2019. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2019/20191008_Regelenergiemarkt.html. [Zugriff am Oktober 2021].
- [91] J. Stephan, „Dissertation: Modulare Netzzustandsprognosen für Mittel- und Niederspannungsnetze,“ Neue Energie aus Wuppertal, Wuppertal, 2022.
- [92] S. Azad, K. Korotkiewicz, M. Ludwig, E. Schnittmann, M. Zdrallek und J. Zimpel et al., „Use of intelligent metering systems to optimize the network state estimation in the distribution network 4.0,“ *VDE / ETG journal 06/2019, Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG)*, 2019.
- [93] P. Soltic, H. Biffiger, P. Prêtre und A. Kempe, „Micro-thermal CMOS-based gas quality sensing for control of spark ignition engines,“ *Measurement*, 2016.
- [94] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), „TransmissionCode 2007 – Anhang D2 Teil 1, Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB,“ Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Berlin, 2009.
- [95] K. Schäfer, *Netzberechnung - Verfahren zur Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze*, Wuppertal: Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2019.

- [96] B. M. Weedy, B. J. Cory, N. Jenkins, J. B. Ekanayake und G. Strbac, *Electric Power Systems*, Chichester, UK: John Wiley & Sons Ltd, 2012.
- [97] M. Abeysekera, J. Wu, N. Jenkins und M. Rees, „Steady state analysis of gas networks with distributed injection of alternative gas,“ *Applied Energy* 164, p. 991–1002, 2016.
- [98] A. Herrán-González, J. De La Cruz, B. De Andrés-Toro und J. Risco-Martín, „Modeling and simulation of a gas distribution pipeline network,“ *Applied Mathematical Modelling* 33, p. 1584–1600, 2009.
- [99] E. S. Menon, *Gas Pipeline Hydraulics*, Boca Raton, FL: Taylor & Francis Group, LLC, 2005.
- [100] A. Osiadacz, *Simulation and analysis of gas networks*, London: E. & F.N. Spon Ltd, 1987, pp. 1311-1321.
- [101] K. Pambour, „Dissertation: Modelling, simulation and analysis of security of supply scenarios in integrated gas and electricity transmission networks,“ University of Groningen, Groningen, 2018.
- [102] M. Koralewicz, J. Jakob, J. Garzon-Real, M. Kerzel, K. Pambour und S. Reigardt et al., „Assessment of Multi-Energy Flow in Coupled Networks with Power-to-Hydrogen and Power-to-Heat,“ *Proceedings of the CIRED 2021 Conference, Geneva, 2021*.
- [103] X. Liu, P. Mancarella und J. Wu, „A tool for integrated analysis of multi-vector district energy networks,“ *Proceedings of the IEEE Eindhoven PowerTech Conference, 2015*.
- [104] M. Heimberger, T. Kaufmann, C. Maier, S. Nemeč-Begluk, A. Winter und W. Gawlik, „Energieträgerübergreifende Planung und Analyse von Energiesystemen,“ *Elektrotechnik & Informationstechnik*, pp. 229-237, 2017.
- [105] Siemens AG, „PSS@SINCAL Database Interface und Automation,“ Siemens AG, München, 2019.
- [106] Siemens AG, „PSS@SINCAL Platform 16.0 – Einleitung,“ Siemens AG, München, 2021.
- [107] S. Bschorer, *Technische Strömungslehre*, Ingolstadt: Springer Vieweg, 2018.

- [108] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., „Technische Regeln - Arbeitsblatt DVGW G 260 (A),“ Bonn, 2013.
- [109] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., „Technische Regeln - Arbeitsblatt DVGW G 262 (A),“ DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Bonn, 2011.
- [110] J. Jakob, T. Riedlinger, R. Schmidt, J. Garzon-Real, M. Zdrallek und J. Ruf et al., „Optimal Dimensioning of Power-to-Gas Units in the Context of Integrated Power and Gas Grid Planning in Distribution Grids,“ *International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), Finland*, 2021.
- [111] M. Kerzel und M. Zdrallek, „Preisentwicklung von Elektrolyseuren für Power-to-Gas-Anlagen,“ *gwf Gas + Energie* 9/2020, Essen, 2020.
- [112] Ingenieurbüro Fischer-Uhrig, „STANET - Netzberechnung für Gas, Wasser, Strom, Fernwärme und Abwasser,“ 2020. [Online]. Available: <http://www.stafu.de/de/home.html>.
- [113] J. Ruf, M. Zimmerland, P. Sauter, W. Köppel, M. Suriyah und M. Kluwe et al., „Simulation Framework for Multi-Carrier Energy Systems with Power-to-Gas and Combined Heat and Power,“ 2018.
- [114] University of Kassel and Fraunhofer Institute for Energy Economics and Energy System Technology (IEE), „pandapower – An easy to use open source tool for power system modeling, analysis and optimization with a high degree of automation,“ 2021. [Online]. Available: <http://www.pandapower.org/>.
- [115] University of Kassel and Fraunhofer Institute for Energy Economics and Energy System Technology (IEE), „pandapipes – An easy to use open source tool for fluid system modeling, analysis and optimization with a high degree of automation,“ 2021. [Online]. Available: <https://www.pandapipes.org/>.
- [116] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Smard, Strommarktdaten,“ Juli 2020. [Online]. Available: <https://www.smard.de/home>.

- [117] Regelleistung.net, Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, Juli 2020. [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net/ext/>.
- [118] J. Garzon-Real, B. Dahlmann, M. Zdrallek, J. Hüttenrauch, M. Wupperfeld und J. Benthin et al., „Entwicklung und Validierung eines kombinierten Strom- und Gasnetzautomatisierungskonzepts auf Verteilnetzebene,“ *gwf Gas + Energie 10/2018*, 2018.
- [119] J. Weber, M. Modemann, M. Zdrallek, H. Abele und M. Mogel, „Impact of reactive power provision by distributed energy resources on superimposed voltage levels,“ *Proceedings of the International CIGRE 2021 Conference, Geneva (2021)*, 2021.

9.2 Formelzeichen und Symbole

\mathbf{B}	Zweig-Schleifen-Inzidenzmatrix
b	Netzbetriebsmittel b
b_{lk}	Element k der Schleife l in der Zweig-Schleifen-Inzidenzmatrix \mathbf{B}
C	Sutherlandskonstante
CH_4	Methan
C_p	Wärmekapazität bei konstantem Druck
C_v	Wärmekapazität bei konstantem Volumen
c	Kapazitätsbelag
d	Innendurchmesser, relative Dichte
d^u	Unterer Grenzwert für relative Dichte
d_G	Relative Dichte eines Grundgases
d_{H_2}	Relative Dichte des Wasserstoffes

d_M	Relative Dichte eines Mischgases
E	Energie
F	Funktionalmatrix
f	Skalierungsfaktor
f_l	Fehler der Schleife l
f_n	Netzfrequenz
G_b	Gasbeschaffenheit
H_2	Wasserstoff
H_s	Brennwert
H_s^u	Unterer Grenzwert für Brennwert
$H_{s,G}$	Brennwert eines Grundgases
H_{s,H_2}	Brennwert des Wasserstoffes
$H_{s,M}$	Brennwert eines Mischgases
I	Strom
I_b	Strom des Netzbetriebsmittels b
I_b^{soll}	Sollstrom des Netzbetriebsmittels b
I_{th}	Thermischer Grenzstrom
$I_{th,b}$	Thermischer Grenzstrom des Netzbetriebsmittels b
i	Element i einer Elementenreihe
j	Element j einer Elementenreihe

l	Länge, Schleife l in der Gasflussberechnung
K	Koeffizient in der Gasflussberechnung
k	Element k einer Elementenreihe
MZ	Methanzahl
N	Anzahl an Elementen einer Elementenreihe
P	Wirkleistung
P_b	Wirkleistung des Netzbetriebsmittels b
P_b^{soll}	Sollwirkleistung des Netzbetriebsmittels b
P_i	Wirkleistung eines Elements i
P_k	Wirkleistung der Flexibilitätsoption am Knoten k
p^{flex}	Flexibilitätswirkleistung
P_k^{flex}	Wirkleistungssollwert der Flexibilitätsoption am Knoten k
P_k^{SRL}	Anbietbare SRL einer Flexibilitätsoption am Knoten k
P_n	Nennwirkleistung
P_r	Bemessungswirkleistung
p	Druck
p_i^{flex}	Drucksollwert an der GDRA
p^{max}	Maximal zulässiger Druck
p_i^{max}	Ermittelter maximaler Druck, welcher am Knoten i auftritt
p^{min}	Minimal zulässiger Druck

p_j^{min}	Ermittelter minimal Druck, welcher am Knoten j auftritt
p_j^{soll}	Solldruck am Netzschlehtpunkt j
p_i	Druck am Knoten i
p_k	Druck am Knoten k
p_N	Druck am Knoten N
p_n	Normluftdruck
p_{luft}	Luftdruck
p_s	Sättigungsdruck
Q	Blindleistung
Q_b	Blindleistung des Netzbetriebsmittels b
Q_b^{soll}	Sollblindleistung des Netzbetriebsmittels b
Q_i	Blindleistung eines Elements i
q	Querschnitt
R	Widerstandsbelag
Re	Reynoldszahl
R_r	Sandrohrrauigkeit
S	Scheinleistung
S	Sensitivitätsmatrix
S_b	Scheinleistung des Netzbetriebsmittels b
S_b^{soll}	Sollscheinleistung des Netzbetriebsmittels b

S_i	Scheinleistung eines Elements i
S_k	Scheinleistung der Flexibilitätsoption am Knoten k
S_k^{flex}	Scheinleistungssollwert der Flexibilitätsoption am Knoten k
S_r	Bemessungsleistung
T	Planungshorizont, Temperatur
T_n	Normtemperatur
T_0	Referenztemperatur
t	Zeit, zu der Berechnungen erfolgen
t_z	Zykluszeit der Berechnung
U	Spannung
U^{max}	Maximal zulässige Spannung
U^{min}	Minimal zulässige Spannung
U_i	Spannung am Knoten i
U_k	Spannung am Knoten k
U_c	Versorgungsspannung
U_j	Spannung am Knoten j
U_n	Nennspannung
U_{r1}	Bemessungsspannung 1
U_{r2}	Bemessungsspannung 2
u_k	Bezogene Kurzschlussspannung

V	Volumen
V_B	Volumen im Betriebszustand
V_n	Volumen im Normzustand
\dot{V}	Volumenstrom
\dot{V}	Matrix der Schleifenvolumenströme
\dot{V}_k^{flex}	Volumenstromsollwert am Element des Knotens k
$\dot{V}_{H_2}^{max}$	Wasserstoffeinspeisepotenzial (Volumenstrom)
$\dot{V}_{H_2}^{soll}$	Sollwasserstoffvolumenstrom
\dot{V}_b	Zweigvolumenstrom
\dot{V}_G	Volumenstrom des Grundgases
\dot{V}_{H_2}	Einzuspeisender Wasserstoffvolumenstrom
\dot{V}_k	Volumenstrom am Element des Knotens k
$\dot{V}_{z,0}$	Matrix der anfänglichen Approximation der Zweigvolumenströme
v	Strömungsgeschwindigkeit
W_s	Wobbe-Index
W_s^u	Unterer Grenzwert für Wobbe-Index
$W_{s,G}$	Wobbe-Index eines Grundgases
W_{s,H_2}	Wobbe-Index des Wasserstoffes
$W_{s,M}$	Wobbe-Index des Mischgases
X	Reaktanzbelag

x	Wasserstoffgehalt eines Mischgases
x^{max}	Maximal möglicher Wasserstoffgehalt eines Mischgases
x^{soll}	Sollwasserstoffgehalt
x_d^u	Wasserstoffgehalt eines Mischgases am unteren Grenze der relativen Dichte
$x_{H_s}^u$	Wasserstoffgehalt eines Mischgases am unteren Grenze des Brennwertes
$x_{W_s}^u$	Wasserstoffgehalt eines Mischgases am unteren Grenze des Wobbe-Index
x_{reg}	Wasserstoffgehalt nach DVGW-Regelwerk
Y	Admittanz
\mathbf{Y}	Admittanzmatrix
Y_{ik}	Admittanz einer Stromleitung zwischen den Knoten i und k
Z	Zustandszahl
z	Kompressibilitätsfaktor
Δf	Frequenzabweichung
ΔP	Wirkleistungsverluste
ΔP^{flex}	Wirkleistungsflexibilitätsbedarf
Δp	Druckanstieg bzw. -abfall
Δp^{flex}	Druckflexibilitätsbedarf
Δp^{soll}	Sollflexibilität zur Druckhaltung ohne Restriktion der Druckgrenzen
Δp_o	Druckunterschied zum maximal zulässigen Druck
Δp_u	Druckunterschied zum minimal zulässigen Druck

ΔQ	Blindleistungsverluste
ΔS^{flex}	Scheinleistungsflexibilitätsbedarf
Δt	Zeitintervall der Simulationen
$\Delta \dot{V}^{flex}$	Volumenstromflexibilitätsbedarf
κ	AdiabateneXponent
μ	Dynamische Viskosität
μ_0	Referenzviskosität
ρ	Dichte
φ	Phasenwinkel, relative Luftfeuchtigkeit
φ_U	Winkel zur Slackspannung
ϕ	Flussfunktion

9.3 Abkürzungsverzeichnis

AEL	Alkalische Elektrolyse
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
bGDRA	Bidirektionale Gasdruckregelanlage(n)
BGEA	Biogaseinspeiseanlage(n)
BHKW	Blockheizkraftwerk
BKM	Bilanzkreismanagement
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BLM	Blindleistungsmanagement
C	Versorgungscluster
COM	Component Object Model

DDF	Dynamische Druckfahrweise
DEM	Dynamisches Einspeisemanagement
DLM	Dynamisches Lastmanagement
DNA	Dezentrales Netzautomatisierungssystem
DNE	Dynamische Netzentkopplung
DNK	Dynamische Netzkopplung
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
EE	Erneuerbare Energie(n)
EEA	Erneuerbare Energieanlage(n)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFZ	Elektrofahrzeug
EG	Erneuerbare(s) Gas(e)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESR	Einzelstrangregler
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FLS	Fernsteuerbarer Leistungsschalter
FS	Fernsteuerbarer Schieber
GDRA	Gasdruckregelanlage(n)
GDRMA	Gasdruckegel- und -messanlage(n)
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GHSV	Raumgeschwindigkeit – engl. Gas Hourly Space Velocity
GuD	Gas- und Dampf
GVA	Gasverdichtungsanlage
HD	Hochdruck
HöS	Höchstspannung

HS	Hochspannung
HTEL	Hochtemperatur-Elektrolyse
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KSZ	Kaltstartzeit
KVS	Kabelverteilerschrank
KWK	Kraft-Wärme-Kopplungsanlage(n)
MCFC	Schmelzkarbonatbrennstoffzelle – engl. Molten Carbonate Fuel Cell
MD	Mitteldruck
MES	Multienergiesystem(e) – engl. Multi Energy Systems
MEMS	Mikrothermische Gasqualitätssensoren – engl. Microthermal Gasquality Sensors
MIP	Grenzdruck im Störfall – engl. Maximum Incidental Pressure
MOP	Maximaler Betriebsdruck – engl. Maximum Operating Pressure
MRL	Minutenreserveleistung
MS	Mittelspannung
MSRK-	Mess-, Steuerungs-, Regelungs- und Kommunikations- – engl. measurement, control and communication
ND	Niederdruck
NPV	Nettobarwert – engl. Net Present Value
NS	Niederspannung
NZI	Netzzustandsidentifikation
NZP	Netzzustandsprognose
ONS	Ortsnetzstation
ONT	Ortsnetztransformator (MS/NS)
OP	Betriebsdruck – engl. Operating Pressure
PAFC	Phosphorsäurebrennstoffzelle – engl. Phosphoric Acid Fuel Cell

PEM	Polymerelektrolytmembran(elektrolyse) – engl. Polymer Electrolyte Membrane (Electrolysis)
PEMFC	Polymerelektrolytmembrantbrennstoffzelle – engl. Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell
PRL	Primärregelleistung
PtG	Power-to-Gas
PtGA	Power-to-Gas-Anlage(n)
PtH	Power-to-Heat
PtHA	Power-to-Heat-Anlage(n)
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage(n)
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
rUWT	Regelbarer Umspannwerkstransformator
RAM	Regelarbeitsmarkt
RTU	Fernbedienungsterminal – engl. Remote Terminal Unit
SDL	Systemdienstleistung(en)
SE	Starkeinspeisefall
SEM	Statisches Einspeisemanagement
SGAK	Akronym von: Netzautomatisierungskonzept für gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze – engl. grid automation concept for coupled power and gas distribution grids
SGAS	Strom- und Gasverteilnetzautomatisierungssystem – engl. power and gas distribution grids automation system
SL	Starklastfall
SOFC	Festoxidbrennstoffzelle – engl. Solid Oxide Fuel Cells
SRL	Sekundärregelleistung

THG	Treibhausgas(e)
TNB	Transportnetzbetreiber
TRL	Technologiebereitschaftsgrad – engl. Technology Readiness Level
UW	Umspannwerk
UWT	Umspannwerkstransformator
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage(n)
WP	Elektrische Wärmepumpe(n)
WSZ	Warmstartzeit
zSE	zweitstärkster Einspeisefall

Anhang

A. Technologische Kennwerte von gasbetriebenen KWK

Tabelle A-1: Technologische Kennwerte von Kraft-Wärme-Kopplungen (1), nach [34] [38] [42] [43]

Bezeichnung	Elektrische Leistung in MW	Thermische Leistung in MW	Elektrischer Wirkungsgrad in %
Gasverbrennungsmotoren			
Mini-, Mikro- oder Nano-BHKW	0,001–0,05	0,0025–0,1	22–34
Klein-Motor-BHKW	0,05–2	0,07–1,9	32–45
Groß-Motor-BHKW	2–18,3	1,9–16	42–49
Gasturbinen			
Mikrogasturbine	0,03–0,06	0,07–0,1	24–27
	0,06–0,25	0,1–0,3	30–31
Gasturbine mit Abhitzekeessel	1–10	2,5–12,5	22–35
	10–50	17–55	30–40
Gas- und Dampfturbine (GuD)	10–200 Entnahme- kondensationsturbine	12–95	48–52
	10–200 Gegendruckturbine	12–120	43–47
Gasturbine mit Abhitzekeessel (Cheng Prozess)	1–10	1,4–4	28–38
Brennstoffzellen⁶⁰			
PAFC	0,1–0,4	0,065–0,45	32–42
PEMFC	0,0007–1	0,001–0,95	30–39
MCFC	0,1–2	0,224–1,3	42–47
SOFC	0,0007–0,3	0,0005–0,25	33–60

⁶⁰ Siehe Abschnitt 9.3 für die Bedeutung der Brennstoffzellenkürzel

Tabelle A-2: Technologische Kennwerte von Kraft-Wärme-Kopplungen (2), nach [34] [38] [42] [43]

Bezeichnung	Thermischer Wirkungsgrad in %	Gesamtwirkungsgrad in %	Stromkennzahl	Temperaturniveau Nutzwärme in °C
Verbrennungsmotoren				
Mini-, Mikro- oder Nano-BHKW	49–82	81–95	0,21–0,69	90–100
Klein-Motor-BHKW	41–70	82–88	0,57–1,09	300–400
Groß-Motor-BHKW	32–46	80–91	0,91–1,55	Nutzung der Abgaswärme
Gasturbinen				
Mikrogasturbine	56–59	bis 85	0,41–0,48	450
	48–65	79–95	0,49–0,66	
Gasturbine mit Abhitzeessel	45–60	80–82	0,4–0,8	200 (Heißwasser) ~ 300 (Dampf)
	40–50	84–85	0,6–0,9	
Gas- und Dampfturbine (GuD)	25–42	77–90	1,1–2,1	bis 500
	27–44	74–87	0,9–1,7	
Gasturbine mit Abhitzeessel (Cheng Prozess)	15–38	53–66	0,7–2,5	bis 500
Brennstoffzellen⁶⁰				
PAFC	47–49	81–90	0,7–0,9	60–120
PEMFC	40–55	80–93	0,4–1,0	75
MCFC	32–45	78–85	1,0–1,3	550–600
SOFC	22–60	81–96	0,5–2,6	~ 600

Tabelle A-3: Technologische Kennwerte von Kraft-Wärme-Kopplungen (3), nach [34] [38] [42] [43]

Bezeichnung	Teillastverhalten	Kaltstartzeit (KSZ) Warmstartzeit (WSZ) in min	Minimallast in %	Laständerung	Alternativer Brennstoff
Verbrennungsmotoren					
Mini-, Mikro- oder Nano-BHKW	gut	KSZ: 1,5–7 WSZ: ~ 1	24	schnell, flexibel	Heizöl, Diesel, Flüssiggas, Klärgas, Deponiegas, Kokereigas, Biogas
Klein-Motor-BHKW		KSZ: 1,5–7 WSZ: < 5	30		
Groß-Motor-BHKW		KSZ: > 7 WSZ: ~ 5	35		
Gasturbinen					
Mikrogasturbine	sehr gut	KSZ: ~ 2,5 WSZ: ~ 1,5	40 25	schnell, flexibel	Heizöl, Diesel, Flüssiggas, Biogas
Gasturbine mit Abhitzeessel	mittelmäßig	KSZ: < 25 WSZ: ~ 6	20–50	schnell, flexibel	
Gas- und Dampfturbine (GuD)	mittelmäßig	KSZ: 120–240 WSZ: 30–60	30–50	schnell, flexibel	
Gasturbine mit Abhitzeessel (Cheng Prozess)	gut	k.A.	k.A.	schnell, flexibel	
Brennstoffzellen⁶⁰					
PAFC	sehr gut	KSZ: ~ 30–60	25–35	schnell, flexibel	Deponiegas, Klärgas, Biogas, Ethanol, H2
PEMFC	sehr gut	WSZ: < 15			
MCFC	sehr gut	KSZ: 180–480			
SOFC	sehr gut	WSZ: < 15			

B. Verwendete Anzahlen, Leistungen und Gleichzeitigkeitsfaktoren für EFZ und WP

Die Tabelle B-1 zeigt die Anzahlen, Leistungen und Gleichzeitigkeitsfaktoren für EFZ und WP auf, welche zur Bestimmung der in der Tabelle 5-6 enthaltenen *gleichzeitigen* Leistungen für EFZ und WP dienen. Die gleichzeitigen Leistungen werden in Anlehnung an den in [2] ausführlich beschriebenen Methoden bestimmt. Für EFZ wird die gleichzeitige Leistung anhand der angenommenen Anzahl an EFZ und Ladepunkten, der angenommenen gewichteten Ladeleistung

sowie des resultierenden Gleichzeitigkeitsfaktors bestimmt. Für WP wird die gleichzeitige Leistung analog dazu bestimmt. Die angenommene elektrische Leistung einer WP betrachtet eine mittlere Durchdringung von gleichzeitiger Trinkwarmwasserbereitung (siehe [2] zur ausführlichen Veranschaulichung dieser Thematik).

Tabelle B-1: Verwendete Anzahlen, Leistungen und Gleichzeitigkeitsfaktoren für EFZ und WP

Anlagen	Testenergienetze 1	Testenergienetze 2
Elektrofahrzeuge		
Anzahl an privaten Elektrofahrzeugen	2.525	2.057
Anzahl an gewerblichen Elektrofahrzeugen	167	111
Anzahl an öffentlichen Ladepunkten	193	155
Anzahl an privaten Ladepunkten	2.499	2.012
Gewichtete Ladeleistung in kW	19,4	19,4
Gleichzeitigkeitsfaktor	0,036	0,039
Gleichzeitige Leistung in MW	1,87	1,64
Elektrische Wärmepumpen		
Anzahl an Wärmepumpen	122	98
Elektrische Leistung in kW	6,5	6,5
Gleichzeitigkeitsfaktor	0,821	0,831
Gleichzeitige Leistung in MW	0,65	0,53

C. Verwendete Zeitreihen

In Abbildung C-1 bis Abbildung C-4 werden die Zeitreihen für Stromerzeugung und -verbrauch, welche im Rahmen der Simulationen dieser Arbeit verwendet werden, aufgezeigt. Die Zeitreihen werden auf die Modelle der Stromverteilnetze, die als Testenergienetze verwendet werden (siehe Abschnitt 5.4.1), angewendet. Diese werden den entsprechenden Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen gemäß dem untersuchten Versorgungsszenario (Szenario 2030) sowie dem simulierten Anwendungsfall (Anwendungsfall I bis Anwendungsfall III) innerhalb der Berechnungssoftware zugewiesen. Da die Zeitreihen Werte zwischen null und eins aufweisen, dienen diese zur direkten Skalierung⁶¹ der Werte von Stromerzeugung- und -verbrauch, welche für jede Erzeugungs- und Verbrauchsanlage eingegeben werden. Die Abbildung C-1 stellt die verwendete Zeitreihe für konventionelle Stromverbraucher dar. Die Abbildung C-2 und die Abbildung C-3 zeigen die verwendete Zeitreihe für PVA bzw. WEA auf. Die Abbildung C-4 stellt die verwendete Zeitreihe für den Stromverbrauch von WP dar. Der Stromverbrauch zur Trinkwarmwasserbereitung ist darin enthalten.

⁶¹ Zusätzlich stehen Skalierungsfaktoren für eine weiterführende Skalierung dieser Werte zur Verfügung (siehe Abschnitt 5.3, Tabelle 5-2)

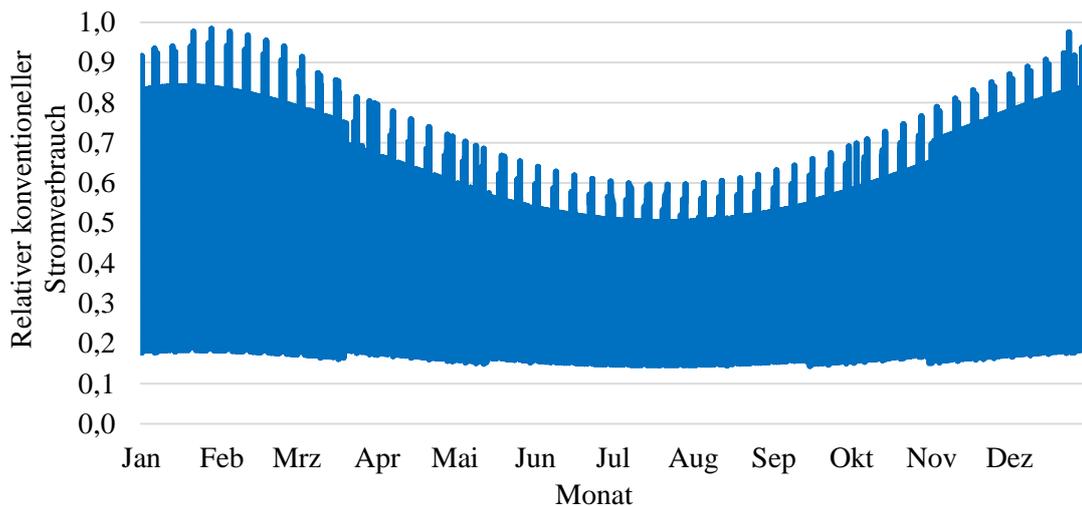


Abbildung C-1: Verwendete Zeitreihe für konventionelle Stromverbraucher – Anwendungsfall I, II und III, Szenario 2030, ein Jahr

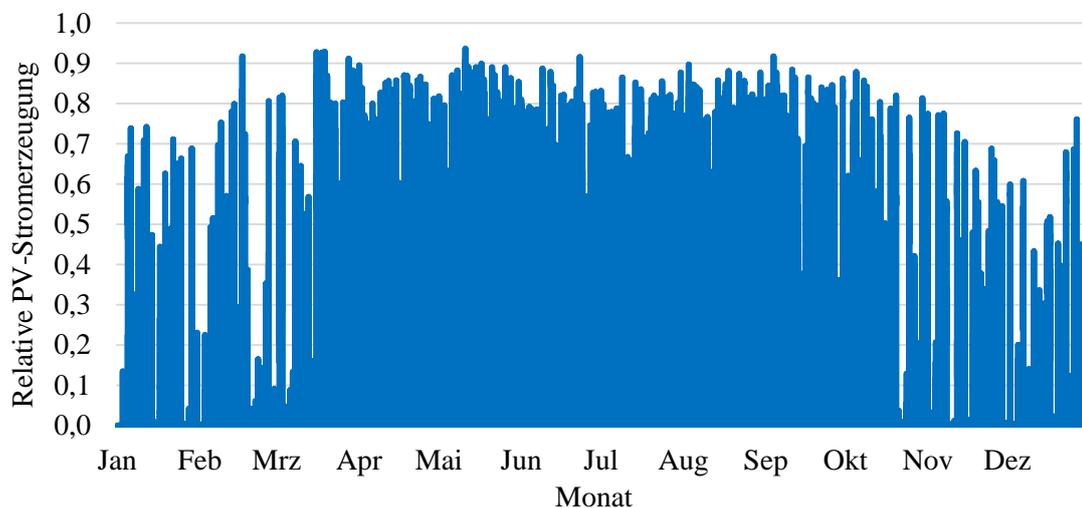


Abbildung C-2: Verwendete Zeitreihe für PVA – Anwendungsfall I, II und III, Szenario 2030, ein Jahr

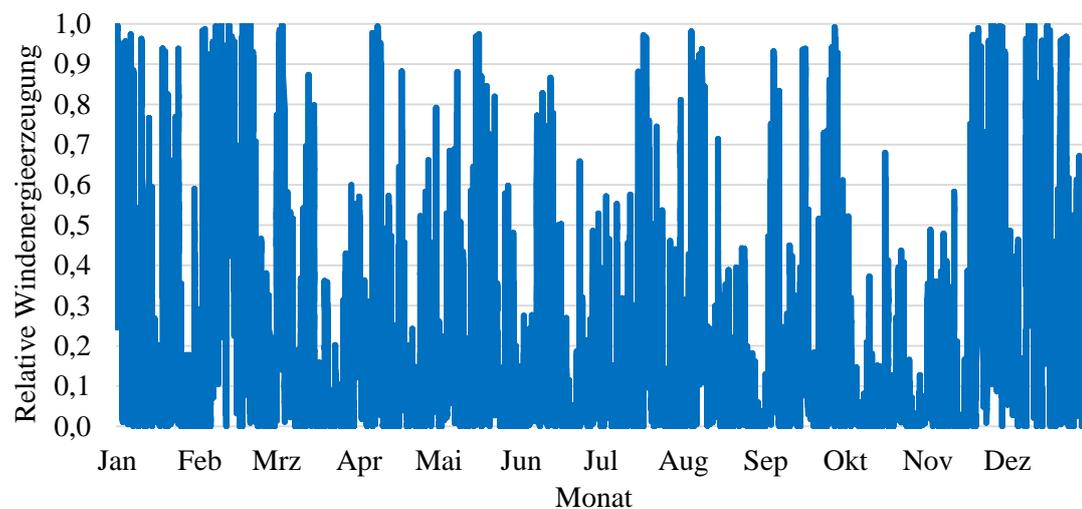


Abbildung C-3: Verwendete Zeitreihe für WEA – Anwendungsfall I, II und III, Szenario 2030, ein Jahr

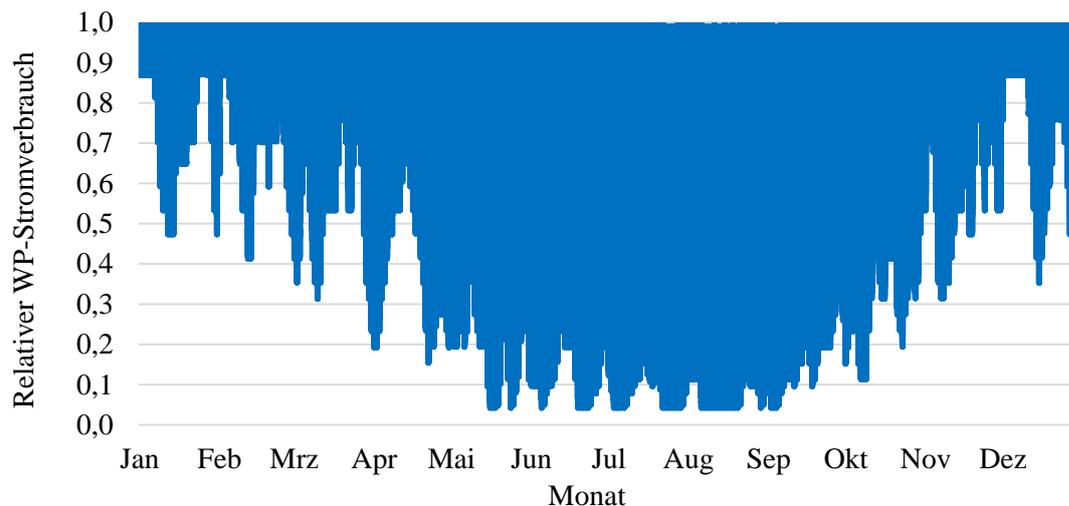


Abbildung C-4: Verwendete Zeitreihe für den Stromverbrauch von elektrischen Wärmepumpen (inkl. Trinkwarmwasserbereitung) – Anwendungsfall I, II und III, Szenario 2030, ein Jahr

In Abbildung C-5 bis Abbildung C-7 werden die Zeitreihen für die brenntechnischen Parameter Brennwert, relative Dichte und Wobbe-Index, welche im Rahmen der Simulation der Echtzeitüberwachungsphase des SGAK verwendet werden, aufgezeigt. Die Zeitreihen gelten dabei als die Messwerte, die von PGC oder ähnlichen Sensoren aus der Messung unmittelbar vor dem Wasserstoff- oder Methaneinspeisepunkt geliefert werden (siehe Abschnitt 5.4.2). Die Abbildung C-5 stellt die verwendete Zeitreihe für den Brennwert dar. Die Abbildung C-6 und die Abbildung C-7 zeigen die verwendeten Zeitreihen für die relative Dichte bzw. den Wobbe-Index auf.

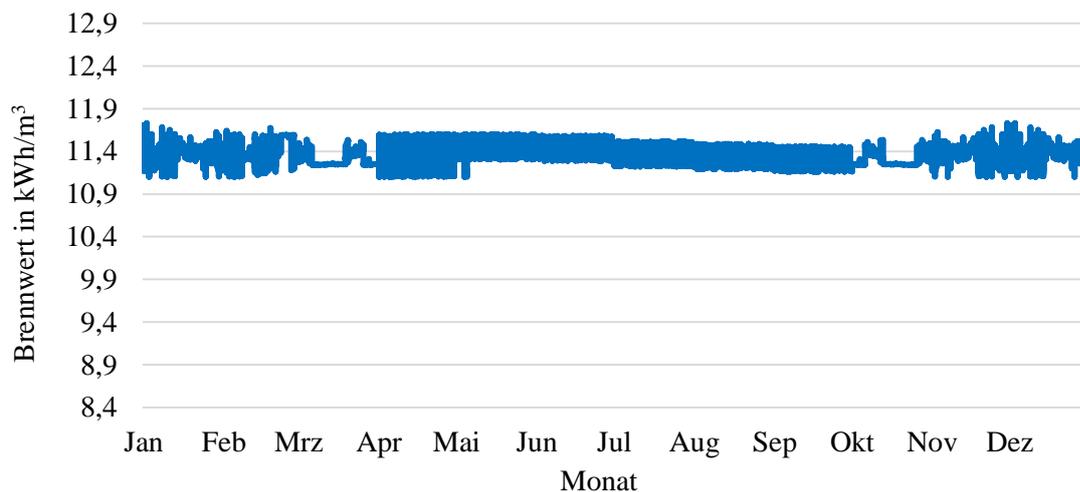


Abbildung C-5: Verwendete Zeitreihe für den gemessenen Brennwert des Erdgases – Echtzeitüberwachungsphase, Anwendungsfall I und III, Szenario 2030, ein Jahr

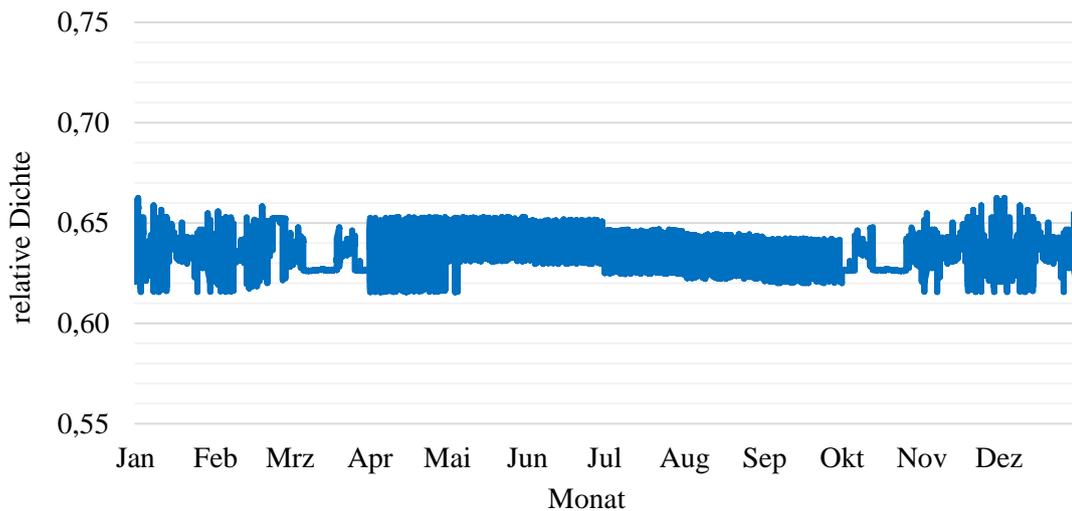


Abbildung C-6: Verwendete Zeitreihe für die gemessene relative Dichte des Erdgases
– Echtzeitüberwachungsphase, Anwendungsfall I und III, Szenario 2030, ein Jahr

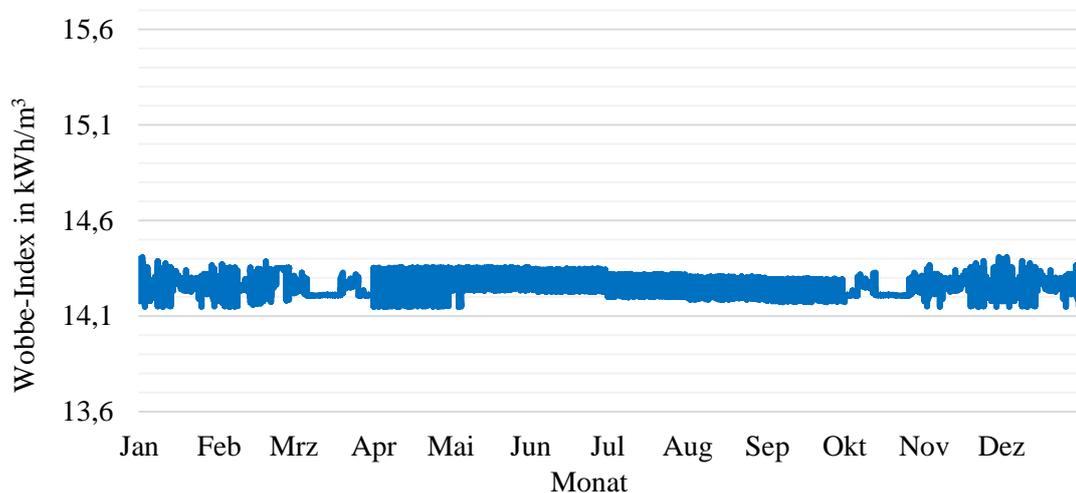


Abbildung C-7: Verwendete Zeitreihe für den gemessenen Wobbe-Index des Erdgases
– Echtzeitüberwachungsphase, Anwendungsfall I und III, Szenario 2030, ein Jahr

D. Anwendungsfall I, Einspeisefall (Simulationsvariante)

Im Folgenden wird eine Simulationsvariante des Anwendungsfalls I im Einspeisefall – Abschnitten 5.5.1.2.1 und 5.5.1.3.1 – vorgestellt. In dieser Simulationsvariante wird angenommen, dass der Einsatz der PtGA so geplant wird, dass lediglich 90 % des verfügbaren Wasserstoffeinspeisepotenzials ausgeschöpft wird. Ein möglicher Grund dafür kann bspw. die Aufbewahrung eines Puffers für mögliche Prognoseabweichungen der Gasbeschaffenheit sein, welche – wie im Abschnitt 5.5.1.3.1 aufgezeigt wird – zu Modifizierungen des Fahrplans in der Echtzeitüberwachungsphase führen. Die Abbildung D-1 (links) stellt die nach dem vom SGAK aufgestellten Fahrplan der PtGA einzuspeisenden Wasserstoffmengen – schwarze Linie – sowie das Wasserstoffeinspeisepotenzial – gestrichelte rote Linie – dar. Die Abbildung D-1 (rechts) zeigt die prognostizierte Auslastung der am stärksten ausgelasteten Stromleitung für den Tag des

zSE auf. Die zum geplanten Fahrplan entsprechende Leitungsauslastung – schwarze Linie – befindet sich in der Spitze marginal unter dem Auslastungsgrenzwert.

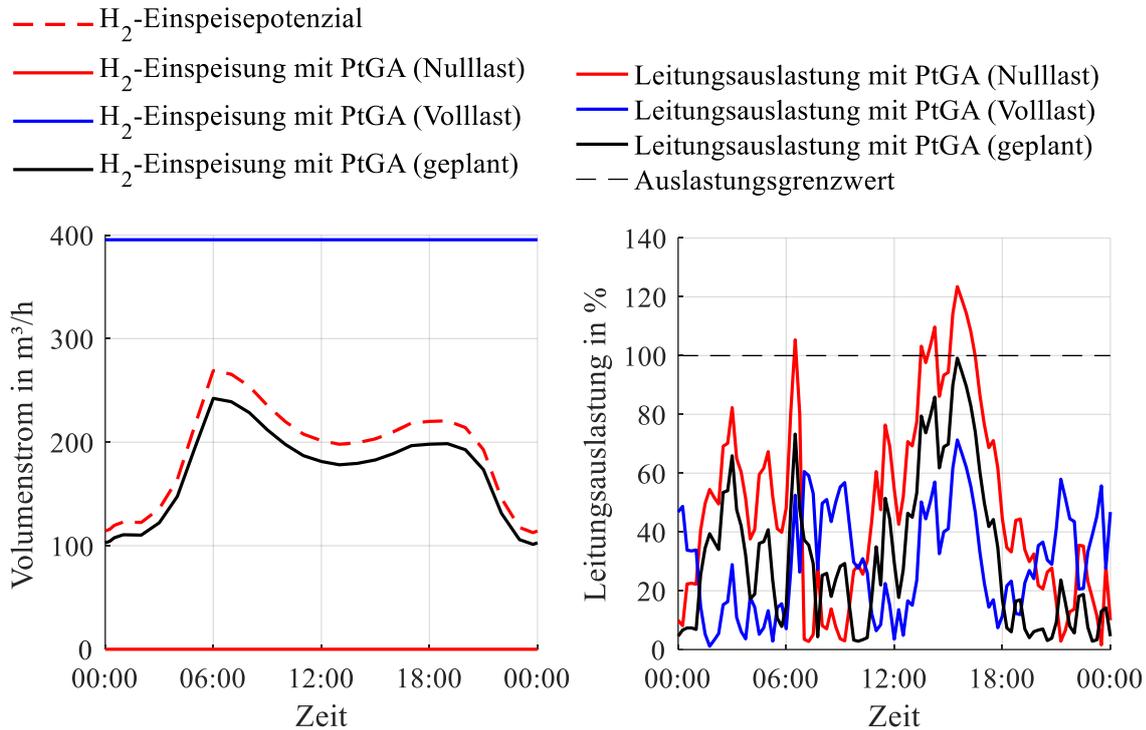


Abbildung D-1: Wasserstoffeinspeisepotenzial und einzuspeisende Wasserstoffmengen (links). Prognostizierte Leitungsauslastung (rechts) – Simulationsvariante, zSE, Einsatzplanungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag

In der Echtzeitüberwachungsphase werden aufgrund der Prognoseabweichungen geänderte Stromnetzzustände identifiziert und es wird ein negativer Flexibilitätsbedarf von bis zu $P^{\text{flex}} = 180 \text{ kW}$ zur Einhaltung des festgelegten Auslastungsgrenzwerts der Stromleitungen ermittelt. Gleichzeitig wird die Höhe des von der PtGA abdeckbaren Flexibilitätsbedarfs bestimmt. Der Flexibilitätsbedarf und der abdeckbare Flexibilitätsbedarf werden in der Abbildung D-2 (links) dargestellt⁶². Die PtGA kann dabei den negativen Flexibilitätsbedarf im Echtzeitbetrieb vollständig decken, wie es aus der Abbildung D-2 (links, schwarze Linie) zu entnehmen ist. Die Abbildung D-2 (rechts) zeigt den Vergleich des von der PtGA verfolgten Fahrplans mit dem geplanten Fahrplan. Die PtGA wird zu dem Zeitpunkt des negativen Flexibilitätsbedarfs um die benötigte Wirkleistung hochgefahren. Die Abbildung D-3 (links) zeigt das identifizierte Wasserstoffeinspeisepotenzial sowie die von der PtGA einzuspeisenden – NZP – bzw. eingespeisten – NZI – Wasserstoffmengen auf. Das aufgezeigte Wasserstoffeinspeisepotenzial deutet dabei auf fluktuierende gemessene Gasbeschaffenheitswerte hin (siehe Abschnitt 5.5.1.3.1, Abbildung 5-23 und Abbildung 5-24). Zum Zeitpunkt des negativen Flexibilitätsbedarfes besteht dennoch trotz des fluktuierenden identifizierten Wasserstoffeinspeisepotenzials genug Spielraum, um die zur netzdienlichen Flexibilitätsbereitstellung

⁶² Abbildung D-2 (links): Die rote Linie – Flexibilitätsbedarf NZI – befindet sich genau unter der schwarzen Linie – abgedeckter Flexibilitätsbedarf NZI.

entsprechenden Wasserstoffmengen ins Gasverteilstromnetz einspeisen zu können (siehe Abbildung D-3 (links, grüne Linie)). Die Abbildung D-3 (rechts) zeigt die Auslastung der am stärksten ausgelasteten Stromleitung am Tag des zSE für die Einsatzplanungs- und Echtzeitüberwachungsphase – NZZ bzw. NZI – auf. Anhand des vom SGAK geplanten Fahrplans der PtGA sowie der netzdienlichen Flexibilitätsbereitstellung im Echtzeitbetrieb wird die Leitungsauslastung unterhalb des festgelegten Auslastungsgrenzwerts eingehalten.

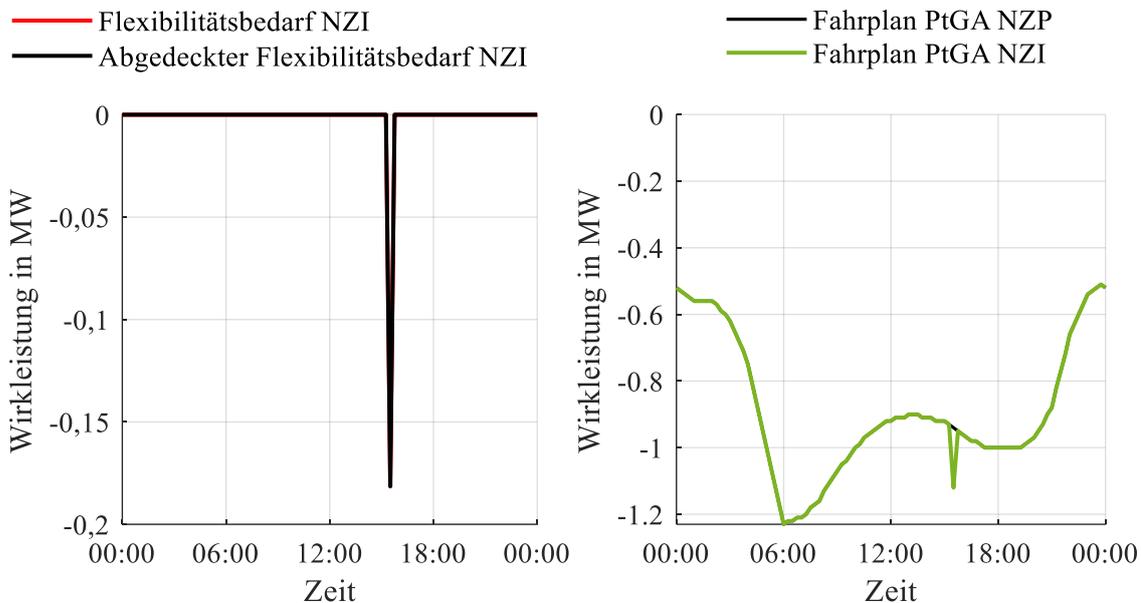


Abbildung D-2: Identifizierter Flexibilitätsbedarf und abgedeckte Flexibilität (links). Geplanter bzw. verfolgter Fahrplan der PtGA (rechts) – Simulationsvariante, zSE, Einsatzplanungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag

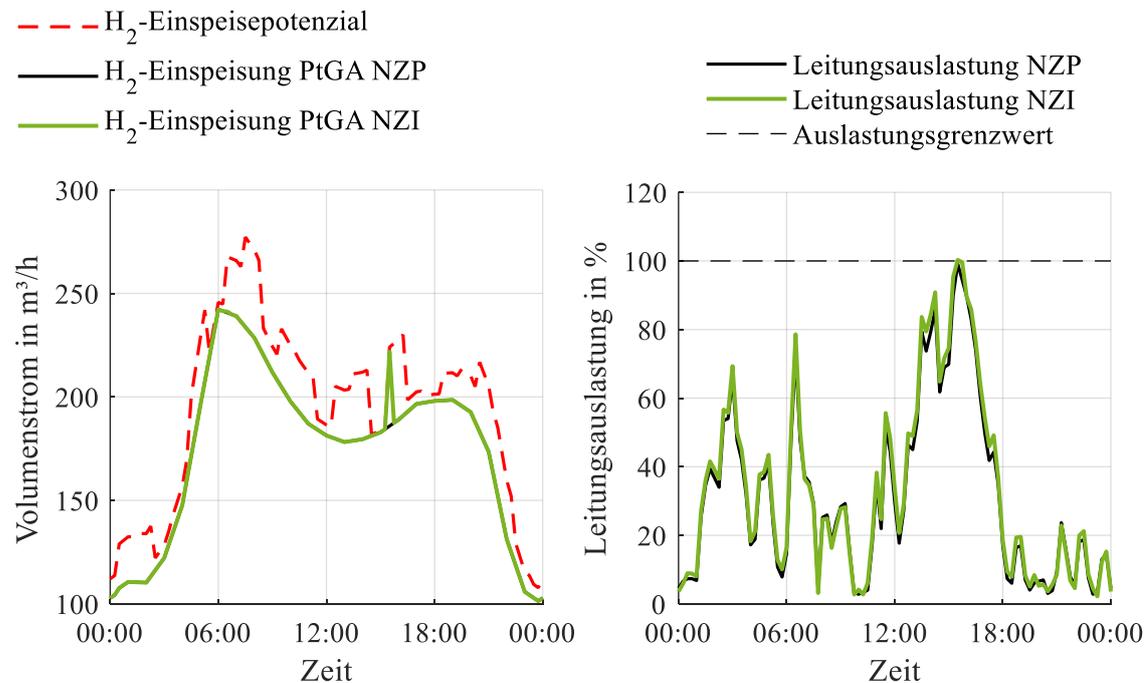


Abbildung D-3: Wasserstoffeinspeisepotenzial und eingespeiste Wasserstoffmengen (links). Prognostizierte und identifizierte Leitungsauslastung (rechts) – Simulationsvariante, zSE, Echtzeitüberwachungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag

E. Anwendungsfall I, Betrachtung der Erbringung von SRL (Fortführung)

Fortführung mit der Betrachtung der Erbringung von SRL aus dem Abschnitt 5.5.1.5: Ausgehend vom SRL-Angebot seitens der PtGA $P_k^{SRL}[0, 4) = 0,55 \text{ MW}$, $P_k^{SRL}[8, 12) = 1 \text{ MW}$, $P_k^{SRL}[20, 24) = 0,55 \text{ MW}$ – im zSE – sowie $P_k^{SRL}[0, 4) = 0,8 \text{ MW}$, $P_k^{SRL}[4, 8) = 0,9 \text{ MW}$, $P_k^{SRL}[16, 20) = 1,15 \text{ MW}$, $P_k^{SRL}[20, 24) = 0,85 \text{ MW}$ – im SL – wird im Folgenden gezeigt, dass, falls die PtGA zu einer Regelleistungserbringung kommt, die lokale Stromnetzbetriebsparameter innerhalb der zulässigen Grenzwerte gehalten werden⁶³. Die Abbildung E-1 (links) stellt die Simulation von drei Abrufen der angebotenen positiven SRL im zSE dar. Die Abrufe werden dabei zufällig mit einer Dauer⁶⁴ von einer halben Stunde – der vierstündigen Zeitscheiben – ausgewählt. Die Abbildung E-1 (rechts, schwarze Linie) zeigt auf, dass kaum Auswirkungen – im Zeitraum der SRL-Abrufe – auf die resultierende Leitungsauslastung der am stärksten ausgelasteten Stromleitung im Vergleich zur Einsatzplanung ohne Betrachtung der Erbringung von SRL zu erwarten sind (siehe Abschnitt 5.5.1.2.1, Abbildung 5-13 (rechts)).

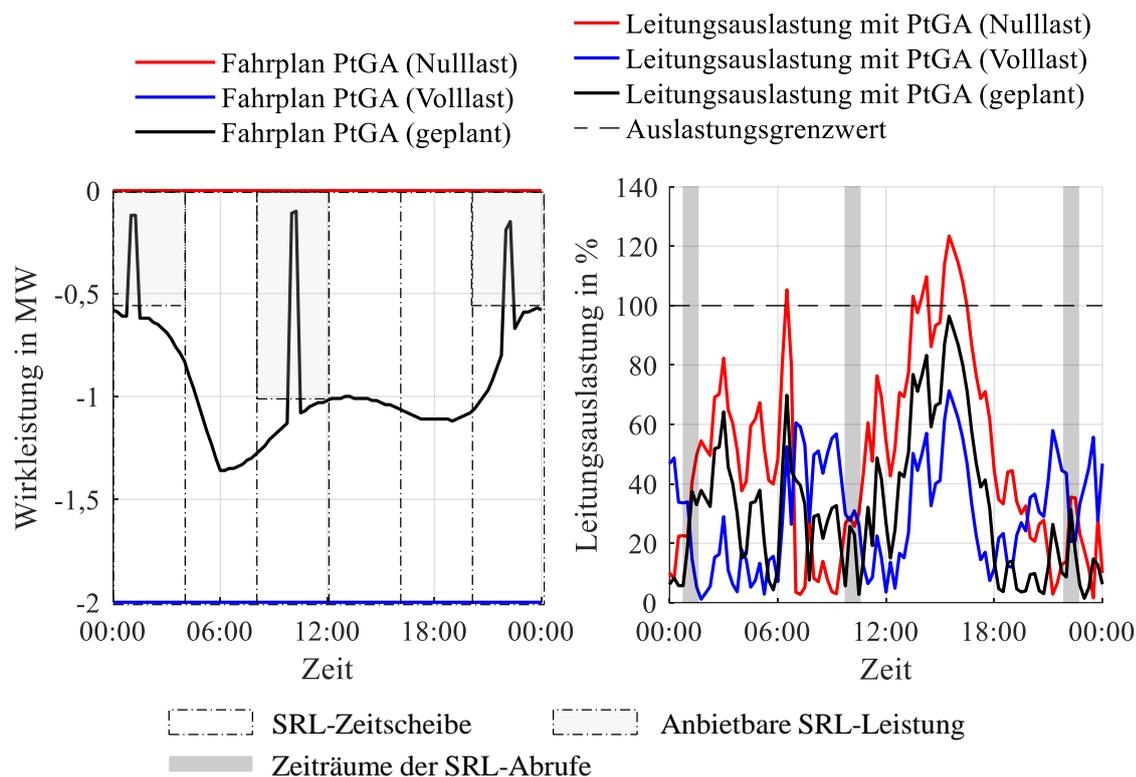


Abbildung E-1: Fahrpläne der PtGA (links) und prognostizierte Leitungsauslastung (rechts) – SRL, zSE, Einsatzplanungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag

Die Abbildung E-2 (links) stellt ebenfalls die Simulation von vier Abrufen der angebotenen positiven SRL im SL dar. Die Abbildung E-2 (rechts, schwarze Linie) zeigt die Auswirkungen

⁶³ Entsprechend derselben Logik werden die Gasnetzbetriebsparameter ebenfalls eingehalten, wobei diese diesmal nicht aufgezeigt werden

⁶⁴ Siehe auch Anhang H (Abbildung H-1 und Abbildung H-2) zur Veranschaulichung dieser Thematik

– im Zeitraum der SRL-Abrufe – auf die resultierende Leitungsauslastung der am stärksten ausgelasteten Stromleitung auf, welche ebenfalls gering im Vergleich zur Einsatzplanung ohne Betrachtung der Erbringung von SRL bleiben (siehe Abschnitt 5.5.1.2.2, Abbildung 5-18 (rechts)).

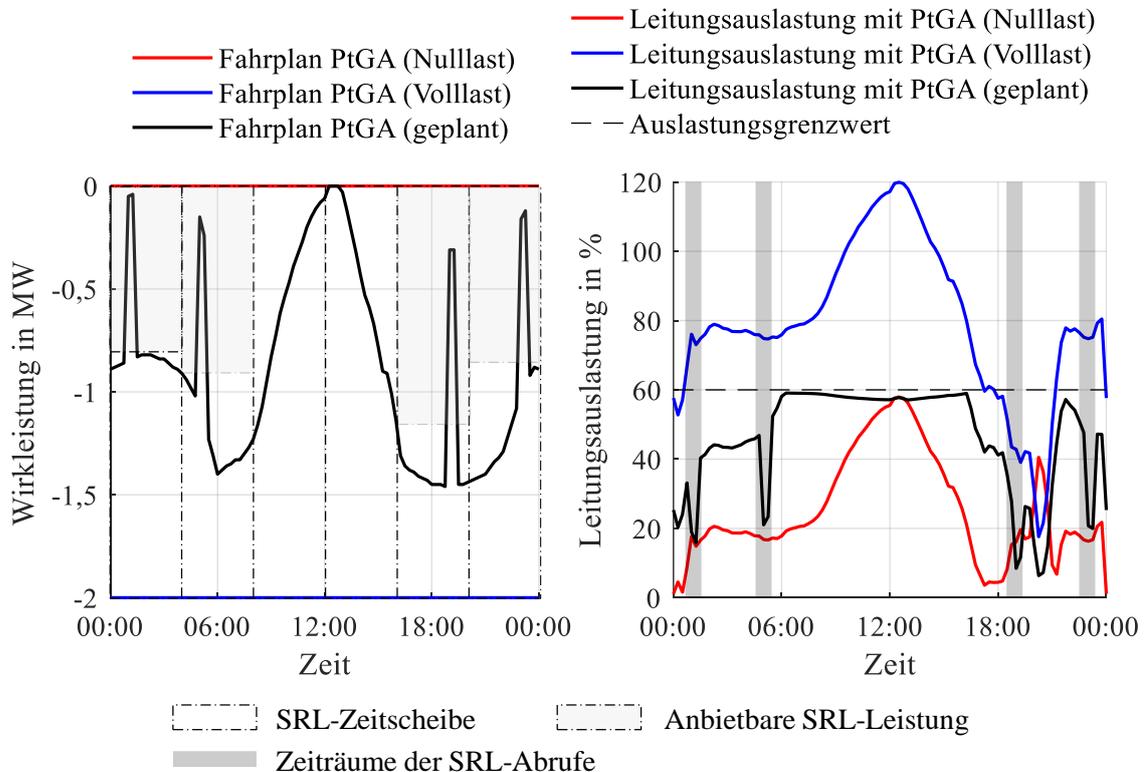


Abbildung E-2: Fahrpläne der PtGA (links) und prognostizierte Leitungsauslastung (rechts) – SRL, SL, Einsatzplanungsphase, Anwendungsfall I, Szenario 2030, ein Tag

F. Preisannahmen zur Implementierung des SGAK als SGAS

Die folgenden Annahmen liegen den Investitionskosten des SGAS (insgesamt 200.000 EUR), welche im Abschnitt 5.5.4 als Referenz zur ökonomischen Bewertung der untersuchten Anwendungsfälle verwendet werden, zu Grunde.

- 120.000 EUR: Steuerungseinheit bzw. Recheninstanz, Einbindung des SGAS in die gekoppelten Energienetze und sonstige Arbeiten
- 60.000 EUR: 6 Messpunkte, 10.000 EUR pro Messpunkt (bspw. 3 Messpunkte im Stromnetzbereich und 3 Messpunkte im Gasnetzbereich) – Preis in Anlehnung an [81]
- 20.000 EUR: 2 Aktoren, 10.000 EUR pro Akteur (bspw. 1 Akteur für PtGA und 1 Akteur für GDRA)

Die Nutzung einer vorhandenen Kommunikationsinfrastruktur wird vorausgesetzt.

G. Analyse von Strompreisen am Spotmarkt

Die Abbildung G-1 zeigt die Strompreise am Spotmarkt für den Zeitraum 08/2019–07/2020 auf. Am Day-Ahead-Handel beträgt der mittlere Strompreis für diesen Zeitraum 29,42 EUR/MWh, während sich der niedrigste und der höchste Strompreis auf –83,94 EUR/MWh bzw. 87,12 EUR/MWh beläuft. Die Strompreise am Intraday-Handel weisen eine größere Spannweite auf. Dort beläuft sich der mittlere Strompreis auf 29,43 EUR/MWh, während der niedrigste und der höchste Strompreis –158,23 EUR/MWh bzw. 438,75 EUR/MWh beträgt – die letzteren Werte werden in der Abbildung G-1 nicht dargestellt. Die typischen Strompreise befinden sich in der Spannweite von –4 EUR/MWh bis 64 EUR/MWh am Day-Ahead-Handel sowie von –8 EUR/MWh bis 69 EUR/MWh am Intraday-Handel [116]. Im Abschnitt 5.5.4 wird ein Strompreis von 30 EUR/MWh als Referenz zur ökonomischen Bewertung der untersuchten Anwendungsfälle verwendet.

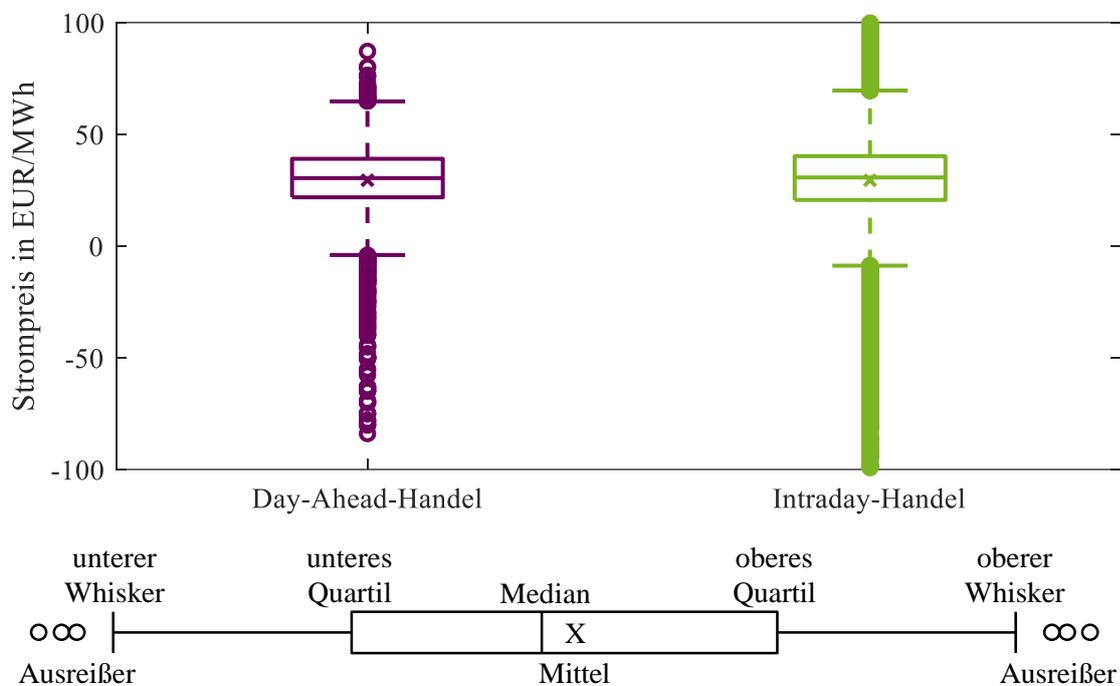


Abbildung G-1: Strompreise am Spotmarkt für den Zeitraum 08/2019–07/2020

H. Analyse von SRL-Preisen

In [117] stehen historische Daten zum monatlichen Durchschnitt der folgenden Informationen pro vierstündige Zeitscheibe – zur Vorhaltung bzw. Erbringung von SRL – pro am SRL-Markt bezuschlagte Anlage zur Verfügung:

- Dauer der Abrufe für negative und positive SRL in % einer vierstündigen Zeitscheibe
- Leistungspreis (LP) für negative und positive SRL in EUR/MWh

Die Abbildung H-1 und die Abbildung H-2 stellen die Häufigkeitsverteilung der Dauer der negativen (Neg.) bzw. positiven (Pos.) SRL-Abrufe in Anzahl an Viertelstunden pro Zeitscheibe für den Zeitraum 08/2019–07/2020 dar. Es ist in beiden Fällen zu bemerken, dass die meisten SRL-Abrufe (um 60 %) maximal eine Viertelstunde einer vierstündigen Zeitscheibe dauern, das heißt, dass die bezuschlagten Anlagen die vorgehaltene SRL häufiger für eine Dauer von bis zu einer Viertelstunde erbringen sollen⁶⁵. Im Abschnitt 5.5.4 wird eine Viertelstunde – bzw. 1/16 einer vierstündigen Zeitscheibe – als Referenz für die Dauer von SRL-Abrufen zur ökonomischen Bewertung der untersuchten Anwendungsfälle verwendet.

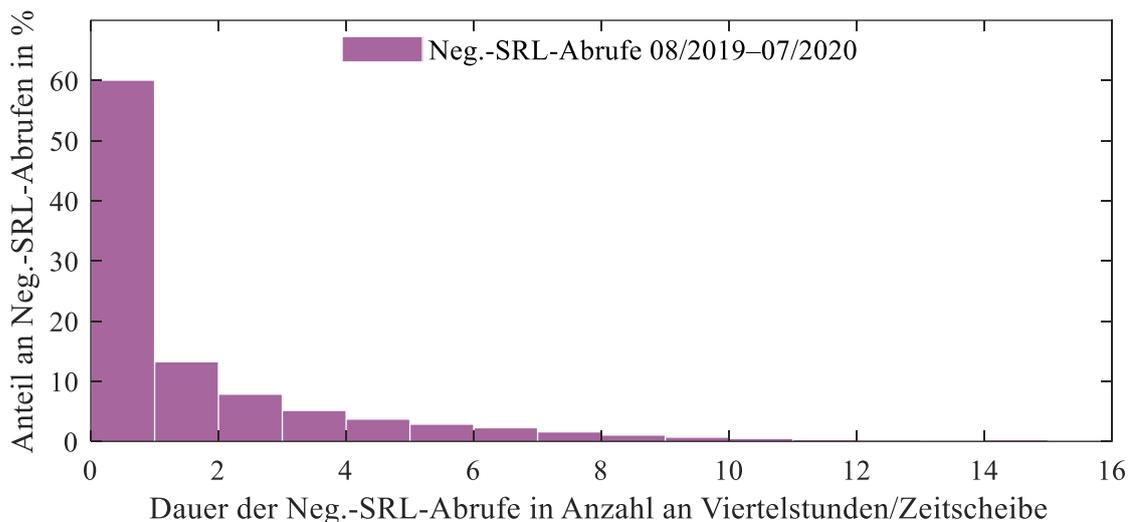


Abbildung H-1: Häufigkeitsverteilung der negativen SRL-Abrufe für den Zeitraum 08/2019–07/2020

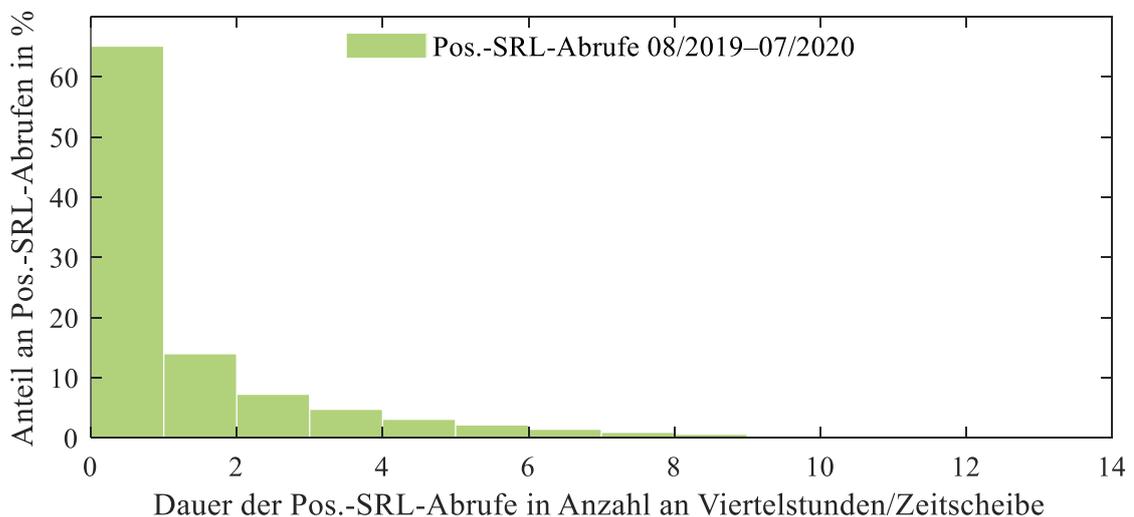


Abbildung H-2: Häufigkeitsverteilung der positiven SRL-Abrufe für den Zeitraum 08/2019–07/2020

Die Abbildung H-3 zeigt die LP für negative und positive SRL für den Zeitraum 08/2019–07/2020 auf. Der Median der LP beträgt in beiden Fällen ca. 4 EUR/MW, während sich der mittlere negative und der mittlere positive AP auf 6,8 EUR/MW bzw. 5,8 EUR/MW beläuft. Die

⁶⁵ Die Werte gleich null werden dabei nicht berücksichtigt

typischen LP für negative und positive SRL befinden sich in der Spannweite von 0 bis ca. 20 EUR/MW bzw. von 0 bis ca. 18 EUR/MW. Im Abschnitt 5.5.4 wird ein AP von 5 EUR/MW als Referenz zur ökonomischen Bewertung der untersuchten Anwendungsfälle verwendet.

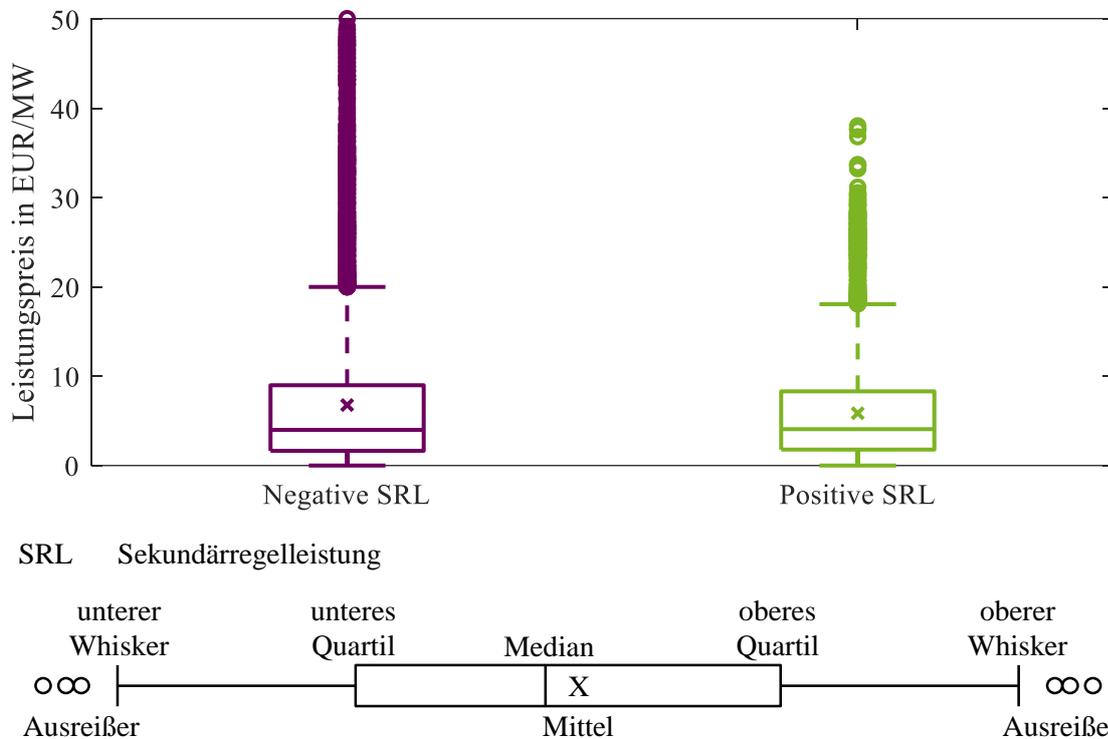


Abbildung H-3: Leistungspreise für negative und positive SRL für den Zeitraum 08/2019–07/2020

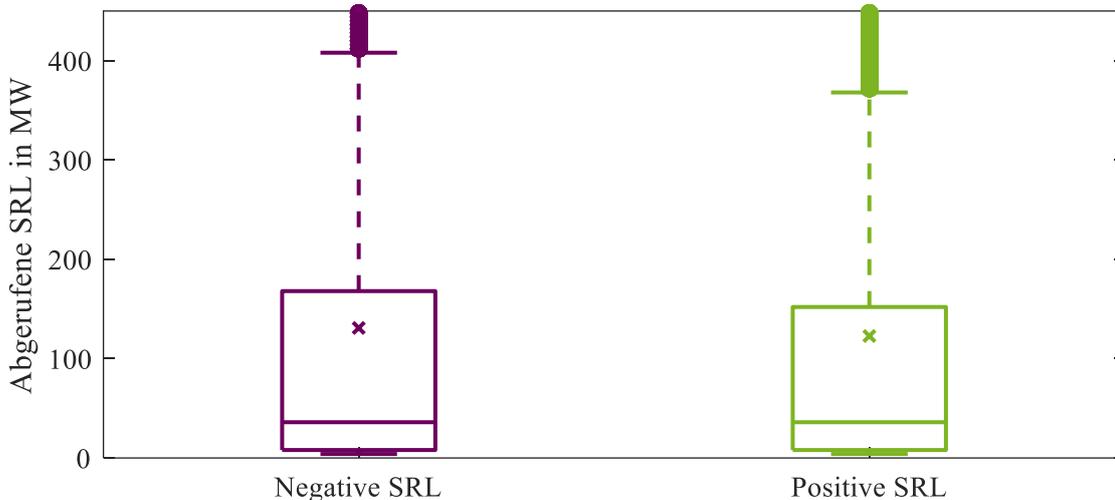
Zusätzlich stehen in [116] historische Daten zu den folgenden Informationen des SRL-Markts mit einer Auflösung von Viertelstunden zur Verfügung:

- Abgerufene negative und positive SRL in MW
- Arbeitspreis (AP) für negative und positive SRL in EUR/MWh
- Vorgehaltene negative und positive SRL in MW

Die maximal vorgehaltene negative und positive SRL beträgt in Deutschland ca. 1.921 MW bzw. 2.016 MW. Dennoch belief sich 75 % der abgerufenen negativen bzw. positiven SRL im Zeitraum 08/2019–07/2020 auf weniger als 170 MW bzw. 150 MW (siehe Abbildung H-4, oberes Quartil). Hinsichtlich der Häufigkeit der SRL-Abrufe besteht Bedarf an negativer bzw. positiver SRL in 97 % bzw. 77 % der Viertelstunden des Jahres [116]. Anlagen mit niedrigen LP, welche die niedrigsten AP anbieten, werden häufiger abgerufen. Dennoch werden auch Anlagen mit höheren AP bei Bedarf abgerufen.

Die Abbildung H-5 zeigt die AP für negative und positive SRL für den Zeitraum 08/2019–07/2020 auf. Einerseits beläuft sich der mittlere negative und der mittlere positive AP auf –12,7 EUR/MWh bzw. 75,8 EUR/MWh. Typische AP für negative SRL weisen meistens negative Werte auf, wobei der niedrigste AP –38,2 EUR/MWh beträgt. Der niedrigste AP für

positive SRL beläuft sich auf 30 EUR/MWh. Im Abschnitt 5.5.4 wird ein AP von 76 EUR/MWh als Referenz zur ökonomischen Bewertung der untersuchten Anwendungsfälle verwendet.



SRL Sekundärregelleistung

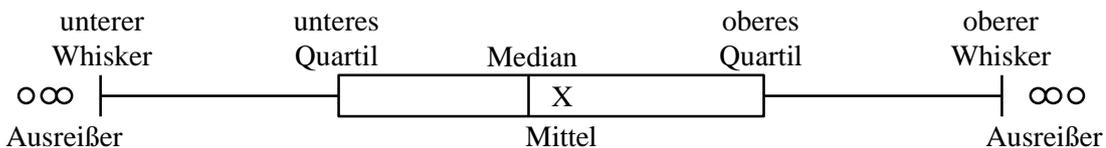
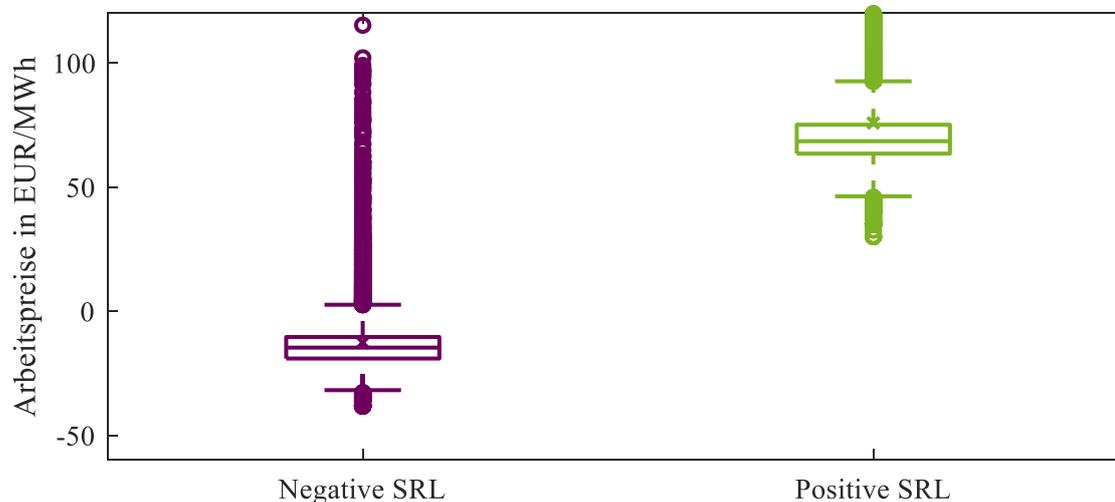


Abbildung H-4: Abgerufene negative und positive SRL für den Zeitraum 08/2019–07/2020



SRL Sekundärregelleistung

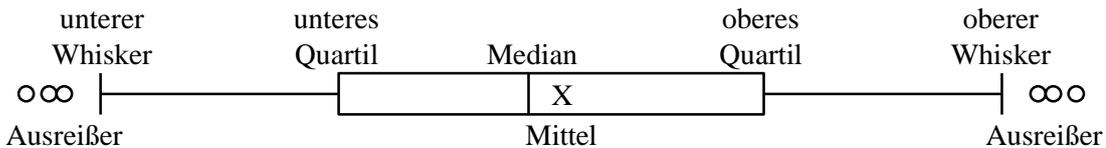


Abbildung H-5: Arbeitspreise für negative und positive SRL für den Zeitraum 08/2019–07/2020