DOI: 10.24405/13898

Sektorkopplung und Regulierung

Daniela Petersen* und Philipp Markl
Regulierungsmanagement
Gasnetz Hamburg GmbH
D-20539 Hamburg, Ausschläger Elbdeich 127
*E-Mail: daniela.petersen@gasnetz-hamburg.de

***Kurzfassung*—Die Sektorkopplung stellt einen Eckpfeiler der Deutschen Energiewende dar, da diese einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung der Energiebereitstellung und zur Reduktion der Treibhausgasemissionen leisten kann. Dennoch besteht durch die aktuell in Deutschland gültigen Regelungen des Unbundlings und der Netzentgeltbestimmung kein Anreiz für einen netzdienlichen Einsatz von Sektorkopplungstechnologien. Eine Marktdurchdringung der Power-to-X-Technologien bleibt aus, da bestehende Abgaben und Umlagen keine wirtschaftlich tragfähigen Geschäftsmodelle für die Erzeugung und Anwendung grünen Wasserstoffs ermöglichen. Neben kurzfristigen Maßnahmen zur Förderung von Sektorkopplungsanlagen sind die Forschungsförderung sowie die gekoppelte Betrachtung aller Sektoren in den bestehenden Regelungen notwendig, um die derzeitigen Markteintrittsbarrieren abzubauen.**

***Stichworte*—Regulierung, Sektorkopplung, Power-to-Gas, Netzentgelte, Gasnetz, regulatorische Hemmnisse**

I. Einleitung

Gemäß dem Klimaschutzplan der Bundesregierung muss die Energiewirtschaft bis 2030 ihre Treibhausgasemissionen um mindestens 60% im Vergleich zu 1990 reduzieren [1]. Bis zum Jahr 2017 ist jedoch lediglich eine Reduktion um etwa 30% realisiert worden [2]. Aktuell steht bei der Umsetzung der Energiewende insbesondere der Stromsektor im Fokus der Regierung und Regulierungsbehörden. Um die Klimaziele zu erreichen, ist eine unisektorale Orientierung nicht ausreichend. Der Gesetzgeber hat in §1a (3) EnWG festgelegt, dass die Kopplung der Sektoren Mobilität, Industrie, Wärme- und Stromversorgung die Voraussetzung für ein leistungsfähigeres und wirtschaftlicheres Energiegesamtsystem sein soll. Als Treiber der Sektorkopplung sind aktuell insbesondere Power-to-X-Technologien anzusehen.

Statische Netzentgelte, Steuern und Umlagen an den Sektorengrenzen erzeugen allerdings hohe Hemmnisse für Sektorkopplungstechnologien. Darüber hinaus ist es Netzbetreibern durch die Entflechtungsvorschriften (Unbundling) untersagt, sich in anderen Bereichen der Energieversorgung, wie dem Vertrieb oder der Erzeugung von Energie, zu betätigen.

Diese regulatorischen Rahmenbedingungen haben einen Einfluss auf die Ausbaumöglichkeiten von Power-to-X-Technologien. Der folgende Artikel beschäftigt sich daher mit einer zukunftsgerichteten und flexiblen Regulierung der Energienetze.

II. Sektorkopplung in der Metropolregion Hamburg

Hamburg ist die Wirtschaftsmetropole Norddeutschlands. Neben dem Dienstleistungs- und Finanzsektor sind insbesondere das verarbeitende Gewerbe sowie die Logistikbranche Standbeine der Hamburger Wirtschaft. Energieintensive Herstellungsprozesse der Chemie- und Metallindustrie sowie Verkehr auf der Straße, Schiene, in der Luft und auf dem Wasser haben den Primärenergieverbrauch der Freien und Hansestadt Hamburg 2016 im Vergleich zu 2012 um ca. 19% erhöht [3].

Die strombasierte Energieversorgung in Hamburg ist vor allem durch das Steinkohlekraftwerk Moorburg geprägt, welches nahezu den gesamten Strombedarf der Hansestadt decken kann [4]. Auch wenn es sich hierbei um eines der modernsten Kohlekraftwerke Europas handelt, ist es nicht geeignet, mittelfristig zur Einhaltung der Klimaschutzziele des Pariser Abkommens beizutragen. Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern hingegen sind bereits in der Lage, bei günstiger Wetterlage eine Stromüberproduktion aus erneuerbaren Energien zu generieren [5]. Diese räumliche Nähe von nachhaltiger Energieerzeugung sowie industriellen Großverbrauchern bildet den idealen Rahmen für den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien. So bietet sich nicht nur die Chance, den regenerativen Strom sinnvoll zu nutzen, sondern auch fossile Energieträger in den Sektoren Wärme (z. B. Erdgas durch synthetisches Methan) und Mobilität (z. B. Benzin durch Wasserstoff) zu substituieren.

Die Freie und Hansestadt Hamburg ist alleiniger Anteilseigner des Strom- und Gasverteilnetzes sowie des Wärmenetzes. Diese Eigentümerstruktur bietet großes Potential, da die Strategien aller Netzbetreiber synchron auf die Weiterentwicklung und den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien ausgerichtet werden können. Insbesondere führt der Überblick über den technischen und wirtschaftlichen Zustand der Netze zu einer idealen Ausgangslage, um die Sektorkopplung diskriminierungsfrei und volkswirtschaftlich sinnvoll voranzutreiben. Weiterhin dürfte sich bei der Erstellung von gemeinschaftlichen Netzentwicklungsplänen für die Lokalisierung von Netzengpässen und der Bestimmung von Ausbaupfaden diese Konstellation als vorteilhaft erweisen. Allein das Hamburger Gasnetz bietet mit seinen 7.900 km Länge und 160.000 Hausanschlüssen enormes Potential zur Reduktion von Treibhausgasemissionen, zum Beispiel durch die

Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz über Power-to-Gas-Anlagen (PtG-Anlagen), die mit Hilfe eines Elektrolyseurs Strom in Wasserstoff umwandeln, welcher entweder in der Industrie, der Mobilität, oder als beigemischtes Gas im Gasnetz genutzt werden kann. Bei einer Beimischung von 30 Vol.-% H_2 in das Erdgasnetz können ca. 12% der Energie durch grüne Gase bereitgestellt werden. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, den Erdgasanteil durch Biomethan bzw. synthetisches Methan zu substituieren, um so den Anteil von erneuerbaren Gasen weiter zu erhöhen [6].

Die Metropolregion Hamburg erweist sich daher als ein besonders geeigneter Standort für den technisch sinnvollen und wirtschaftlichen Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Flexibilisierung der Stromabnahme sowie zur Dekarbonisierung der Sektoren Wärme und Mobilität.

III. Bestehende Hemmnisse für die Sektorkopplungstechnologien

Ein Wandel der Energieversorgung kann nur sinnvoll mit einer korrespondierenden Anpassung des regulatorischen Rahmens erfolgen. Diese Entwicklungen finden jedoch selten parallel statt, wodurch es zur Anwendung von Regularien kommt, welche für die „alte“ Versorgungslandschaft entwickelt worden sind und zwangsläufig nicht die aktuellen Gegebenheiten sachgerecht und vollumfänglich abbilden können. Dementsprechend entstehen Hemmnisse, welche eine zielgerichtete und barrierefreie Integration der verschiedenen Energieträger verhindern.

A. Mehrkosten für Anpassung des Erdgasnetzes

Für die Erhöhung der Wasserstoffaufnahmefähigkeit des Erdgasnetzes ist voraussichtlich der Austausch von Netzkomponenten und Kundenanlagen vor dem Ende der wirtschaftlichen Nutzungsdauer notwendig. Dieser Austausch trifft die Netzbetreiber je nach geplanter Wasserstoffeinspeisung unterschiedlich stark. Im simulierten Wettbewerb der Netzbetreiber gibt die Regulierungsbehörde einen Anreiz, die Kosten des Netzes einzusparen. Sofern eine hohe Anzahl an Strukturdaten, die die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers abbilden (z. B. die versorgte Fläche) gegenüber geringen Kosten des gesamten Netzes stehen, ist ein Netzbetreiber effizient. Durch den Austausch der Netzkomponenten im Sinne der Wasserstoffverträglichkeit müssen gegebenenfalls aktuell effiziente Netzbetreiber überdurchschnittliche Kostensteigerungen im simulierten Wettbewerb mit anderen Netzbetreibern hinnehmen.

Des Weiteren ist die Kostenübernahme des Aufbaus einer reinen Wasserstoffinfrastruktur durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) aktuell noch nicht rechtssicher geregelt. Diese rechtliche Unsicherheit stellt ein investives Hemmnis für Gasnetzbetreiber dar, da ein Risiko für eine Nichtanerkennung besteht. Eine Nichtanerkennung der Kosten hat für Netzbetreiber zur Folge, dass die entsprechenden Aufwendungen nicht in die Netzentgelte eingepreist werden können und somit nicht erstattet werden.

B. Unbundling

Durch die Liberalisierung des Energiemarktes innerhalb der Europäischen Union wurden strikte Regelungen zur Trennung zwischen Netzbetrieb sowie Erzeugung und Vertrieb aufgestellt, welche einen Missbrauch der Monopolstellung der Netzbetreiber verhindern sollen. Diese durchaus sinnvollen Regeln verbieten es Netzbetreibern, auch Energie zu erzeugen. Hierdurch werden jedoch ebenfalls netzdienliche Anwendungsmöglichkeiten von Sektorkopplungstechnologien, die nicht zu einem Missbrauch der Monopolstellung führen, außer Acht gelassen. Die aktuelle Rechtslage (vgl. §§ 6 ff. EnWG) gestattet es Strom- und Gasnetzbetreibern nicht, Sektorkopplungsanlagen zu besitzen und zu betreiben, obwohl sie ein netzdienliches Element darstellen. Abgeleitet aus §1 EnWG liegt Netzdienlichkeit vor, sofern der Netzbetrieb zugunsten der Sicherheit, Umweltverträglichkeit, Effizienz, Preisgünstigkeit und Verursachungsgerechtigkeit positiv beeinflusst wird. Dies bedeutet, dass der Begriff über die Einhaltung der technischen Anforderungen und Standards des Netzbetriebs (z. B. Sollwert der Netzfrequenz) hinausgeht. Hierzu gehört insbesondere die Tatsache, dass Sektorkopplungstechnologien nahezu als einzige Möglichkeit die Reduzierung der Treibhausgasemissionen ermöglichen, um somit als netzdienliches Element die Dekarbonisierung in den Sektoren Wärme und Industrie zu erreichen. Zusätzlich bieten Sektorkopplungsanlagen zugunsten der Effizienz den Vorteil den Netzausbau verringern zu können.

C. Netzentgelte

Die Netzentgelte haben die Aufgabe, die Netzkosten verursachungsgerecht auf die Netznutzer zu verteilen, gleichzeitig jedoch auch die Kunden solidarisch für die Nutzung des Netzes zu belasten.

Über die derzeitige Netzentgeltstruktur wird kein Anreiz für ein netzdienliches Verhalten im Stromnetz gegeben. Der Netzentgeltbestandteil Leistungspreis ist abhängig von der bezogenen Jahreshöchstlast. Steigt nun die Jahreshöchstlast einer Anlage an, welche als zuschaltbare Last hochgeregelt worden ist, steigen auch die Netzentgelte dieser Anlage. Der Anlagenbetreiber wird somit für das Bereitstellen von Flexibilisierungsleistungen zusätzlich finanziell belastet. Somit werden Verbraucher momentan für eine kontinuierliche Abnahme belohnt. Eine kontinuierliche Abnahme führt dazu, dass der durch erneuerbare Energien bereitgestellte Strom nicht vollumfänglich für die Dekarbonisierung des Gasnetzes genutzt werden kann.

D. Technologiebeispiel Power-to-Gas-Anlagen

Die PtG-Technologie bietet eine Möglichkeit die Strom- und Gasnetzinfrastruktur miteinander zu koppeln und eröffnet demzufolge diverse Anwendungsfelder im Bereich der Sektorkopplung. Strom – im Idealfall aus erneuerbaren Quellen – kann durch die Aufspaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff (Elektrolyse) in Gas umgewandelt werden, welches in der Gasnetzinfrastruktur zwischengespeichert und bei Bedarf als Gas genutzt werden kann. Die bestehenden

Hemmnisse für den wirtschaftlichen Einsatz dieser Technologie werden nachfolgend vorgestellt.

1) Letztverbraucherstatus: PtG-Anlagen gelten gemäß §3 EEG als Letztverbraucher, obwohl die Energie im Wesentlichen umgewandelt und nicht als Nutzenergie verbraucht wird. Letztverbraucher sind verpflichtet, beim Strombezug Abgaben und Steuern zu zahlen. Als Konsequenz sind Betreiber von am öffentlichen Stromnetz angeschlossenen PtG-Anlagen verpflichtet, EEG-Umlage (6,405 ct/kWh) sowie Stromsteuer (2,05 ct/kWh) zu entrichten. Die Werte beziehen sich auf das Kalenderjahr 2019.

Es besteht lediglich die Möglichkeit, PtG-Anlagen temporär von der Zahlung der Netzentgelte zu befreien. Gemäß §118 Absatz 6 EnWG sind PtG-Anlagen für einen Zeitraum von 20 Jahren sowohl von den Stromnetzentgelten als auch von den Einspeiseentgelten in das Gasnetz befreit. Der Strom für den Betrieb der Anlagen ist jedoch weder von der EEG-Umlage noch von der Stromsteuer befreit, also mit erheblichen Stromnebenkosten zu beziehen. Dieser Sachverhalt verhindert häufig die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen, da die Gestehungskosten für grünen Wasserstoffs durch die hohen Abgaben und Umlagen deutlich über den Kosten für die Bereitstellung von grauem Wasserstoff aus der Reformierung von Erdgas liegen. Darüber hinaus werden keine Flexibilisierungsanreize gesetzt, da die eigentlichen Energiekosten nur einen geringen Anteil des Strompreises für Letztverbraucher ausmachen. Selbst wenn die Energie, zum Beispiel bei Überschussstrom, kostenlos zur Verfügung stünde, würden die hohen Abgaben, Umlagen und Steuern die prozentuale Ersparnis gering ausfallen lassen.

2) H_2 Einspeisebeschränkungen: Neben den bereits dargelegten finanziellen Hemmnissen existieren derzeit auch technische Regularien, welche den Ausbau und die Entwicklung der PtG-Technologien verlangsamen. Es bietet sich aus wirtschaftlichen Gründen und im Sinne der Effizienz an, die Speicherung und den Transport von aus erneuerbaren Energien bereitgestelltem Wasserstoff über eine bereits bestehende Gasnetzinfrastruktur und nicht mithilfe von zusätzlichen und mit Wirkungsgradverlusten behafteten Schwerlasttransportmitteln durchzuführen. Momentan sind in Netzgebieten Beimischungen von bis zu 10 Vol.-% Wasserstoff durch die technischen Regelwerke des DVGW gedeckt [7]. Ist eine Erdgastankstelle an das Netz angeschlossen, darf ein Anteil von 2 Vol.-% Wasserstoff nicht überschritten werden. Welche technischen Voraussetzungen für eine höhere, auch über 10 Vol.-% hinausgehende Konzentration, erfüllt sein müssen, ist derzeit Schwerpunkt diverser Forschungsprojekte. Die technischen Beschränkungen könnten insbesondere in abnahmeschwachen Sommermonaten dazu führen, dass PtG-Anlagen nicht ihre volle Einspeisekapazität nutzen können und entsprechend abgeregelt werden müssen [8]. Dies wiederum führt zu einem zusätzlichen wirtschaftlichen Risiko für Betreiber von PtG-Anlagen.

IV. Mögliche Lösungsansätze

Ohne eine Kopplung der Sektoren und der damit verbundenen Optimierung der Ressourcenallokation kann die Energiewende, wie sie von der deutschen Bundesregierung beschlossen wurde, nicht umgesetzt werden. Es ist daher die Aufgabe aller Akteure, einen wirtschaftlichen, technischen und regulatorischen Rahmen zum flächendeckenden Einsatz von entsprechenden Technologien zu schaffen. Seitens der Netzbetreiber sollte eine integrierte Planung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen sowie die Einbindung von Sektorkopplungsanlagen in die jeweiligen Netzleitwarten vorangetrieben werden, um Netzengpässe frühzeitig zu erkennen und durch den Einsatz verschiedener Versorgungsvarianten zu verhindern.

Der Verordnungsgeber muss sowohl kurz- als auch langfristig Anreize für die Erforschung und spätere Markteinführung solcher Anlagen schaffen. Kurzfristig sollten beispielsweise Experimentierklauseln für weitere Reallabore geschaffen werden, um die Markteintrittsbarrieren zeitnah außer Kraft zu setzen, wie sie zum Beispiel das Bundesland Mecklenburg-Vorpommern vorantreibt [9]. Des Weiteren helfen befristete Marktanreize neue Technologien im Markt zu etablieren, die noch nicht von Skaleneffekten profitieren.

Bei dem Einsatz dieser Technologien ist es im Hinblick auf die Dekarbonisierung der Sektoren notwendig, die Verwendung von erneuerbaren Energien zu fördern. Hierbei kann die verursachungsgerechte Bepreisung von Treibhausgasemissionen aller fossilen Energieträger einen wichtigen Beitrag leisten, indem die Bereitstellung von Grüngasen gegenüber Erdgas finanziell bevorteilt wird. Zu diesem Zweck bedarf es unter anderem Herkunftsnachweise, wie sie bereits im Stromsektor bestehen, um auch „grünes Gas“ transparent und einheitlich für die Verbraucher auszuweisen.

A. Mehrkosten für die Anpassung des Erdgasnetzes

Investitionen in eine leitungsgebundene Energieversorgung stellen aufgrund langer Nutzungsdauern eine langfristige Entscheidung dar. Es ist für VNB daher unabdingbar, vor möglichen Investitionen in eine wasserstoffbasierte Infrastruktur Rechtssicherheit über die Anerkennung möglicher Mehrkosten zu erhalten. Erst wenn diese Rechtsunsicherheit geklärt ist und eine flächendeckende wasserstofffähige Netzinfrastruktur aufgebaut wurde, kann der Markthochlauf der PtG-Technologien in der erforderlichen Größenordnung stattfinden. Die Bundesregierung sowie die zuständigen Regulierungsbehörden sollten durch Anpassung des regulatorischen Rahmens mögliche Effizienzverluste beziehungsweise Mehrkosten von VNB berücksichtigen, welche ihre Netze für höhere Wasserstoffkapazitäten ertüchtigen. Lediglich die Wasserstoffeinspeisung von Elektrolyseuren, welche einen Anteil von mindestens 80% erneuerbaren Strom zur Gasherstellung nutzen, kann aktuell über die Biogaskostenwälzung von Netzbetreibern angesetzt werden. Auch die Anerkennung von Investitionen in reine Wasserstoffinfrastrukturen, die Letztverbraucher mit Nutzenergie versorgen, sollte durch entsprechende Hinweise der Behörden klargestellt werden. Ob für solche Netze eigenständige

Netzentgelte erhoben werden oder eine Integration in den bestehenden Netzentgelten der Erdgasinfrastruktur sinnvoll ist, sollte eingehend geprüft werden.

B. Unbundling

Unter der Voraussetzung, dass Sektorkopplungstechnologien zur Dekarbonisierung in den Sektoren Wärme und Industrie, zur Bereitstellung von Flexibilitätsleistung oder zur Verringerung von Netzausbaumaßnahmen eingesetzt werden, sollten diese als Bestandteil der Netzinfrastruktur gewertet werden und damit auch im Zuständigkeitsbereich von VNB Strom, wie auch Gas liegen. Diese wiederum können die Konvertierungsdienstleistung transparent und diskriminierungsfrei am Markt anbieten.

In einem ersten Schritt wurde den Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber (FNB und ÜNB) größere Handlungsmöglichkeiten durch die Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) im April 2019 eingeräumt. Großelektrolyseure sind durch FNB und ÜNB planfeststellungsfähig geworden. Für VNB ist noch keine Entwicklung in diese Richtung zu erkennen. Die Einbindung von EEG Anlagen und damit verbundene Netzengpässe finden jedoch insbesondere in den Verteilnetzen statt, was eine netzdienliche Nutzung von Sektorkopplungsanlagen durch diese ebenfalls notwendig macht. Daher sollte zeitnah eine Änderung der Regulierungsverordnungen sowie des EnWG angestoßen werden, um die faktische Rolle der VNB zu berücksichtigen.

C. Netzentgelte

Durch die Einführung von Flexibilisierungsanreizen besteht die Möglichkeit, den Netzausbau langfristig zu mindern und somit gesamtwirtschaftlich die Netzkosten senken zu können. Diese Anreize können unter anderem durch eine zeitliche Differenzierung der Entgelte je nach Netzauslastung gesetzt werden [10]. Eine weitere Variante stellen verschiedene Netznutzungsprodukte dar, welche vom Netzkunden gewählt werden können und die Netzentgelte nach dem Grad der möglichen Flexibilität der Abnahme staffelt [11]. In diesem Fall würden Netzkunden mit einer zwangsweisen kontinuierlichen Abnahme höhere Netzentgelte zahlen, als zum Beispiel Anlagenbetreiber, welche ihren Verbrauch zeitunabhängig flexibilisieren können. Aufgrund des hohen Implementierungsaufwandes bedürfen diese Optionen vor der Umsetzung noch näherer Untersuchungen.

Zusätzlich sollte bei einer Anerkennung bestimmter Sektorkopplungsanlagen als Netzbestandteile der VNB konsequenterweise auch die Netzentgeltbefreiung unbefristet erfolgen.

D. Technologiebeispiel Power-to-Gas-Anlagen

Die dargelegten finanziellen Auswirkungen zeigen, dass es eine abgrenzende Definition der Begriffe Letztverbraucher und Energiespeicher bedarf, um die für die Energiewende notwendige Umwandlung von Energie bei PtG-Anlagen, von Abgaben und Umlagen zu befreien. Letztverbraucher wandeln definitionsgemäß Sekundärenergie in Nutzenergie um [12]. Eine PtG-Anlage stellt hingegen keine Nutzenergie bereit, sondern wandelt lediglich eine Sekundärenergieform (elektrischen Strom) in eine andere (Gas) um. Demnach ist eine Behandlung als Letztverbraucher nicht nur regulatorisch ungünstig, sondern sachlich falsch: Gleichsam könnte ein Gaskraftwerk, das die Sekundärenergieform Erdgas in die Sekundärenergieform elektrischen Strom umwandelt, als Letztverbraucher gesehen werden, da es sich - wenn man es in Analogie zur PtG-Anlage interpretieren will - um „Natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen“ (EnWG §3, 25) handelt: Erdgas wird gekauft und zur Erzeugung elektrischen Stroms „verbraucht“. Beim Beispiel des Kraftwerks leuchtet ein, dass eine Behandlung als Letztverbraucher nicht sinnvoll ist, gleiches muss für PtG-Anlagen gelten.

Mithilfe einer nachgeschalteten Methanisierung des Wasserstoffes kann verhindert werden, dass die PtG-Anlagen aufgrund von netzseitigen Wasserstoffgrenzwerten abgeregelt werden. Hierbei liegt jedoch der Wirkungsgrad der Prozesskette je nach Ausgestaltung des Elektrolyseurs sowie der Methanisierung bei lediglich 55% [13]. Daher sollte es gemeinsame Aufgabe der Politik, Verbände sowie Anlagen- und Komponentenherstellern sein, die Wasserstoffverträglichkeit des Gasnetzes durch Anpassung der Endverbraucheranlagen und Austausch von kritischen Komponenten langfristig technisch zu erhöhen und diese Grenzen rechtssicher in einem entsprechenden Regelwerk zu verankern. Hierfür sollten auch Anreize wie z. B. Entwicklungszuschüsse für Anlagen- und Komponentenhersteller in Betracht gezogen werden. Nur so kann eine gesamtwirtschaftlich optimale Nutzung der Energie sichergestellt werden. Abschließend stellt Abb. 1 die wesentlichen regulatorischen Hemmnisse und die potentiellen Lösungsansätze zusammenfassend graphisch dar.

V. Ausblick

Die Klimaschutzziele der Bundesregierung können nur durch einen ganzheitlichen Lösungsansatz erreicht werden. Die Sektoren Mobilität, Industrie, Wärme und Stromversorgung müssen von der Planung bis hin zur Entgeltausgestaltung im Gleichschritt weiterentwickelt werden und können in Gebieten wie der Metropolregion Hamburg, in denen die technischen und wirtschaftlichen Gegebenheiten einen sinnvollen Einsatz entsprechender Technologien zulassen, optimal miteinander gekoppelt werden. Schlussfolgernd bedarf auch die an Sektorengrenzen endende Regulierung einer grundlegenden Überarbeitung, um die aktuellen und zukünftigen Marktgegebenheiten abbilden und Markteintrittsbarrieren technologieneutral abbauen zu können. Langfristig erfolgreich kann dieser Weg nur gemeinsam von Vertretern der Politik, der Industrie und der Energiebranche beschritten werden.

Literatur

[1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, „Klimaschutzplan 2050“, 2016.

[2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, „Klimaschutz in Zahlen: Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik“, 2018.

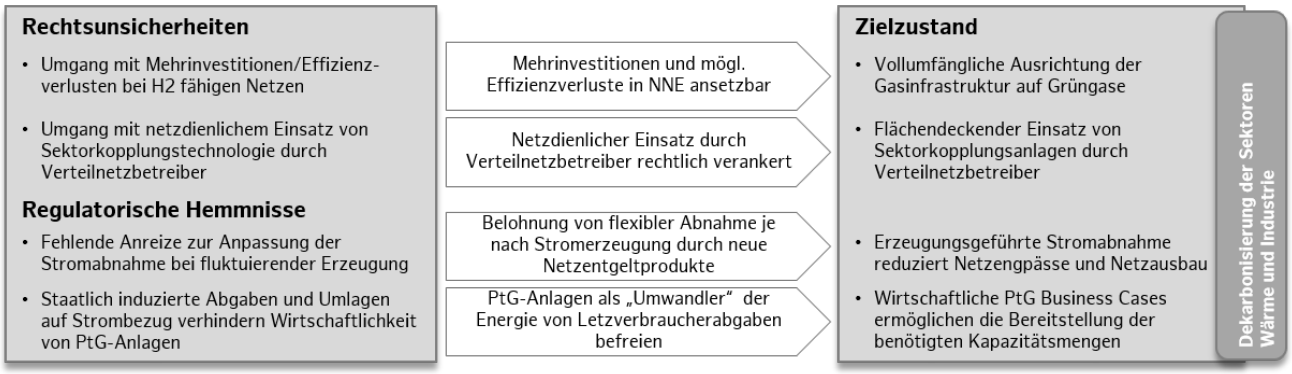

Abbildung 1: Graphische Zusammenfassung der wesentlichen regulatorischen Hemmnisse und Lösungsansätze.

[3] Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, „Energiebilanz und CO2 Bilanzen für Hamburg 2012 und 2016", [Online]. Verfügbar: https://www.statistik-nord.de/zahlen-fakten/umwelt-energie/energie/dokumentenansicht/energie-und-co2-bilanzen-fuer-hamburg/ [letzter Zugriff am 03.05.2019].

[4] Vattenfall AB, „Heizkraftwerk Moorburg – eines der modernsten und effizientesten Kraftwerke in Europa", [Online]. Verfügbar: https://powerplants.vattenfall.com/de/moorburg [letzter Zugriff am 03.05.2019].

[5] Landesportal Schleswig-Holstein, „Der Schlüssel für eine erfolgreiche Energiewende", [Online]. Verfügbar: https://www.schleswig-holstein.de/DE/Themen/E/erneuerbareenergien.html [letzter Zugriff am 03.05.2019].

[6] T. Lindemann, „Lokale Wärmeversorgung mit bis zu 30% Wasserstoff", in *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz*, Bd. 1, S. 99–102, Oktober 2019.

[7] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., „Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung", in *DVGW – Arbeitsblatt G 262*, September, 2011.

[8] Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff- Forschung Baden-Württemberg, „P2G-Netze", 2018.

[9] M. Kalis, Y. Yilmaz und S. Schäfer-Stradowsky, „Experimentierklauseln für verbesserte Rahmenbedingungen bei der Sektorenkopplung", 2018.

[10] The Regulatory Assistance Project, „Netzentgelte in Deutschland: Herausforderungen und Handlungsoptionen", 2014.

[11] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung", 2017.

[12] Bundesregierung, „Glossar zu Energie", [Online]. Verfügbar: https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/glossar-zu-energie-461604 [letzter Zugriff am 21.05.2019].

[13] S. Milanzi, et al., „Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens", 2018.