

Gas

2016 war erneut ein Jahr voller Herausforderungen für die Gaswirtschaft: Der Klimaschutzplan 2050, der Pariser Klimagipfel COP21 und das EU-Winterpaket haben dem Energieträger Gas neue Leitplanken aufgezeigt. Positive Impulse setzte der Strommarkt mit einer verbesserten Auslastung der Gaskraftwerke. Verflüssigtes Erdgas (LNG) wird zunehmend verfügbar, im klassischen Wärmemarkt konnte Gas seine Rolle behaupten. Im Zusammenhang mit der Sektorenkopplung bieten sich für Gas im politischen Dialog neue Optionen. Vielfältige Forschungsinitiativen unterstützen die neue Rolle des Gases in der zukünftigen Energieversorgung.

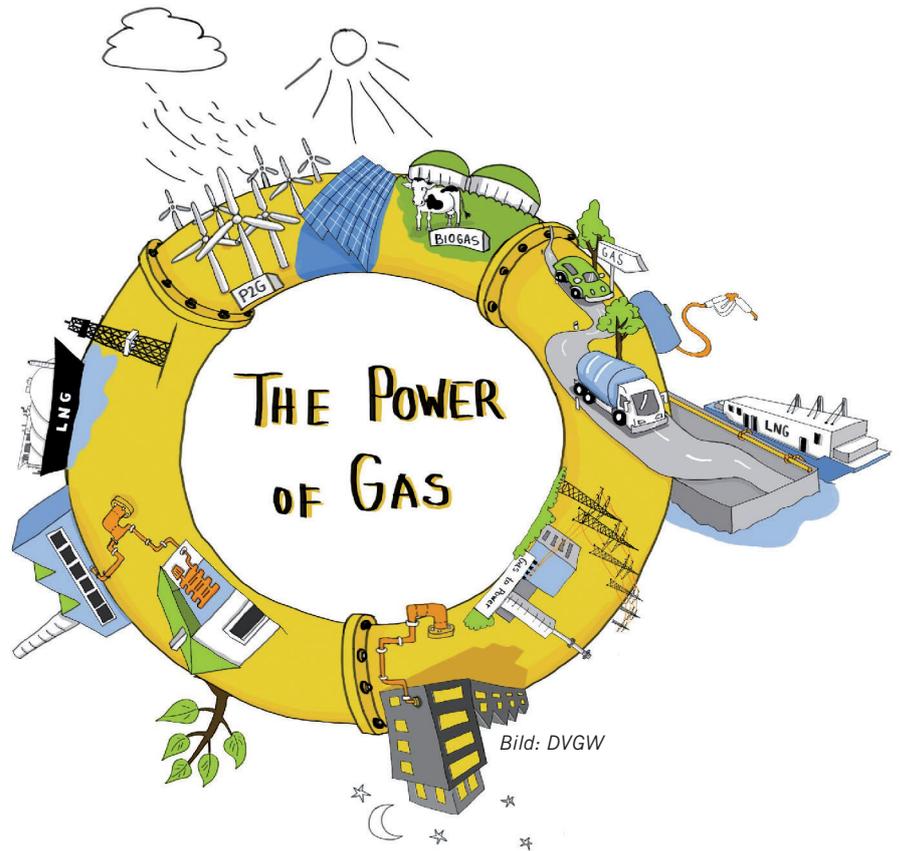


Bild: DVGW

Am 30. November 2016 stellte die Europäische Kommission unter dem Titel „Saubere Energie für alle Europäer“ ein sehr umfangreiches Maßnahmenpaket vor, das das ambitionierte Ziel verfolgt, gleichzeitig den Übergang zu umweltfreundlicher Energie und den Erhalt, besser noch Ausbau- der Wettbewerbsfähigkeit der Europäischen Union zu fördern. In ihrer Pressemitteilung zu diesem so genannten Winterpaket betont die Europäische Kommission, dass die EU beim Übergang zu einem umweltfreundlichen Energiesystem eine Vorreiterrolle einnehmen soll. Es wird noch einmal darauf hingewiesen, dass die EU sich verpflichtet hat, die CO₂-Emissionen bis 2030 um mindestens 40 % zu senken. Dies soll einhergehen mit einer Modernisierung der EU-Wirtschaft und der Förderung von Beschäftigung und Wachstum. Die Europäische Kommission setzt dabei auf folgende

Autoren

Dr.-Ing. **Frank Graf**, DVGW-Forschungsstelle am KIT, Karlsruhe; Dipl.-Ing. Dipl.-Wirtsch.-Ing. **Frank Gröschl**, Dr. jur. **Uwe Wetzel**, M. Sc. **Frederik Brandes**, Dr.-Ing. **Maik Dapper**, Dr.-Ing. **Michael Walter**, alle DVGW, Bonn; Prof. Dr.-Ing. **Klaus Heikrodt**, Hochschule Ostwestfalen-Lippe, Lemgo; Prof. Dr.-Ing. **Hartmut Krause**, DBI Gas-technologisches Institut, An-Institut der TU Bergakademie Freiberg; Dr.-Ing. **Rolf Albus**, Dipl.-Ing. **Frank Burmeister**, Dipl.-Ing. **Maren Wenzel**, M.Eng. **Nadine Lefort**, alle Gas- und Wärmeinstitut Essen e. V.; Dipl.-Geogr. **Armin Beifuß** und Dipl.-Ing. Dipl.-Wirtsch.-Ing. **Bernhard Witschen**, beide Team Consult G.E.P. GmbH, Berlin.

drei Säulen: eine deutliche Verbesserung der Energieeffizienz, die weltweite Führung im Bereich der erneuerbaren Energien und die Bereitstellung fairer Angebote für die Verbraucher.

Internationale Entwicklungen

Nach Auffassung der Europäischen Kommission ist der Übergang zu sauberer Energie als der entscheidende Wachstumssektor der Zukunft zu begreifen. Im Jahr 2015 wurden über 300 Mrd. € in diesen Bereich investiert. Die Vorschläge der EU-Kommission beziehen sich auf folgende Themen: Steigerung der Energieeffizienz und des Einsatzes erneuerbarer Energien, Gestaltung des Strommarktes, Sicherheit der Stromversorgung und Steuerung der Energieunion, neue Möglichkeiten für das Ökodesign sowie eine Strategie für vernetzte und automatisierte Mobilität. Im Mittelpunkt stehen die Beschleunigung von Innovationen im Bereich der „sauberen“ Energie sowie zur Gebäuderenovierung, Förderung öffentlicher und privater Investitionen, Förderung der Wettbewerbsfähigkeit der Industrie in der EU und Abmilderung der gesellschaftlichen Auswirkungen des Übergangs zu sauberer Energie sowie der Ausbau der EU-Führungsrolle bei umweltschonenden Energietechnologien und -dienstleistungen.

Bereits im Oktober 2014 einigten sich die EU-Mitgliedsstaaten auf das ambitionierte Ziel, die Treibhausgasemissionen

in der EU um mindestens 40 % bis 2030 zu reduzieren. Das Pariser Klimaschutz-Übereinkommen aus 2015 hat den EU-Ansatz bestätigt. Das jetzt vorgelegte Maßnahmenpaket dient gerade auch der Umsetzung des Pariser Klimaschutzabkommens.

Übersicht zu den Gesetzesvorschlägen

Die Europäische Kommission hat die folgenden konkreten Gesetzesvorschläge veröffentlicht:

- Verordnung zum Strommarkt (Neufassung der Verordnung über die Netzzugangsbedingungen Strom (EU) Nr. 714/2009),
- Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EU,
- Neufassung der Strombinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EU,
- Verordnung zur Risikovorsorge im Stromsektor,
- Neufassung ACER-Verordnung (EU) Nr. 713/2009,
- Überarbeitung der Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU,
- Überarbeitung der Gebäudeeffizienzrichtlinie 2010/31/EU,
- Verordnungsvorschlag zur Governance der Energieunion.

Es würde den Rahmen dieses Beitrags bei weitem überschreiten, an dieser Stelle auf die einzelnen Gesetzesvorschläge im Detail einzugehen. Deshalb sind nachfolgend nur einige wenige Details aufgeführt.

Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie

Mit den nun vorgeschlagenen Änderungen soll die Erreichung des vom Europäischen Rat im Oktober 2014 beschlossenen EU-weit verbindlichen Ziels in Höhe von mindestens 27 % Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch sichergestellt werden. Die Vorschläge beziehen sich auf Vorgaben zur finanziellen Förderung von Erneuerbaren Energien, Öffnung von Fördersystemen für andere Mitgliedsstaaten, Eigenerzeugung und -verbrauch von Strom aus erneuerbaren Energien, Genehmigungsverfahren, Verwendung von erneuerbaren Energien im Kälte-, Wärme- sowie im Verkehrsbereich, Kooperationen zwischen Mitgliedsstaaten und mit Drittstaaten, Herkunftsnachweise und Nachhaltigkeitskriterien für Bioenergie.

Die Mitgliedsstaaten werden verpflichtet, die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien auf der Grundlage offener, transparenter, wettbewerblicher, nichtdiskriminierender und kosteneffizienter Verfahren zu gewährleisten.

Der Anteil erneuerbarer Energien im Wärmemarkt soll ab 2021 jährlich um einen Prozentpunkt bezogen auf den nationalen Endenergieverbrauch steigen. Die Mitgliedsstaaten können dies entweder über

- eine Erhöhung des Erneuerbaren-Anteils in den für die Wärmeversorgung verwendeten Energieträgern,
- über direkte Vermeidungsmaßnahmen wie den Einbau auf Erneuerbaren basierender Heizsysteme oder
- indirekt durch handelbare Zertifikate erreichen.

Ab 2021 sollen Kraftstoff-beziehungsweise Energielieferanten verpflichtet sein, einen Mindestanteil an erneuerbaren Energien beizumischen.

Überarbeitung der Energieeffizienz-Richtlinie

Die Kommission schlägt eine verbindliche EU-weite Steigerung der Energieeffizienz um 30 % bis 2030 vor, ausgedrückt in Form eines absoluten Einsparziels gemessen in Primär- und Endenergie. Das verbindliche Ziel auf EU-Ebene soll mit Hilfe von nationalen indikativen Zielen erreicht werden.

Überarbeitung der Gebäudeenergieeffizienz-Richtlinie

Die Infrastruktur für Elektromobilität soll ausgebaut werden. In neuen Nichtwohngebäuden mit mehr als zehn Park-

plätzen sowie in Nichtwohngebäuden mit mehr als zehn Parkplätzen, die einer umfangreichen Renovierung unterzogen werden, muss jeder zehnte Parkplatz für die Nutzung im Rahmen der Elektromobilität ausgerüstet sein. Dies gilt ab 2025 für alle Nichtwohngebäude mit mehr als zehn Parkplätzen, einschließlich der Gebäude, in denen die Installation von Ladepunkten im Rahmen der öffentlichen Auftragsvergabe vorgesehen ist. In neuen Wohngebäuden mit mehr als zehn Parkplätzen und Wohngebäuden, die einer umfangreichen Renovierung unterzogen werden, müssen Vorverkabelungen vorgenommen werden, die die Errichtung von Ladepunkten ermöglichen. Die Mitgliedsstaaten können Gebäude, die sich im Eigentum von KMU befinden und von diesen genutzt werden, sowie öffentliche Gebäude, die unter die Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe fallen, von dieser Regelung ausnehmen.

Zudem ist die Einführung eines „Intelligenzindikators“ vorgesehen, der die Fähigkeit des Gebäudes kennzeichnet, seinen Betrieb an die Erfordernisse der Bewohner und des Netzes anzupassen und seine Leistung zu verbessern.

Vorschlag für eine neue EU-Verordnung zur Governance der Energieunion

Sie umfasst zum einen die Bündelung eines Großteils der bestehenden Berichts-, Planungs- und Monitoringpflichten der Mitgliedsstaaten, die nach dem Vorschlag der Kommission in 2019 „Integrierte nationale Energie- und Klimapläne“ für den Zeitraum 2021 bis 2030 vorlegen müssen. In den Plänen sollen die Mitgliedsstaaten ihre nationalen Ziele, Politiken und Maßnahmen für die fünf Dimensionen der Energieunion darlegen, also zu den Themen Energiesicherheit, Energiebinnenmarkt, Energieeffizienz, Dekarbonisierung sowie Forschung und Innovation.

Ein Überprüfungsmechanismus soll sicherstellen, dass die auf EU-Ebene beschlossenen Klima- und Energieziele für das Jahr 2030 tatsächlich erreicht werden. Die Europäische Kommission soll die Befugnis erhalten, die zur Verwirklichung der nationalen Ziele ergriffenen Maßnahmen zu überprüfen und gegebenenfalls Verbesserungsvorschläge zu unterbreiten.

Weiteres Verfahren

Die Gesetzesvorschläge der Europäischen Kommission gehen derzeit in die Beratungen beim EU-Ministerrat und beim Europäischen Parlament. Allein

schon der Umfang der Vorschläge wird dazu führen, dass mit einem Abschluss der Beratungen erst in 2018 zu rechnen ist. Unabhängig von der Diskussion zur Sinnhaftigkeit einzelner konkreter Maßnahmen, werden im Mittelpunkt der Kompromissfindung die Themen einer gerechten Verteilung der Kosten und das Ausmaß der rechtlichen Verbindlichkeit stehen.

LNG

Verflüssigtes Erdgas (LNG, Liquefied Natural Gas) hat sowohl in der EU als auch in Deutschland inzwischen eine beachtliche Bedeutung im realen Markt erlangt. Aber auch in der Diskussion um die Zukunft des Erdgases, der Diversifizierung der Bezugsquellen, der Kompensation der zurückgehenden europäischen Gasproduktion und damit letztendlich der Sicherstellung der Versorgungssicherheit für Erdgas in Europa spielt LNG eine bedeutende Rolle. Diese Entwicklung ist dadurch begründet, dass LNG als zusätzliche Versorgungsoption des europäischen Marktes eine erhebliche Bezugsdiversifikation und damit eine Erhöhung der Versorgungssicherheit ermöglicht. Der Zugang zum weltweiten Gashandel kann damit den Rückgang der europäischen Eigenproduktion kompensieren.

Nicht zuletzt erschließt LNG als Gasprodukt in flüssiger Form neue, umweltschonende Einsatzmöglichkeiten im Endkundenmarkt. Hier sind zum Beispiel der Transportsektor auf der Straße, die Binnenschifffahrt oder der maritime Sektor zu nennen.

Verflüssigungsanlagen zur Produktion von LNG stehen mittlerweile weltweit in 20 Staaten zur Verfügung. Die globalen Verflüssigungskapazitäten beliefen sich auf 331 Mio. t/a (1 t LNG, zum Beispiel aus Katar, hat einen Energiegehalt von 15,69 MWh). LNG hat sich in den vergangenen Jahren bei einer wachsenden Zahl von Anbietern und Abnehmern und einem zunehmenden Spothandel zu einer weltweit gehandelten Commodity entwickelt. Derzeit ist Katar mit einer technischen Verflüssigungskapazität von 77 Mio. t/a führender Anbieter auf dem Weltmarkt.

In den nächsten Jahren wird es durch bereits im Bau befindliche Anlagen ein weiteres Anwachsen der Verflüssigungskapazitäten geben. Australien, der derzeit zweite große Spieler in der LNG-Welt, ist dabei, mit einer angestrebten Kapazität von rund 86 Mio. t/a Katar als größten LNG-Produzenten in den kommenden

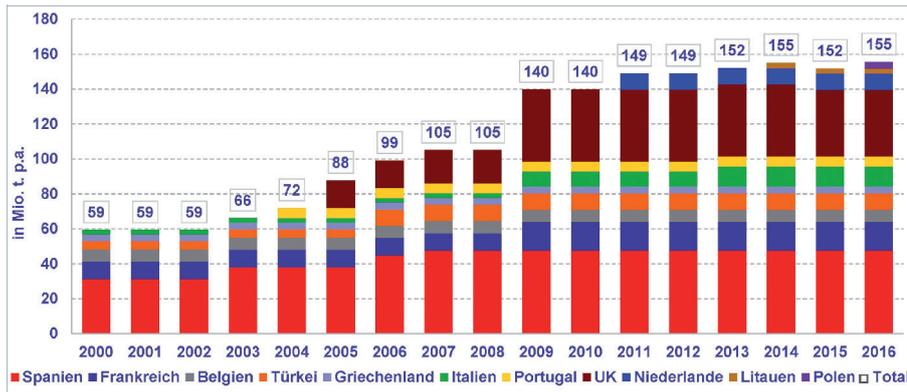


Bild 1 Entwicklung der Verflüssigungskapazitäten in Europa (Quellen: IGU; GIINGL & Analyse der Team Consult G.P.E. GmbH (TC)).

Jahren abzulösen. Dabei ist Australien auch das erste Land, das Kohleflözgas verflüssigt. Zu nennen sind an dieser Stelle auch die USA, wo bis 2020 neben dem Neubau auch durch den „Umbau“ bereits bestehender, aber nicht mehr genutzter LNG-Importterminals neue Exportkapazitäten von rund 67 Mio. t/a bis 2020 entstehen sollen.

Die Ausweitung des Angebots könnte in den kommenden Jahren zu einer Überversorgung des Marktes führen. Die niedrigen LNG-Preise auf den Weltmärkten stellen die Profitabilität der neuen Projekte allerdings in Frage.

Global betrug die Nachfrage nach LNG 265 Mio. t [1]. Haupttreiber der Nachfrage blieb Asien, im Wesentlichen China, Japan und Korea, mit einem Plus von 5 % auf 165 Mio. t. Europa als zweitgrößter Absatzmarkt für LNG verbuchte für den Zeitraum von Januar bis November ein kleines Plus von 0,6 % auf 37,1 Mio. t [2].

Der in den letzten Jahren häufig erwartete Boom an Spot-LNG-Lieferungen aus den USA nach Europa ist im vergangenen Jahr nicht eingetreten. Erste LNG-Lieferungen aus den USA hatten zwar bereits im Februar Portugal und damit den europäischen Markt erreicht, der Hauptteil der US-Lieferungen ging jedoch nach Lateinamerika. Mit der Eröffnung des erweiterten Panama Kanals konnte ab dem Herbst US-LNG auch verstärkt nach Asien exportiert werden. In Europa fehlten die notwendigen Preissignale für verstärkte LNG-Importe. Der europäische Markt war ausreichend und preislich günstig durch Pipelines und bestehende LNG-Lieferverträge versorgt.

In Europa sind besonders im Zeitraum zwischen 2000 und 2010 neue Regasifizierungskapazitäten entstanden. In den letzten Jahren wurden in Litauen und Polen neue Regasifizierungsanlagen fertigge-

stellt. Zum Ende des Jahres 2016 waren damit 24 LNG-Verflüssigungsterminals mit einer Jahreskapazität von 155 Mio. t in Betrieb (**Bild 1**). Seit Anfang 2017 ist auch ein neuer Terminal in Dunkerque, Frankreich, in Betrieb gegangen.

Nachdem die LNG-Importe im vergangenen Jahr nur sehr leicht gestiegen sind, lag die Kapazitätsauslastung der europäischen Regasifizierungsterminals erneut nur bei etwa 25 %. Die entsprechenden Preissignale vorausgesetzt, stünde in Europa die nötige Infrastruktur bereit, um deutlich größere Volumina an LNG importieren zu können.

Relevante Entwicklungen und Ereignisse für den Gasmarkt Deutschland

Der Blick auf das Jahr 2016 hinterlässt bei einem gaswirtschaftlichen Betrachter durchaus ein zwiespältiges Bild. Einerseits war auch das Jahr 2016 für die Gaswirtschaft ein erfolgreiches Jahr. Der Gasabsatz stieg aus verschiedenen Gründen, insbesondere witterungsbedingt. Dabei war die Versorgungssicherheit zu keiner Zeit gefährdet. Auch die Neukundengewinnung war durchaus zufriedenstellend.

Andererseits aber wird immer deutlicher, dass die Energiewende in Deutschland eine Stromwende werden soll. Diese Wahrnehmung gilt nicht nur für Wort und Tat der politisch Verantwortlichen, sondern auch für eine große Zahl von Managern der Energieversorgungsunternehmen, insbesondere großer Querverbundunternehmen. Erdgas und Gas allgemein erscheint hier als eine Residual- und Auslaufgröße der Energieversorgung, nicht nur mit Blick auf 2050, sondern durchaus schon in viel näherliegenden Zeiträumen.

Während in dem Projekt „Energiewende“ die Ziele und Maßnahmen immer deutlicher die Verstromung neuer großer Sektoren wie Verkehr und Wärme festzuschreiben, gelingt es der Gaswirtschaft in

Deutschland kaum, Erdgas/Gas und die hervorragende Gasinfrastruktur zumindest als wirtschaftliche und den Klimazielen dienliche Brückenenergie zu platzieren. Energie, Technologien und Ideen dafür sind reichlich vorhanden. Es dringt allerdings nicht zu den Entscheidern durch, wie die Vorteile der vielfältigen Gasanwendungen auf dem Weg nach 2050 genutzt werden können. Die Kunden allerdings entscheiden sich nach wie vor oft für eine Gasversorgung bei Neubauten oder bei der Erneuerung von Energieanlagen.

Für dieses gemischte Stimmungsbild haben einige wichtige Ereignisse, Entscheidungen und Entwicklungen gesorgt. Für die Gasversorgung in Deutschland sind unter anderem folgende von Bedeutung:

Klimaschutzplan 2050

Nach über einem Jahr der Bearbeitung wurde im November 2016 der im Koalitionsvertrag verabredete deutsche Klimaschutzplan 2050 beschlossen. Er steht im Einklang mit den nach der Ratifizierung des Pariser Klimaschutzabkommen am 5. Oktober 2016 völkerrechtlich bindenden Verpflichtungen Deutschlands. Ziel des Plans ist die Reduktion der Treibhausgasemissionen um 55 % bis 2030 (gegenüber dem Basisjahr 1990) und eine weitgehende Treibhausgasneutralität im Jahr 2050. Erreicht werden soll dieses Ziel durch eine deutliche Senkung des Energiebedarfs in allen Sektoren (Energiewirtschaft, Gebäude, Verkehr, Industrie und Landwirtschaft), durch eine unmittelbare Nutzung erneuerbarer Energien (zum Beispiel Umweltwärme, Biomasse) sowie den Einsatz von Strom aus erneuerbaren Quellen [3]. Langfristig – bis 2050 – bedeutet dieser Plan für Deutschland mehr oder weniger einen Abschied von fossilen Energieträgern, auch vom Erdgas.

Der Plan wurde kontrovers diskutiert. Ursprüngliche Forderungen, wie zum Beispiel die nach einem verpflichtenden Datum für den Ausstieg aus der Braunkohleverstromung, wurden gestrichen. Dennoch ist es klar, dass die Kohleverstromung deutlich verringert werden muss, um die CO₂-Ziele in der Stromerzeugung zu erreichen. Eine ähnliche Auseinandersetzung erfolgte auch um den Wärmemarkt. Neue Heizungssysteme auf fossiler Basis im Gebäudebestand sollten ursprünglich ab 2030 verboten werden, eine Forderung, die allerdings auch gestrichen wurde. Effiziente Heizungssysteme auf der Basis von Erdgas (Brennwertkessel) können in einer Übergangsphase

noch zum Einsatz kommen, die Zielsetzung einer Wärme- und Stromversorgung auf der Basis erneuerbarer Energien im Gebäudebestand bis 2050 bleibt allerdings bestehen. Für Neubauten sollen die Effizienzstandards bis 2030 auf einen Standard unterhalb des heute geförderten „Effizienzhaus 55“-Standards abgesenkt werden.

Zur Erreichung der CO₂-Ziele spielt die Sektorkopplung im Klimaschutzplan eine wichtige Rolle. Sie hat das Ziel, Strom aus erneuerbaren Quellen viel stärker in die Energieversorgung der Verbrauchssektoren Wärme, Verkehr und Industrie einzubeziehen. Erdgas würde so langfristig aus der Stromerzeugung und dem Wärmemarkt verdrängt werden. Die Sektorkopplung kann jedoch auch deutlich weiter gefasst werden. Sie sollte neben Strom auch die Option Power-to-Gas und die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten erneuerbare Gase berücksichtigen.

In der Stromerzeugung wird flexiblen Gaskraftwerken noch eine Rolle in der Sicherstellung der Versorgung zugesprochen. Jedoch soll der Brennstoff für diese Kraftwerke langfristig regenerativ erzeugt werden [3]. Dies ist mit der Power-to-Gas-Technologie möglich, die im Klimaschutzplan 2050 auch ausdrücklich als Instrument zur Erreichung der CO₂-Reduzierungsziele genannt wird.

Durch die gute Speicherfähigkeit von erneuerbaren Gasen und die bestehende leistungsfähige Gasinfrastruktur für die Speicherung und den Transport von Gas könnte Gas dennoch eine wichtige Rolle in der Welt der erneuerbaren Energien spielen. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass Erdgas in der Zukunft zunehmend durch CO₂-neutrales synthetisches Gas oder Biogas ersetzt wird.

Bei all diesen von der Politik formulierten Zielen ist eine Folgenabschätzung und Diskussion mit den Sozialpartnern noch notwendig [4].

EEG 2017

Das EEG 2017 wurde im Juli 2016 verabschiedet, und auch die EU-Kommission gab im Dezember ihre Zustimmung zu den geplanten Änderungen. Künftig werden auch Erzeugungskapazitäten für zu fördernde größere Stromerzeugungsanlagen auf der Basis von Windkraft und Biomasse ausgeschrieben – zusätzlich zu den bereits bestehenden Ausschreibungsverpflichtungen für PV-Anlagen. Diese Ausschreibungspflicht gilt für Biomasseanlagen mit einer elektrischen Leistung ab 150 kW. Auch Bestandsanlagen können

unter gewissen Voraussetzungen an den Ausschreibungen teilnehmen, um eine Anschlussförderung zu erhalten. Weiterhin wurde der geförderte Kapazitäts-Ausbau für Biomasse für den Zeitraum von 2017 bis 2019 auf jeweils 150 MW und in den Jahren 2020 bis 2022 auf jeweils 200 MW/a festgelegt [5].

In der Ausschreibung nennt der Bietende einen verbindlichen Preis für den von seiner geplanten Anlage zu erzeugenden Strom (Arbeitspreis) und akzeptiert die Investitionsverpflichtungen im Falle des Zuschlages. Dieser erfolgt nach Höhe der Gebote für den geforderten Arbeitspreis. Die tatsächliche Förderhöhe ergibt sich dann aus der Differenz zwischen einem definierten Referenz-Börsenpreis und dem gebotenen Preis. Bei den Ausschreibungen wird nicht zwischen Stromerzeugung aus Biogas oder fester Biomasse differenziert.

Die bereits erfolgten Ausschreibungen für PV-Anlagen haben gegenüber den festen Fördersätzen der Vergangenheit zu einer erheblichen Senkung bei den erzielten Arbeitspreisen geführt. Man darf gespannt sein, welche Ergebnisse dieser Ausschreibungsmodus im Falle der Stromerzeugung aus Biomasse bringt. Aufgrund des hohen, weitgehend vom Agrarmarkt abhängigen Kostenanteils für Biomasse und einer zu erwartenden geringen Anzahl von Anlagen mit vergleichsweise wenig Standardisierungs- und Kostensenkungspotenzial dürfte die Kostenflexibilität geringer sein.

Auf jeden Fall bedeuten die Ausschreibungen, dass sich alle größeren Stromerzeugungsanlagen auf regenerativer Basis einem Wettbewerb stellen müssen. Dies wird auf alle Beteiligten einen erheblichen Kostendruck ausüben.

Fracking-Gesetz

Im Juli 2016 wurde das Fracking-Gesetz verabschiedet. Es beendete ein freiwilliges fünfjähriges Bohr-Moratorium und stellt die Grundlage für die zukünftige Entwicklung dar. Demnach bleibt Fracking zur kommerziellen Förderung von unkonventionellem Gas in Deutschland befristet bis 2021 verboten. Nach diesem Zeitraum wird sich der Bundestag erneut mit dem Thema beschäftigen. In den kommenden Jahren sind lediglich vier Probebohrungen in unkonventionellen Lagerstätten zu Forschungszwecken erlaubt, um die Auswirkungen des Frackings auf die Umwelt zu erforschen [6]. Das zur Erhöhung der Ausförderung in Deutschland seit langer Zeit zum Einsatz kom-

mende Fracking in der konventionellen Förderung bleibt unter verschärften Umweltauflagen weiterhin möglich. Die Genehmigung für die konventionellen Bohrungen verbleibt wie bisher in der Hand der Länder.

Die Gasförderung aus unkonventionellen Lagerstätten mittels Fracking wäre grundsätzlich auch in Deutschland möglich und wurde im Rahmen einer Studie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) näher untersucht. Die Studie ergab ein förderbares Potenzial von mindestens 320 Mrd. m³. Dieses Gas ließe sich unter der Nutzung der Fracking-Technologie umweltverträglich fördern, wenn alle gesetzlichen Regelungen und technischen Standards eingehalten werden [7].

Unternehmensveränderungen

Auch in 2016 gab es wichtige Unternehmensveränderungen mit Auswirkungen auf die Gaswirtschaft.

Die Übernahme der VNG durch EnBW war bereits im Oktober 2015 zwischen EWE und EnBW vereinbart worden und wurde im April 2016 vollzogen. EnBW erhielt von EWE deren Mehrheitsbeteiligung von 74,2 % an der VNG und EWE im Gegenzug den EnBW-Anteil an der EWE. Der Gesamtwert der Transaktion belief sich auf 1,5 Mrd. € [8].

Die Abspaltung Unipers von E.on wurde zum Jahreswechsel 2015/16 vollzogen. Bei E.on verbleiben hauptsächlich die Geschäftsbereiche, die sich mit den Themen der neuen Energiewelt beschäftigen, nämlich das Geschäft mit den erneuerbaren Energien, Energienetzen und Kundenlösungen sowie die Kernenergieanlagen. Bei Uniper sind die konventionellen Kraftwerke, der Energiehandel, die Energiespeicherung sowie die Öl- und Gasförderung (Upstream) angesiedelt. Die Abspaltung ist eine Reaktion auf das geänderte Marktumfeld im Zuge der Energiewende. Es erfolgte mit dem Ziel, die getrennten Unternehmen mit unterschiedlichen Geschäftsfeldern besser entwickeln zu können als ein vollintegriertes Unternehmen E.on in alter Form.

Ebenfalls vor dem Hintergrund der Energiewende in Deutschland hat auch RWE am 7. Oktober 2016 die bereits in 2015 angekündigte Aufspaltung vollzogen und 23,2 % der Anteile an der Tochtergesellschaft Innogy an die Börse gebracht [9]. Anders als bei E.on verlief das Geschäft mit der konventionellen Erzeugung sowie der Energiehandel beim Mutterkonzern RWE. Innogy übernahm das

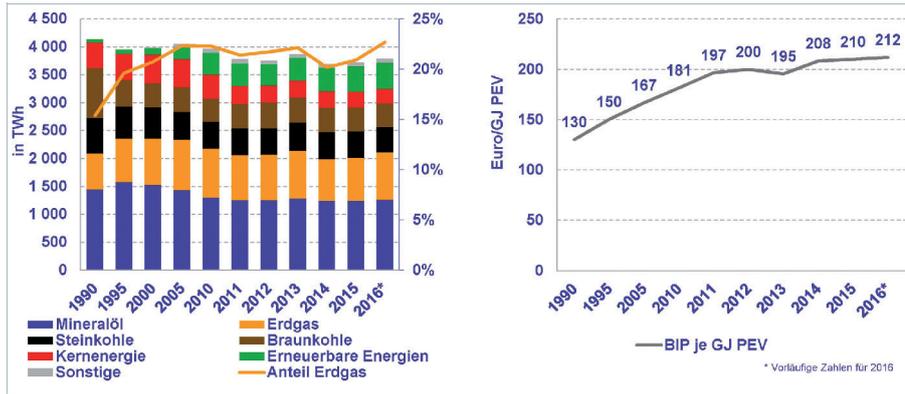


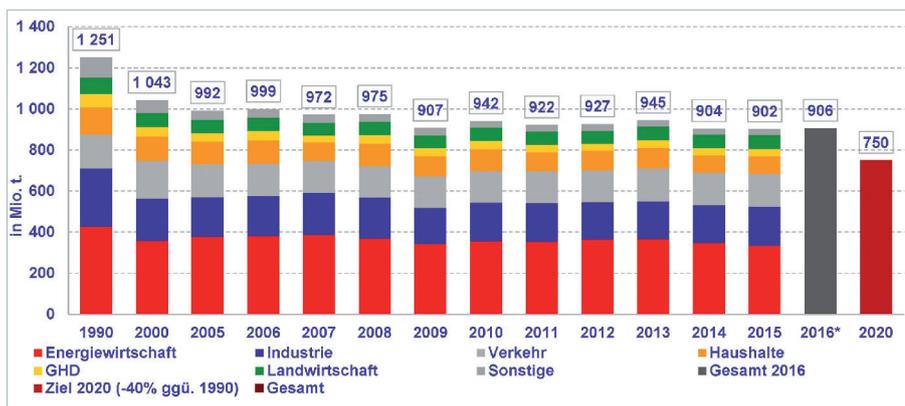
Bild 2 Entwicklung des PEV und der Energieproduktivität in Deutschland (Quellen: AGEb; BMWI & TC-Analyse).

Geschäft mit den erneuerbaren Energien, Strom- und Gas-Verteilnetzen, Gasspeichern sowie den Energievertrieb.

Nord Stream 2

Neue Entwicklungen gab es im Verlauf des vergangenen Jahres auch beim Infrastrukturprojekt Nord Stream 2, das in 2015 zwischen Gazprom und den europäischen Partnern Wintershall, Uniper, Engie, OMV und Shell vereinbart wurde. Dieses Projekt soll ab 2019 die stark zurückgehende Erdgasförderung in Europa kompensieren, die Versorgungssicherheit gewährleisten und sicherlich auch aus Sicht der Gazprom ihren Marktanteil am europäischen Gasmarkt sichern. Die zwei Stränge der Nord Stream 2 werden die Transportkapazität der seit 2012 bestehenden Doppelleitung von Nord Stream 1 (von Wyborg bei Petersburg durch die Ostsee zum deutschen Anlandepunkt Lubmin bei Greifswald) um 55 Mrd. m³ auf 110 Mrd. m³/a verdoppeln [10]. Sie steht allerdings im Wettbewerb mit anderem Pipelinegas für Europa und den nur niedrig ausgelasteten LNG-Regasifizierungskapazitäten in Europa.

Bild 3 Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland und Ziel 2020 (Quellen: UBA; AGEb & TC-Analyse).



Das Projekt ist innerhalb der EU umstritten. Es wird von Deutschland unterstützt, das EU-Parlament, Polen und andere EU-Staaten sind jedoch skeptisch. Sie befürchten eine weiter steigende Abhängigkeit Europas von russischen Erdgaslieferungen, was der angestrebten Diversifizierung der Lieferquellen widersprechen würde. Zusätzlich ist der Einfluss auf die Transitroute über die Ukraine für einige europäische Länder von wirtschaftlicher Bedeutung. Nach dem Auslaufen der derzeitigen Transportverträge zwischen Gazprom und Naftogaz in der Ukraine im Jahr 2019 könnte diese Route deutlich weniger genutzt beziehungsweise vollständig aufgegeben werden.

Die polnische Wettbewerbsbehörde hat im August kartellrechtliche Bedenken gegen das Projekt angemeldet. Als Konsequenz sind die europäischen Partner aus dem Nord-Stream-2-Konsortium ausgestiegen, unterstützen das Projekt aber weiter [11]. Gazprom treibt das Projekt und die Finanzierung derzeit alleine voran.

In Deutschland begannen derweil die Planungen und Genehmigungsverfahren für den Bau der Europäischen Gasanbindungsleitung (Eugal), die einen Teil des Gases aus der Nord Stream 2 parallel zur bereits bestehenden Opal-Leitung nach Tschechien transportieren soll. Zusätz-

lich müsste auch die NEL, die Gas aus der Nord Stream in den Westen in Richtung Rehden transportiert, erweitert werden.

Entwicklung des Energie- und Gasmarktes in Deutschland

Verbrauchsentwicklung

Nach Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen hat der Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland in 2016, trotz weiterer Verbesserungen bei der Energieeffizienz, um 1,6 % auf 3.700 TWh zugenommen (Bild 2). Dieser Anstieg wurde durch die anhaltend positive wirtschaftliche Entwicklung, die kühlere Witterung sowie einen Bevölkerungszuwachs verursacht. Der Gasverbrauch hat sich, bedingt durch einen verstärkten Einsatz in Haushalten und erstmalig seit Jahren auch in der Verstromung, um rund 10 % auf 845 TWh kräftig erhöht [12]. Erdgas erreichte einen Anteil von 22,7 % am PEV (Bild 2).

Importe deckten 94 % des Gasverbrauchs in Deutschland. Hauptlieferanten waren wie in den vergangenen Jahren Russland (etwa 40 %), Norwegen (31 %) und die Niederlande (22 %). Die inländische Förderung war erneut rückläufig und trug zu 6 % zum Erdgasverbrauch bei. Insgesamt ist das Erdgasaufkommen im Vergleich zum Vorjahr um 1,3 % rückläufig gewesen.

Der Verbrauch von Stein- und Braunkohle ging leicht zurück (-5 % und -3 %). Wie bereits in den vergangenen Jahren ist der Anteil der erneuerbaren Energien am PEV weiter gestiegen und erreichte 12,6 % [13]. Für den Klimaschutz verlief das Jahr nicht so erfolgreich, weil die Treibhausgasemissionen durch den höheren Verbrauch an Mineralöl und Erdgas um 0,7 % auf 906 Mio. t leicht angestiegen sind. Zur Erreichung der für 2020 angestrebten Emissionsminderung um 40 % gegenüber 1990 sind in den kommenden Jahren noch erhebliche Anstrengungen notwendig (Bild 3).

Auf regenerativer Basis erzeugte Gase, zum Beispiel Biomethan, Gase aus Abfallstoffen und perspektivisch Wasserstoff beziehungsweise Methan aus Power-to-Gas, werden für die Zukunft der Gaswirtschaft immer wichtiger. Die Einspeisung von Biomethan in das öffentliche Gasnetz betrug im letzten Jahr 9,4 TWh.

Globale und europäische Gaspreisentwicklung

Die Gaspreise setzten international ihren bereits in 2014 und 2015 beobachte-

ten Rückgang bis in den Sommer des vergangenen Jahres fort. Gründe hierfür waren zum einen der schwache Rohölpreis (bedingt durch hohe Förderung und stagnierendem Verbrauch), der seinen tiefsten Punkt mit 28,5 US-\$/bbl im Januar 2016 erreichte [14]. Zeitversetzt über die noch bestehenden Ölpreisbindungen in asiatischen LNG-Importverträgen hat die Ölpreisbindung einen großen Einfluss auf die Erdgaspreise in Asien. Gleichzeitig kam es global zu einer Ausweitung des Gasangebots durch die Zunahme der LNG-Verflüssigungskapazitäten, die auf einen zunächst noch schwachen Gasverbrauch in Asien trafen. Dies führte zu rückläufigen LNG-Spotpreisen bis in die Mitte des Jahres.

Zusätzlich führten hohe Speicherfüllstände in Europa und Deutschland nach einem relativ milden Winter insbesondere im 2. Quartal – wegen der reduzierten Nachfrage für Einspeicherungen – im Sommer zu einem Preisdruck an den europäischen Handelsplätzen (etwa für Month-Ahead-Lieferungen MA am NBP) (**Bild 4**).

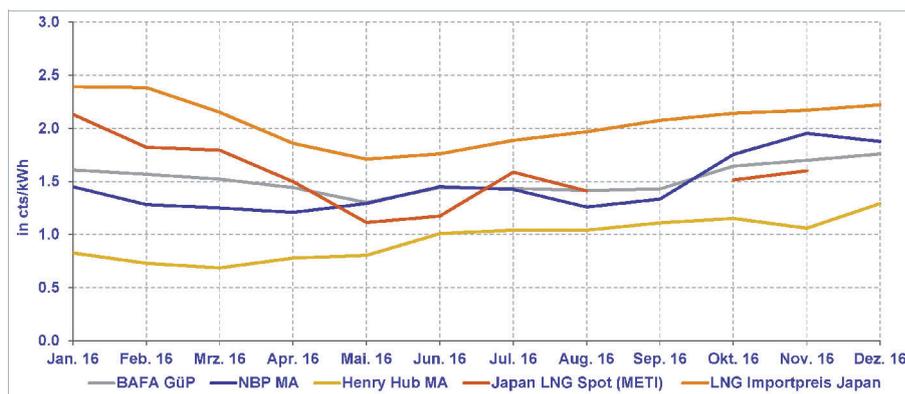
Im Verlauf des Jahres bewirkten die wiederholten Ankündigungen der Opec – unter der Einbeziehung Russlands und weiterer Nicht-Opec-Länder –, die Förderquoten einzufrieren und sie letztendlich sogar zu senken, einen Anstieg des Ölpreises. Allerdings kam dieser Beschluss erst im November zustande mit Wirkung im Wesentlichen für das Jahr 2017. Er führte zu einem Anstieg der Rohölpreise auf etwa 55 US/bbl [14].

Ab dem Sommer war auch ein Preisanstieg für LNG-Lieferungen in Nordostasien zu beobachten, bedingt durch die gestiegenen Rohölpreise. Eine erhöhte Gasnachfrage in China und Pakistan (ausgelöst durch kälteres Wetter) sowie Produktionsprobleme in Australien sorgten für steigende LNG-Spot-Preise.

In Europa führten Instandhaltungsmaßnahmen in der Nordsee, eine weitere Produktionskürzung in den Niederlanden und technische Probleme am englischen Speicher Rough zu Marktunsicherheit und schwankenden Preisen während des Sommers. Ab dem Herbst kam es dann zu einem Preisanstieg, der unter anderem auch ausgelöst wurde durch Probleme bei den französischen Kernkraftwerken und geringere LNG-Importe nach UK.

Gaskraftwerke

Der Gasverbrauch in der Stromerzeugung ist im vergangenen Jahr nach Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen um 30 % angestiegen. Es wurden



80,5 TWh Strom auf Erdgasbasis produziert und insgesamt 143 TWh Gas in Gaskraftwerken eingesetzt. Die für die Verstromung von Gas günstige Entwicklung von steigenden Kohlepreisen, relativ niedrigen Gaspreisen und höheren Strompreisen führte dazu, dass effiziente Gaskraftwerke Kohlekraftwerke mit niedrigen Wirkungsgraden zumindest zeitweise aus der Erzeugung verdrängen konnten. Erdgas erreichte so einen Anteil von 12,4 % am Stromerzeugungsmix. Der Anstieg der Erzeugung aus Gaskraftwerken ging einher mit einem Rückgang der Erzeugung aus Stein- und Braunkohle und Kernenergie [13].

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verzeichnete im Vergleich zum deutlichen Zubau an Erzeugungskapazitäten nur einen leichten Anstieg von 0,5 % auf 188 TWh, weil das Windjahr vergleichsweise schwach ausfiel [13].

Die nach wie vor zu hohe Anzahl an zugekauften CO₂-Zertifikaten führt im Handelssystem zu niedrigen Zertifikatpreisen. Sie lagen im vergangenen Jahr zwischen 4 und knapp 7 €/t [15]. Dies verhindert auch, dass Gaskraftwerke über eine bessere Position in der Merit-Order stärker beschäftigt werden.

Grundsätzlich verhindert die nach wie vor niedrige Beschäftigung der Gaskraftwerke eine nachhaltige Verringerung der CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung. Bei einer höheren Beschäftigung anstelle von Kohlekraftwerken könnten Gaskraftwerke mit ihrer flexiblen Einsatzweise eine wichtige Rolle innerhalb der Energiewende wahrnehmen und zu einer spürbaren CO₂-Emissionsreduzierung in der deutschen Stromerzeugung beitragen.

Speicher, Versorgungssicherheit und Speicherreserve

Gasspeicher

Dem deutschen Gasmarkt steht mit rund 260 TWh Arbeitsgasvolumen das

Bild 4 Verlauf verschiedener Gaspreise 2016 (Quellen: Bafa, EIA, ICIS Heren, Japanese Customs, Meti & TC-Analyse).

größte Speichervolumen innerhalb der EU (1 182 TWh) zur Verfügung, gefolgt von Italien (187 TWh), den Niederlanden (151 TWh) und Frankreich (135 TWh) [16].

Das Arbeitsgasvolumen der deutschen Speicher reicht aus, um rund ein Drittel des jährlichen Gasbedarfs abzudecken. Es werden etwa 260 Salzkavernen an 41 Standorten betrieben [17], die rund 61 % des Arbeitsgasvolumens bereitstellen. Das restliche Arbeitsgasvolumen verteilt sich auf 13 Feldspeicher in ausgeförderten Erdgaslagerstätten (38 %) und sechs Aquiferspeicher (2 %). Zurzeit befinden sich noch einige Kavernenspeicher im Bau beziehungsweise in Planung, so dass sich das Arbeitsgasvolumen durchaus noch erhöhen könnte. Eine Übersicht der Gasspeicher in Deutschland ist in **Bild 5** dargestellt [18].

Viele Speicherbetreiber haben damit zu kämpfen, dass die Vermarktung von Speicherkapazitäten zunehmend im Rahmen von relativ kurzen Laufzeiten unter Kopplung an Summer-Winter-Spreads stattfindet. Parallel hierzu sind die Summer-Winter-Spreads in den vergangenen Jahren deutlich zurückgegangen. Als Reaktion darauf gab es in der Vergangenheit bereits Stilllegungen beziehungsweise weitere Ankündigungen, unrentable Speicher zu schließen.

Unabhängig von den längerfristigen Problemen der Speicherbetreiber wurden die Speicher im vergangenen Sommer aufgrund der niedrigen Gaspreise an den Handelsplätzen gut gefüllt. Sie erreichten ihren höchsten Füllstand Mitte Oktober 2016 mit 95 % des verfügbaren Arbeitsgasvolumens. Die vergleichsweise niedrigen Temperaturen im Herbst sowie die Möglichkeit von Arbitragegeschäften im Handel führten zu einer vergleichsweise

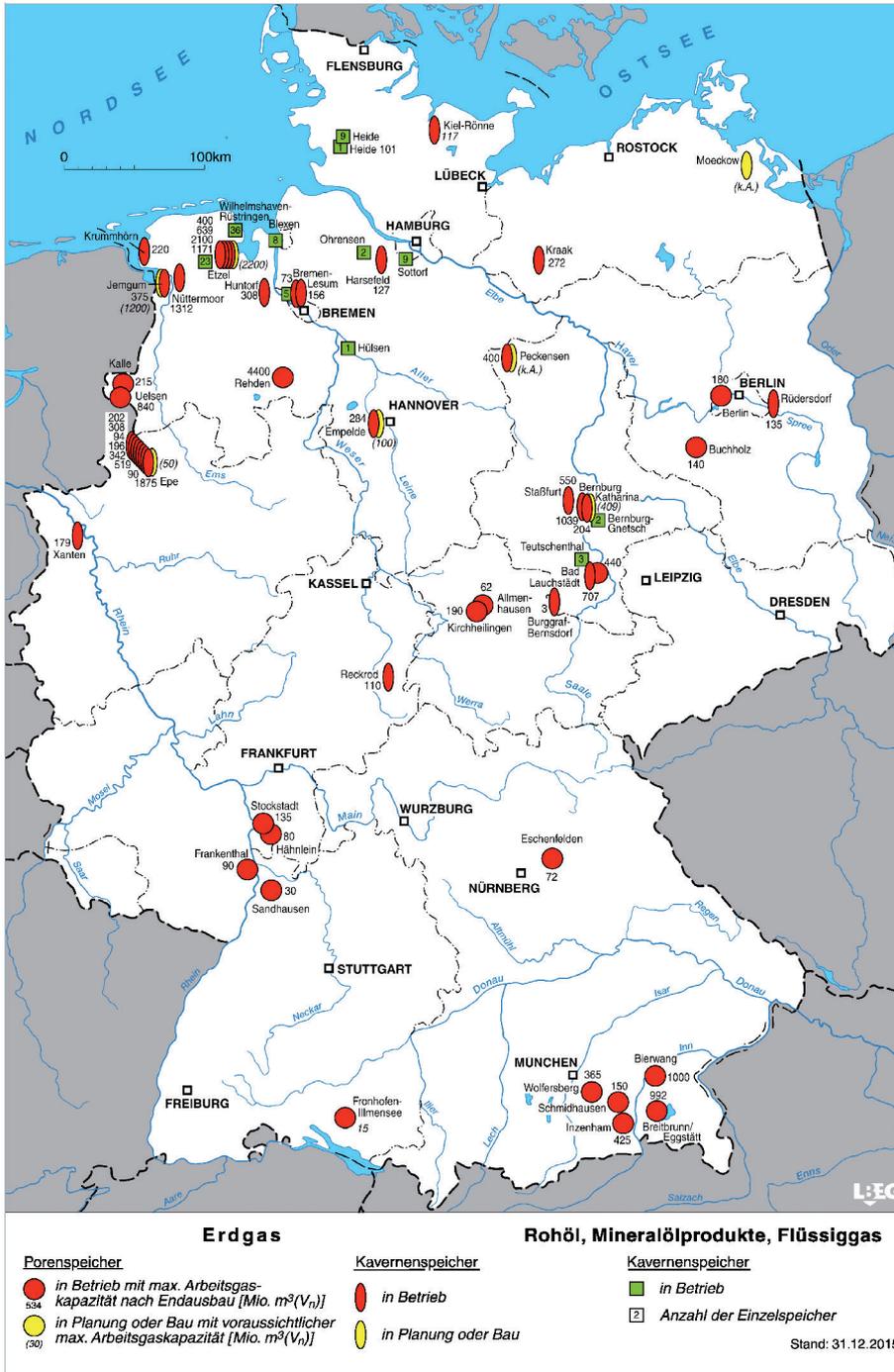
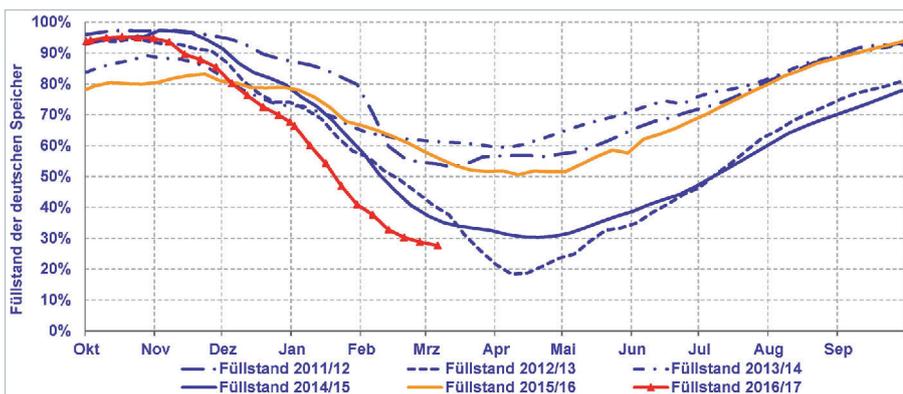


Bild 5 Erdgas-Untertagespeicher in Deutschland (Quelle: LBEG).



se hohen Ausspeicherung von etwa 60 TWh bereits bis zum Ende des Jahres [19] (Bild 6).

Verfügbarkeit, Versorgungssicherheit und Speicherreserve

Die weltweiten Reserven und Ressourcen an Erdgas wurden in den letzten Jahren weiter nach oben korrigiert. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) geht derzeit von weltweiten Reserven an Erdgas von 197 Bill. m³ und von Ressourcen in Höhe von 652 Bill. m³ aus (Bild 7) [20]. Zusätzlich werden Ressourcen in Form von Aquiferogas (24 Bill. m³) und von Gashydraten (184 Bill. m³) anhand von globalen Abschätzungen angegeben. Hierzu stehen jedoch kaum regionscharfe Detailuntersuchungen zur Verfügung. Außerdem ist die Gewinnung von Gashydraten nur mit sehr großem technischem Aufwand zu bewerkstelligen. Insgesamt sind auch bei einer erwarteten signifikanten Steigerung des weltweiten Erdgasverbrauchs keine Verknappung beziehungsweise stark steigende Erdgaspreise zu erwarten.

Für Deutschland hat die BGR die technisch gewinnbaren Schiefergasressourcen mit 320 bis 2 030 Mrd. m³ in einer Tiefenlage von 1 000 bis 5 000 m beziffert. Bei zusätzlicher Berücksichtigung der Vorkommen in 500 bis 1 000 m erhöhen sich die Ressourcen auf 380 bis 2 340 Mrd. m³ [21]. Mit den am 11. Februar 2017 in Kraft getretenen gesetzlichen Regelungen wurden weitreichende Verbote für unkonventionelles Fracking und Einschränkungen für die Anwendung von konventionellem Fracking erlassen, das bereits seit den 1960er-Jahren in Deutschland eingesetzt wird.

Zur Erhöhung der Versorgungssicherheit gab es im vergangenen Jahr neue Anstrengungen auf der Ebene der EU. Im Februar 2016 wurde eine Strategie zum Gasmarkt mit Maßnahmen zur Umsetzung der Energieunion (Winterpaket) vorgestellt. Grundsätzlich (und positiv für Erdgas) stellt die EU fest, dass Gas bei der Entwicklung eines Europas mit geringeren CO₂-Emissionen eine wichtige Rolle spielt und dass der Gasverbrauch bis 2035 zumindest stabil bleiben soll. Laut Kommission können die Energie- und Klimaziele der EU allerdings auch einen weiteren Verbrauchsrückgang bewirken. Hier zeigt sich, dass die Vorstellungen der Kommission in den Bereichen Klimaschutz und Versorgungssicherheit nicht zwangsläufig konsistent sind.

Bild 6 Entwicklung der Speicherfüllstände in Deutschland 2011/12 bis 2016/17.

Bild 7 Weltweite Erdgasressourcen und -reserven (ohne Aquifer gas und Gashydrate; Quelle: BGR).

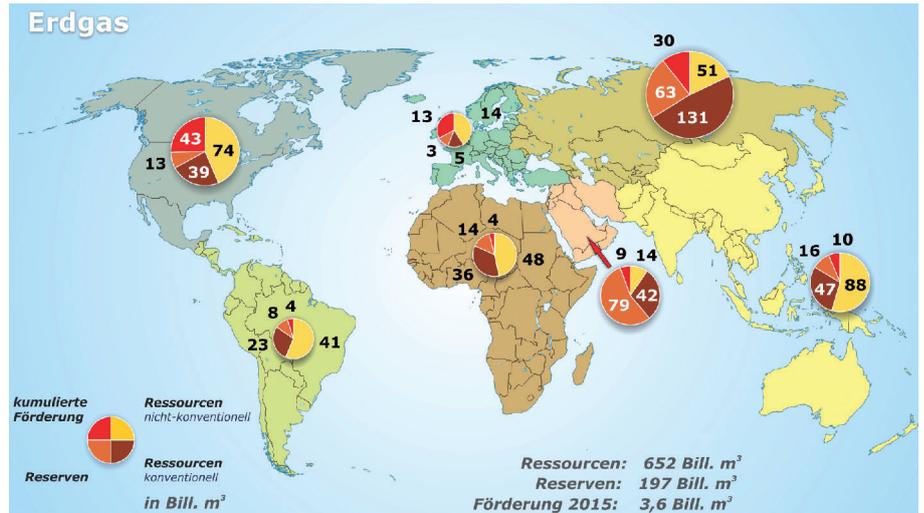
Ausgangspunkt der Strategie ist die steigende Abhängigkeit der EU von Erdgaslieferungen aus dem Ausland. Diese nimmt aufgrund der rückläufigen Eigenproduktion weiter zu. Weitere wichtige Faktoren sind Unterschiede bei den Gaspreisen (tendenziell in Osteuropa höher) und bei der Abhängigkeit einzelner Länder von einzelnen Gaslieferanten. Das Paket besteht aus vier Teilen die derzeit diskutiert werden:

- Änderung der Verordnung über die Gasversorgungssicherheit (SoS) zur Verhinderung von Gaskrisen und zur Versorgung geschützter Kunden (Privathaushalte, kleine und mittlere Unternehmen und grundlegende soziale Dienste). Über einen mehrstufigen Ansatz soll Versorgungssicherheit zuerst durch Unternehmen, dann durch den Mitgliedsstaat und schließlich durch regionale Notfallpläne sichergestellt werden. Nach diesem Plan würde Deutschland gemeinsam mit Tschechien, Polen und der Slowakei eine Region bilden. Dieser Ansatz ist allerdings umstritten und wurde durch die EU-Energieminister durch einen neuen Vorschlag ersetzt. Demnach sollen die Gruppen nicht fest, sondern je nach Risikolage neu zusammengesetzt werden und Ausgleichsmechanismen für Solidaritätsleistungen entwickelt werden, um einen Missbrauch der solidarischen Absicherung zu vermeiden.

- Transparenz und Einsicht in bestimmte zwischenstaatliche Gasliefer- und Infrastrukturverträge, um die Übereinstimmung mit EU-Recht zu gewährleisten. Dies soll verhindern, dass diese Abkommen bei einem fortschreitenden Zusammenwachsen der Energiemärkte die Versorgungssicherheit gefährden. Auch dieser Punkt ist unter den zuständigen Ministern umstritten.

- Die Wärme- und Kältestrategie für Gebäude und industrielle Prozesse soll eine zentrale Rolle bei der Senkung der CO₂-Emissionen spielen. Dieser Teil des Pakets spricht die Entwicklung der zukünftigen Gasnachfrage in der EU direkt an und zielt darauf ab, die Energieeffizienz und der Anteil der erneuerbaren Energien deutlich zu steigern. Langfristiges Ziel ist eine vollständige Dekarbonisierung des Gebäudebestands und eine weitgehende Dekarbonisierung der industriellen Prozesse bis 2050.

- Ausbau der Infrastruktur, um Speicher und LNG-Regasifizierungsterminals opti-



mal in das bestehende Netz einzubinden. Alle Mitgliedsstaaten sollen Zugang zum wachsenden LNG-Angebot und diversifizierten Versorgungsquellen erhalten, um über die zum Teil noch auszubauende Infrastruktur des gemeinsamen Erdgasbinnenmarktes die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Zudem ist eine engere Zusammenarbeit mit LNG-Exporteuren und Importeuren vorgesehen, um den freien Handel mit LNG zu gewährleisten. In Bezug auf Speicher sieht die Kommission ausreichende Kapazitäten innerhalb der EU. Diese sind allerdings ungleichmäßig verteilt und es bedarf einer verbesserten Kooperation zwischen Speichern, Transportinfrastruktur, Lieferanten und Verbrauchern [22; 23].

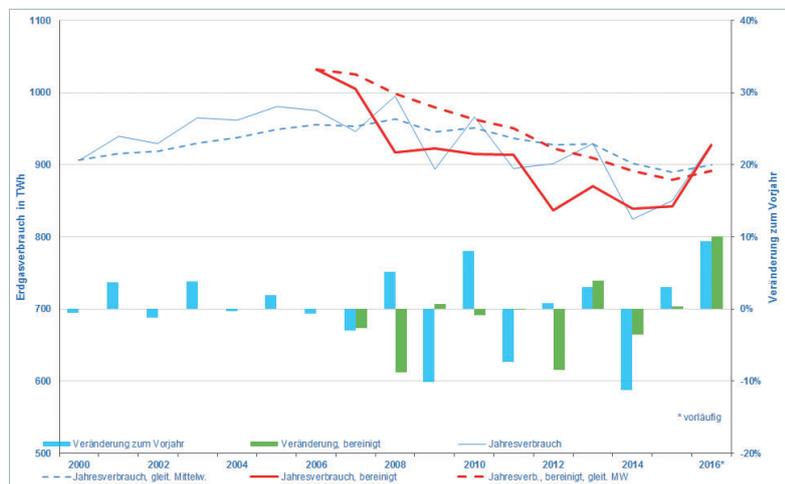
Gasnetze

Gemäß §63 EnWG gibt die BNetzA jährlich einen gemeinsamen Monitoringbericht für die Netze des deutschen Energiemarktes heraus. Zur Sicherstellung der Markttransparenz sind die Netzbetreiber zur Abgabe der Daten verpflichtet. Für die folgenden Analysen wird auf den Monito-

ringbericht 2016 mit den Ergebnissen für das Jahr 2015 zurückgegriffen [24]. In ausgewählten Fällen werden aktuellere Zahlen der BDEW-Statistik [25], der Arbeitsgemeinschaft für Energiebilanzen AGEB [13] sowie des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Bafa) verwendet.

Der Erdgasverbrauch im deutschen Erdgasnetz hat sich in den vergangenen Jahren positiv entwickelt. Einige der Hintergründe wurden bereits im Abschnitt „Entwicklung des Energie- und Gasmarktes in Deutschland“ (Bild 2) erläutert. Deutlich wird dies in der langjährigen Verbrauchstatistik des BDEW (Bild 8). Seit 2006 liegen auch die um Temperatur, Schalttage und fluktuierenden Brennstoffeinsatz in Kraftwerken bereinigten Daten vor. Damit zeigt sich erstmals eine Trendumkehr auch im gleitenden Mittelwert der Daten. Bundesnetzagentur [24] und Bafa [26] weisen in ihren Statistiken zwar höhere Werte auf, aber der Trend wird bestätigt.

Die Transitmengen beziehungsweise der Export an Erdgas durch das deutsche Erd-



gasnetz ist nicht unerheblich. Im Jahr 2016 ist der Transit wieder auf das langjähri-

Bild 8 Erdgasverbrauch in Deutschland, real und bereinigt (Quelle: DBI nach [25], Stand: Februar 2017).

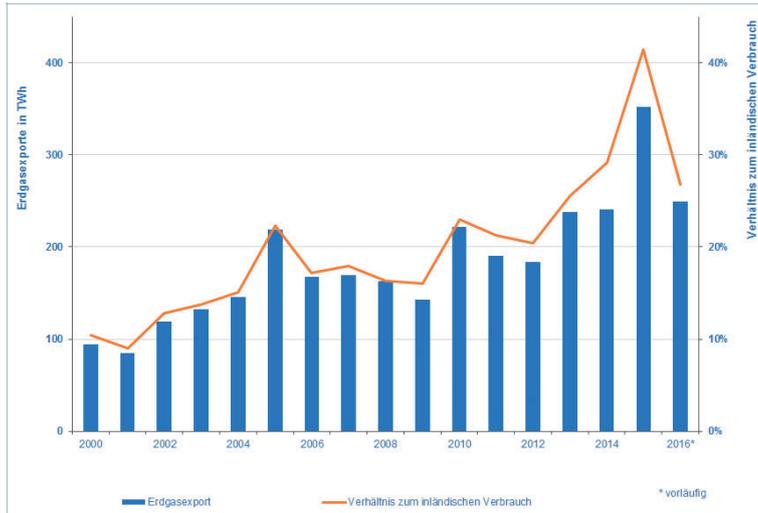
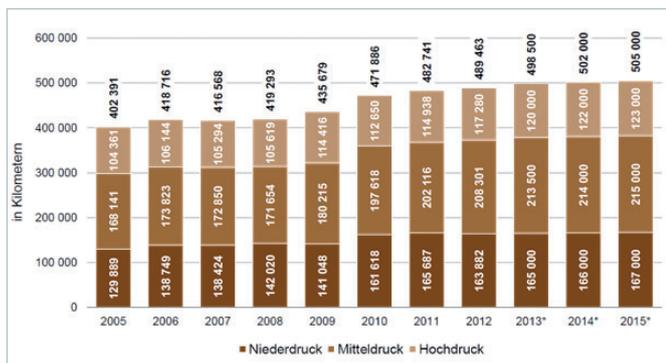


Bild 9 Entwicklung der Erdgasexportmengen im deutschen Erdgastransportnetz (Quelle: DBI nach [25]).

ge Mittel zurückgegangen, nachdem er im vergangenen Jahr eine deutliche Spitze erreicht hatte. Der Erdgas-Export erreicht derzeit etwa 27 % des deutschen Inlandsverbrauchs (Bild 9). Damit übernimmt Deutschland im europäischen Energieverbund eine zunehmend wichtige Rolle als Erdgaslieferknoten.

Dies macht sich auch im Ausbau des deutschen Erdgasnetzes bemerkbar. Die im vergangenen Jahr 16 aktiven Ferngasnetzbetreiber in Deutschland haben der BNetzA für 2015 eine Hochdrucknetzlänge von 37 809 km gemeldet. Die Verteilnetzbetreiber (669 von 715) haben eine Leitungslänge von 489 585 km in allen Druckbereichen gemeldet. Die Gasnetzbetreiber bedienen damit insgesamt rund 14,12 Millionen Letztverbraucher in Deutschland davon sind etwa 12,39 Millionen (rund 88 %) als Haushaltskunden einzustufen. Diese machen aber nur 46 % des Erdgasverbrauches aus [13]. Die Statistik des BDEW als langjähriger Beobachter des Gasmarktes führt eine von der BNetzA abweichende Statistik nach Druckniveau. Sie weist wie auch in den vergangenen Jahren eine positive Entwicklung des



deutschen Erdgasnetzes aus (Bild 10). Für den Erhalt des Erdgasnetzes haben die Netzbetreiber im Jahr 2015 insgesamt 1,61 Mrd. € investiert. Der überwiegende Teil mit rund 1,11

Mrd. € entfiel dabei auf die Verteilnetzbetreiber.

Die Versorgungssicherheit im deutschen Erdgasnetz liegt nach wie vor auf einem sehr hohen Niveau. Monitoringbericht 2015 der BNetzA weist einen SAID-Index (System Average Interruption Duration Index) von 1,70 min/a aus [13]. Zu rund 55 % waren davon Haushaltskunden und Kleinverbraucher betroffen. Der SAID-Index gibt die durchschnittliche Dauer der Unterbrechungen der Gasversorgung von Letztverbrauchern innerhalb eines Jahres an. Ausgenommen sind Naturkatastrophen und geplante Unterbrechungen.

Die Netzentgelte der deutschen Netzbetreiber inklusive der Abrechnung, Messung und dem Messstellenbetrieb sind in den vergangenen Jahren trotz zahlreicher Maßnahmen zur Kostensenkung gestiegen. Stichtag des Monitoringberichtes ist jeweils der 1. April eines Jahres. Im Jahr 2016 waren es für Haushaltskunden 1,5 Ct/kWh (netto), bei Gewerbekunden (bis 116 MWh) 1,25 Ct/kWh und bei Industriekunden etwa 0,29 Ct/kWh. Der Beitrag der Haushaltskunden beträgt damit 26,5 %, etwa 20 % bei Gewerbekunden und rund 9 % bei Industriekunden [13].

Der weitere Ausbau des deutschen Transportnetzes wird vor allem im Netzentwicklungsplan (NEP) festgehalten und durch die BNetzA genehmigt. Grundlage für den jährlich aktualisier-

Bild 10 Gasnetzentwicklung in Deutschland [25] (Stand: März 2016).

ten NEP ist der Szenariorahmen, der üblicher Weise im Jahr zuvor zwischen den Netzbetreibern, den Bedarfsträgern und der BNetzA abgestimmt wird. Für die laufende Genehmigungsperiode des NEPGas 2016 ist der Entwurf Szenariorahmen pünktlich Ende Juli 2015 für den Konsultationsprozess veröffentlicht worden. Wesentliche Diskussionspunkte mit der BNetzA waren die Prognosen für die Zeit nach dem Atomausstieg sowie die Leistungsbilanzen der Gebiete der L-H-Gas-Marktraumumstellung. Bedingt durch die geringe Gasnachfrage auf Seiten von Kraftwerksbetreibern und -planern sahen die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) Gas eine Absenkung des Gasbedarfes für die zweite Hälfte der zehnjährigen Genehmigungsperiode. Darüber hinaus bestanden Unsicherheiten über die Bestimmung der Speicherleistungen von umgestellten L-Gas-Speichern. Die Folge waren neue Hausaufgaben für den FNB Gas. Parallel zu dem Konsultationsprozess lief das Änderungsverlangen der BNetzA für den NEPGas 2015, das ebenfalls Änderungen wegen der Marktraumumstellung forderte. Trotz anfänglicher Differenzen konnte der Szenariorahmen mit zusätzlichen Anpassungen und ergänzenden Erläuterungen Mitte Dezember 2015 durch die BNetzA bestätigt werden [27]. Die Erarbeitung des NEP 2016 folgte dann nach dem üblichen Konsultationsverfahren. Zunächst durch die Veröffentlichung des Entwurfs am 15. Februar 2016 durch den FNB Gas, dem Informationsworkshop am 25. Februar 2016 vor den Vertretern der Wertschöpfungsketten und der anschließenden Überarbeitung des Entwurfs unter Berücksichtigung der Stellungnahmen aller Beteiligten. Besonderes Anliegen sowohl der FNB Gas als auch der BNetzA war ein transparentes Vorgehen bei der Ermittlung des Ausbaubedarfes. Dazu hat der FNB Gas erstmals die wesentlichen Details zu den genutzten Kennzahlen und den geplanten Maßnahmen im Internet (www.nep-gas-datenbank.de) veröffentlicht. Der finale Entwurf wurde dann zum 1. April 2016 an die BNetzA übergeben.

Aufgrund einer Änderung des Szenariorahmens auf Anforderung der BNetzA musste dann allerdings eine Ergänzung vorgenommen werden. Hintergrund war eine gerichtliche Auseinandersetzung zur Berücksichtigung zusätzlicher süddeutscher Gaskraftwerke. Dadurch ergab sich eine deutliche Verzögerung. Der zweite Konsultationsentwurf wurde dann erst am 27. Februar 2017 vorgelegt [28]. Damit

liegt bis zum Redaktionsschluss noch kein genehmigter NEPGas 2016 vor. In Folge dessen wird die nächste Genehmigungsperiode ausgesetzt. Im aktuellen Entwurf ist nunmehr eine Vielzahl von Rahmenbedingungen berücksichtigt, zum Beispiel eine Analyse historischer Unterbrechungen der Versorgung, die ausführlichen Mengen- und Leistungsbilanzen für L- und H-Gas-Gebiete während der L-H-Marktraumumstellung und damit auch eine ausführliche Analyse der Versorgungssicherheit. Insgesamt wurden für die neue Zehn-Jahres-Periode bis zum Jahr 2026 insgesamt 122 Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von 4,5 Mrd. € vorgeschlagen. Dazu gehören rund 643 km neue Leitungen sowie etwa 530 MW zusätzliche Verdichterleistung. Wesentliche Maßnahmen im Umfang von 3,6 Mrd. € sollen bereits bis 2022 geleistet werden. Die gesamten Maßnahmen bedeuten gegenüber dem letzten NEPGas 2015 noch einmal eine deutliche Steigerung der Investitionen. Darüber hinaus wurden wichtige Innovationspotenziale für das Fernleitungsnetz herausgestellt. Dazu gehören die Power-to-Gas (PtG)-Technologie, flexible Nutzung elektrischer Energie für die Verdichtung, die Kopplung von Strom- und Gasversorgung aber auch die Nutzung von LNG. Der FNBGas hat damit ein klares Bekenntnis für die Zukunft der Gasversorgung abgegeben [28].

Die Marktraumumstellung der L-Gas-Gebiete stellt nicht nur für die FNB sondern insbesondere für die Verteilnetzbetreiber (VNB) eine Herausforderung dar. Die Anpassung der Gaskunden hat im Jahr 2015 begonnen. Sie erfolgt in zwei Schritten: der Erhebung der Gasgeräte und Anlagen sowie der eigentlichen Anpassung. Beide Schritte werden begleitet durch eine umfassende Projektsteuerung und Qualitätskontrolle. Im Jahr 2016 haben die ersten großen Projekte mit der Erhebung gestartet. Mit dem kommenden Jahr werden diese Projekte in die Anpassung überführt. Diese Entwicklung hat dazu geführt, dass zahlreiche Unternehmen diesen Markt für sich erkannt haben. Mit dem Ende des Jahres 2016 waren 18 Unternehmen nach DVGW G 276-B1 zertifiziert und haben sich an Ausschreibungen für die Marktraumumstellung beteiligt [13].

Mit der Ausförderung der L-Gas-Quellen in den Niederlanden und Deutschland, der Liberalisierung des Gasmarktes und der globalen Entwicklung der Erdgasförderung geht eine langfristige Verände-

Bild 11 Identifizierte Regionen mit abgrenzbaren Netzgebieten, Hauptflussrichtungen der importierten Erdgase sowie der Grenzübergangspunkte und Untergrundgasspeicher [29].

rung der Gasbeschaffenheit einher. Diese Entwicklung trat während der Harmonisierungsbestrebungen der Europäischen Union seit 2014 für Erdgas H offen zutage. Erstmals wurden die Unterschiede der Gasbeschaffenheit in den Mitgliedsstaaten diskutiert. Der DVGW hat in diesem Zusammenhang in Deutschland eine Initiative initiiert, in der alle Marktpartner eingebunden wurden, um die Herausforderungen sowohl von Seiten der Gasversorger als auch der Gasverbraucher zu adressieren. Ziel der Initiative ist die Entwicklung einer gemeinsamen Strategie zum Umgang mit zukünftigen Schwankungen der Gasbeschaffenheit. In einem ersten Schritt wurde dazu der deutsche Gasmarkt analysiert. Dazu gehörte eine Analyse historischer Gasbeschaffenheitsschwankungen und der Einstell- und Wartungspraxis an den Gasgeräten und -anlagen bei den Gasverbrauchern. Im Rahmen des Projektes wurden erstmals Gasbeschaffenheitsschwankungen regional aufgelöst und spezifiziert (Bild 11) [29].

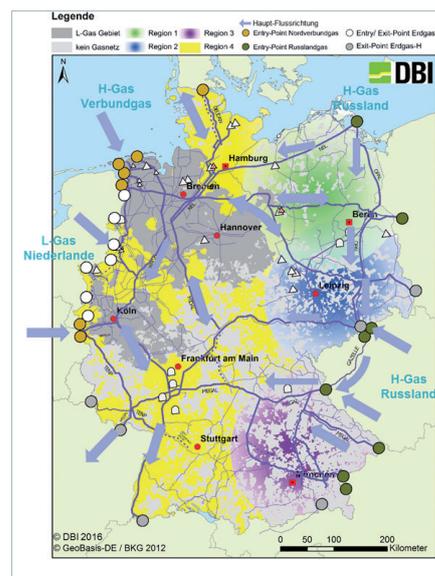
Gebäudeenergieversorgung

Gasheizungsmarkt

In Deutschland erreichte der Energieverbrauch im Jahr 2016 mit 13 427 PJ gegenüber dem Vorjahr 2015 eine Zunahme von 1,6 %, bereits im Jahr 2015 ist er gegenüber dem Vorjahr um 1,3 % angestiegen [30]. Ausschlaggebend für den kontinuierlichen Energieverbrauchsanstieg der letzten Jahre ist eine anhaltend positive wirtschaftliche Entwicklung und ein leichter Anstieg der Bevölkerungszahlen. Auch die gegenüber dem Vorjahr kältere Witterung und das Schaltjahr 2016 tragen zu dem Verbrauchsanstieg bei. Nach Berechnungen der AG Energiebilanzen ist auch eine Verbrauchsminderung zu verzeichnen, die auf weitere Verbesserungen bei der Energieeffizienz beruht.

Der Anstieg des Energieverbrauchs inklusive des Heizenergieverbrauchs im Jahr 2016 führte zu einem Anstieg des Erdgasverbrauchs um 10,2 % auf

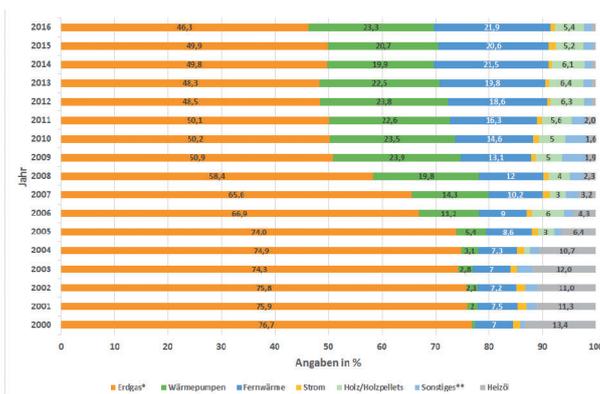
Bild 12 Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau in Deutschland von 2000 bis September 2016 (* einschließlich Bioerdgas, ** bis 2003 einschließlich Holz/ Pellets).



936,6 Mrd. kWh. Der Absatz von leichtem Heizöl ging um 3,1 % zurück auf 15,6 Mio t. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Verbrauch in Haushalten und im GHD-Bereich legte bei Solarenergie, Geothermie und Biomasse insgesamt um rund 5 % auf 425 PJ zu [31; 32].

Das Statistische Bundesamt (Destatis) teilte in seiner Pressemitteilung vom 19. Januar 2017 mit, dass von Januar bis November 2016 in Deutschland der Bau von insgesamt 340 000 Wohnungen genehmigt wurde, das waren 23,0 % oder rund 63 600 Baugenehmigungen für Wohnungen mehr als in den ersten elf Monaten 2015 und bereits 8,5 % oder rund 26 700 genehmigte Wohnungen mehr als im gesamten Jahr 2015. Dieser starke Zuwachs von 27,4 % beziehungsweise 33 500 Wohnungen zeigte sich vor allem in Mehrfamilienhäusern. Die Anzahl genehmigter Wohnungen in Zweifamilienhäusern stieg um 13,8 % beziehungsweise 2 500 Wohnungen und in Einfamilienhäusern nur um 0,9 % beziehungsweise 800 Wohnungen [33].

Bild 12 zeigt die Heizungsstruktur im Neubau für die Jahre 2000 bis September



Der Deutsche Heizungsmarkt 2016	[%]	[Stück]
Gesamtmarkt Wärmerezeuger	-2	693 500
Wärmerezeuger (Gas/Öl)	-4	598 500
Gas-Brennwerttechnik	4	456 500
Gas-NT-Technik	-31	71 000
Öl-Brennwerttechnik	12	67 000
Öl-NT-Technik	-81	4 000
Biomassekessel	-4	28 500
Scheitholz	-4	13 000
Pellets	-4	12 500
Hackschnitzel	-3	3 000
Wärmepumpen (Heizung)	17	66 500
Luft-Wasser	15	46 000
Sole-Wasser	29	15 500
Wasser-Wasser und Sonstige	20	5 000

2016. Der Anteil der mit Erdgas (einschließlich Bioerdgas) betriebenen Heizungssysteme ist weiterhin etwas rückläufig und kommt im September 2016 auf 46,3 %, bildet damit aber die größte Gruppe der Heizungssysteme. Die Wärmepumpen – überwiegend elektrisch betrieben – haben weiterhin leicht zugelegt auf einen Anteil von 23,3 % und sind mit Fernwärme mit 21,9 % in etwa gleich auf. Die Beheizung mit Erdgas, Wärmepumpen und mit Fernwärme dominieren den Neubausektor, Stromdirektheizungen und Heizölsysteme spielen faktisch keine nennenswerte Rolle.

Im deutschen Wärmemarkt sind Geräte mit Gas-Brennwerttechnik mit Abstand die Spitzenreiter. Der Absatz von Gas-Brennwertkesseln stieg im Jahr 2016 nochmals gegenüber dem Jahr 2015 um 4 % auf 456 000 Stück an, wie in **Tabelle 1** dargestellt.

Die häufig mit Gas-Brennwertkesseln genutzte Einkopplung von erneuerbaren Energien mit Solarthermianlagen, wie vom Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG) gefordert, war rückläufig. Der Zubau von thermischen Solaranlagen ging bezogen auf die Fläche um 8 % auf 0,74 Mio. m² und damit auf rund 93 000 installierte Anlagen zurück [34]. Gas-Niedertemperaturgeräte hatten einen Anteil von über 10 % am Gesamtabsatz 2016, Öl-Brennwertgeräte waren mit knapp 10 % vertreten und Öl-Niedertemperaturgeräte blieben unter der 1 %-Marke [35]. Die Zahl der abgesetzten Wärmepumpen stieg gegenüber dem Vorjahr um 17 % auf 66 500 verkaufte Einheiten an, davon 20 700 Erdreich-Wärmepumpen und 45 800 Luft-Wasser-Wärmepumpen. Der Anteil der Warmwasser-Wärmepumpen blieb mit 12 500 verkauften Einheiten konstant. Biomassekessel hatten einen Rückgang von 8 % zu verzeichnen

Tabelle 1 Marktentwicklung der Wärmerezeuger in Deutschland 2016 gegenüber 2015 (Quelle: BDH).

und lagen bei einem Anteil von rund 10 %.

Energieeinsparverordnung EnEV

Die Energieeinsparverordnung regelt bautechnische und energetische Mindestanforderungen für Neubauten

von Wohn- und Nichtwohngebäuden, bautechnische und energetische Mindestanforderungen für einen Umbau, eine Modernisierung, einen Ausbau oder eine Erweiterung eines bestehenden Gebäudes und die energetischen Mindestanforderungen für Heizungs-, Klima- und Belüftungsanlagen sowie für die Warmwasserversorgung. Die Hauptanforderungsgrößen der Energieeinsparverordnung ist der Jahresprimärenergiebedarf, also die Energiemenge, die zur Deckung des Jahres-Heizenergiebedarfs und für den Warmwasserbedarf benötigt wird sowie die Verluste bei der Gewinnung, Umwandlung und Verteilung des jeweiligen Brennstoffes außerhalb der Systemgrenze Gebäude.

Die Umrechnung von Endenergiebedarf auf Primärenergiebedarf erfolgt über den Primärenergiefaktor, damit ist der nicht erneuerbare Anteil an der jeweiligen genutzten Primärenergie gemeint, festgelegt in der DIN V 18599 und in der EnEV. Dadurch wird der Primärenergiefaktor zu einer wesentlichen Steuergröße für den Energieträger und die Anlagentechnik. Niedrige Primärenergiefaktoren lassen damit auch weniger effiziente Anlagentechnik zu. Diejenigen Anteile am Energiebedarf des Gebäudes, die zum Beispiel über Umweltenergie wie Solarenergie gedeckt werden, gehen nicht in den Jahresprimärenergiebedarf ein.

Der Primärenergiefaktor ist eine rein energetische Bilanzierung und bezieht Treibhausgasemissionen, Verfügbarkeit, Ressourcen usw. nicht mit ein. Auf europäischer Ebene laufen Bestrebungen, einen europäischen Primärenergiefaktor zu definieren und für nationale Anwendungen zu übernehmen. In Deutschland sind umfangreiche Bemühungen gestartet worden, den Primärenergiefaktor und seine Ermittlung objektiver hinsichtlich der

Wirksamkeit auf Klimaeinflüsse anzupassen. DVGW und Zukunft Erdgas haben dazu Studien erstellen lassen [36; 37].

Die energetischen Anforderungen an neu zu errichtende Gebäude ist zum 1. Januar 2016 dahingehend verschärft worden, diese so auszuführen, dass der Jahres-Primärenergiebedarf für Heizung, Warmwasserbereitung, Lüftung und Kühlung nur noch 75 statt 100 % des Wertes des Jahres-Primärenergiebedarfs eines Referenzgebäudes gleicher Geometrie, Gebäudenutzfläche und Ausrichtung nach Werten der EnEV nicht überschreitet.

Photovoltaik und Elektrowärmepumpen

Neben der EnEV sind die Anforderungen des Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetzes EEWärmeG mit dem verpflichtenden Einsatz von erneuerbaren Energien zur Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden einzuhalten. Wärmeversorgungskonzepte in Wohngebäuden und Nichtwohngebäuden lassen sich folglich nur umsetzen, wenn sie den Anforderungen des EEWärmeG und der EnEV gerecht werden. Das novellierte EEG fördert den Eigenverbrauch von Strom, wenn dieser im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit dem Gebäude erzeugt wird. Die Energieeinsparverordnung ließ schon in der Fassung EnEV 2009 eine Anrechnung von Photovoltaik (PV)-Strom zu. In der derzeit gültigen EnEV-Fassung ist dieses noch weiter beschrieben und mit einem Regelwerk untermauert worden. Damit wird die Attraktivität von Elektrowärmepumpen weiter erhöht, was sich auch in den bereits genannten Absatzzahlen widerspiegelt. Elektrowärmepumpen mit Speicher und Heizstab eröffnen auch die Möglichkeit, Überschussstrom als Power-to-Heat zu nutzen.

Der Solarstrom legt weltweit zwar kräftig zu, jedoch verharrt der PV-Ausbau in Deutschland auf relativ niedrigem Niveau. Im Jahr 2016 wurden 1,53 GW (peak) PV-Kapazität neu installiert, das entspricht etwa 52 000 Anlagen [38].

Hybridsysteme

Bei Hybridsystemen zum Heizen sind zwei unabhängige Wärmerezeuger in einer Einheit verbunden. Ein Gas-Brennwertkessel wird mit einer Elektrowärmepumpe kombiniert. Die Elektrowärmepumpe koppelt erneuerbare Energie aus der Luft oder dem Erdreich in das System ein. Zum effizienten Betrieb der Hybridsysteme trägt vor allem die Regelung bei. Sie ermittelt anhand verschiedener Vor-



Bild 13 Hybridsystem geotherm & Gasheizung.



Bild 14 Viessmann-Hybridsystem Vitocal 250-S.

gaben die optimale Betriebsweise der Anlage bei der Erzeugung von Heizungswärme und bei der Warmwassererwärmung. Je nach Ausgangslage kann nur der Brennwertkessel oder die Elektrowärmepumpe in Betrieb sein.

Sind beide Anlagenteile in Betrieb, ermittelt die Regelung eigenständig den Bivalenzpunkt und legt damit die anteilige Wärmeerzeugung fest. In der Regelung sind Nutzeroptionen hinterlegt, die einen Betrieb mit Priorität auf Energiepreisen, CO₂-Emissionen, Eigenstromnutzung, Energieeffizienz oder Wärmebedarf abfahren.

Vaillant bietet dazu das Hybridsystem „geotherm“ & Gasheizung an, einer Kombination aus der wandhängenden Wärmepumpe geotherm mit 3 kW Leistung und einem ebenfalls wandhängenden Gas-Heizgerät (Bild 13). Das Hybrid-Management übernimmt dabei der Systemregler „multimatic 700“, der anhand der Außentemperatur, der benötigten Vorlauf-temperatur und der Preise von Strom und Gas den günstigsten Betrieb einstellt [39]. Viessmann stellt ebenfalls Gas-Brennwertgeräte und Elektrowärmepumpen zu Hybridsystemen zusammen und setzt den Energiemanager Hybrid Pro Control ein, der bei der Ermittlung der

Bild: Vaillant

Bild: Viessmann

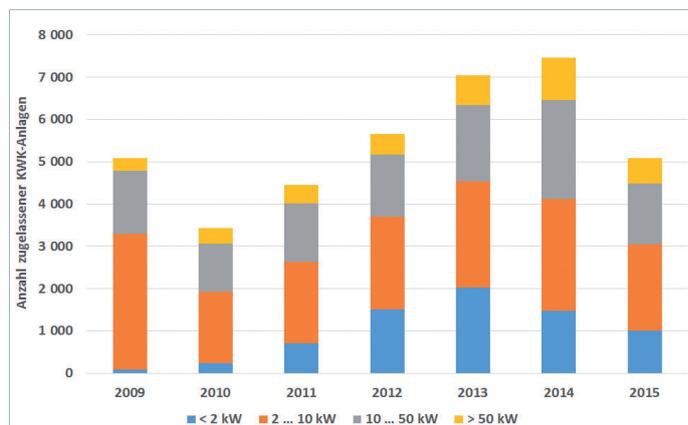
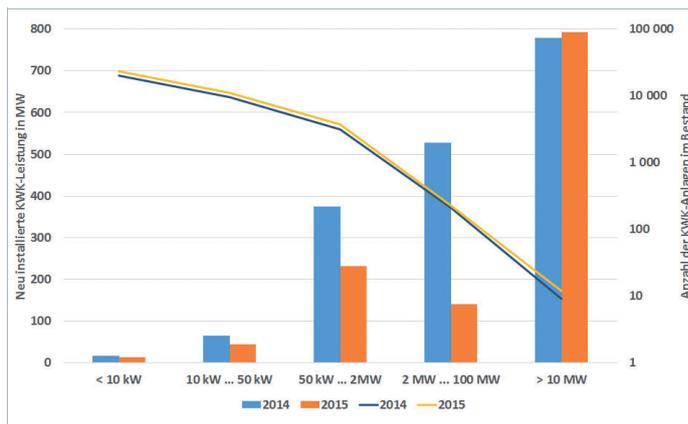


Bild 16 Absatzentwicklung von BHKW in Deutschland [43].

Bild 15 KWK-Leistungszubau und Anlagenbestand in Deutschland 2014 und 2015 [43].

KWK schafft hier die Verbindung zum Strommarkt und bietet über virtuelle Kraftwerke und alternative Geschäftsmodelle weiteren Innovationsraum für eine effizientere und ökologischere Versorgung mit Wärme und Strom. Neben Erd- und Biogas stellt der Einsatz synthetischer Gase aus EE-Strom zukünftig eine weitere Möglichkeit zur CO₂-neutralen KWK-Energiebereitstellung dar. Auf diese Weise unterstützt KWK die energetische Sektorenkopplung der Strom-, Wärme-

und Gasnetze und die sektorenübergreifende Integration erneuerbarer Energien. Das vielfältige Leistungsspektrum der KWK ist darüber hinaus zur Kopplung der Verbrauchssektoren Wohnen, GHD und Industrie geeignet (Bilder 15 und 16).

KWK in der Gebäudeenergieversorgung

Die Kraft-Wärme-Kopplung ist, wie Solarthermie in Kombination mit Brennwerttechnologie oder Geothermie in Verbindung mit Gaswärmepumpen, eine der so genannten Gas-plus-Technologien. Der Begriff „Gas-plus“ steht dabei für die Integration von erneuerbaren Energien wie Umweltwärme, Solarthermie oder Biogas beziehungsweise die gleichzeitige dezentrale Bereitstellung von Wärme und Strom. All diese innovativen Technologien sind hoch effizient und können ein Anwendungsportfolio vom Einfamilienhaus über Mehrfamilienhäuser bis in den Gewerbe-Handel-Dienstleistungs (GHD)-Sektor mit unterschiedlichen Wärme-standards bedienen. Da die Sanierungs- und Modernisierungsquoten im unteren einstelligen Prozentbereich liegen [41] und noch immer sehr viele Geräte im Feld älter als 20 Jahre sind [42], wird deutlich, dass hier ein erhebliches Effizienzpotenzial gehoben werden kann. Entsprechend hoch ist das CO₂-Minderungspotenzial.

Durch diese strukturelle Sektorenkopplung kann KWK zur Erschließung weiterer Effizienzpotenziale und zur Reduktion der CO₂-Emissionen auf Quartiersebene beitragen. KWK-Systeme stellen im Zusammenhang mit neuen Betriebs- und Speicherstrategien eine systemdienliche Komponente der zukünftigen Energieversorgung dar.

Gesetzliche Rahmenbedingungen für KWK-Anlagen

Der Betrieb von KWK-Anlagen unterliegt in Deutschland einer Reihe von Verordnungen und Gesetzen, die regelmäßige Novellierungen durchlaufen. Die Intention des Gesetzgebers ist es, gezielte Anreize zu schaffen, um den Marktanteil der Energiebereitstellung aus KWK weiter zu steigern. Diese Maßnahmen stellen einen integralen Bestandteil des Aktionsplans der Bundesregierung zur Erreichung der selbstgesetzten Klimaschutzziele dar.

	Einspeisung in ein Netz der allgem. Versorgung	Objektversorgung ¹⁾	Stromkosten-intensive Unternehmen	Sonstiger Eigenverbrauch	
Elektrische Leistung	Stromvergütung nach KWKG 2016 in Ct/kWh				Förderdauer ²⁾ in VBH
≤ 50 kW	8	4	5,41	4	60 000
> 50 kW bis 100 kW	6	3	4	3	30 000
> 100 kW bis 250 kW	5	2	4	–	30 000
> 250 kW bis 2 MW	4,4	1,5	2,4	–	30 000
> 2 MW	3,1	1	1,8	–	30 000

¹⁾ Nur, wenn KWK-Strom an Letztverbraucher in einer Kundenanlage oder in einem geschlossenen Verteilernetz geliefert und hierfür die volle EEG-Umlage gezahlt wird.

²⁾ Förderdauer für fabrikneue KWK-Anlagen. Förderdauer reduziert sich bei Modernisierung und Nachrüstung.

Tabelle 2 Zuschlagssätze für KWK-Strom nach KWKG 2016 (21. Dezember 2015) für neue KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich 1 MW und mehr als 50 MW und Aufnahme des Dauerbetriebs ab dem 1. Januar 2016 [44].

Die Förderung von KWK-Anlagen wird maßgeblich durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) bestimmt, das im Jahr 2015 überarbeitet wurde und am 1. Januar 2016 in Kraft getreten ist. Im vergangenen Jahr wurden im Zuge der beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission weitere Änderungen vorgenommen, wobei der Gesetzgeber die Situation nutzte, Änderungen in weiteren Gesetzen und Verordnungen vorzunehmen (zum Beispiel EEG). Diese wurden im „Gesetz zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenstromversorgung“ fixiert, das zum 1. Januar 2017 in Kraft getreten ist [44; 45].

Ziel der Änderungen seitens der EU-Kommission war es, die KWK-Förderung – wie die Förderung der erneuerbaren Energie – weiter an den Markt heranzuführen. Daraus ergaben sich inhaltlich zwei Schwerpunkte der Novellierung: die Einführung einer europaweiten Ausschreibung für Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 1 bis 50 MW und die Verschärfung der Anforderungen für eine Verringerung der KWK-Umlage [45].

Diese Maßnahmen wurden ergänzend zu der Neuordnung der Zuschlagssätze aufgenommen, was bereits im KWKG 2016 notifiziert wurde. Hiernach findet neben der Unterteilung in unterschiedliche Leistungsklassen eine weitere Zuordnung nach den folgenden vier Anwendungsfällen statt: Einspeisung in ein Netz der allgemeinen Versorgung, Objektversorgung, stromkostenintensive Unternehmen und sonstiger Eigenverbrauch. Die Vergütungszuschläge für KWK-Strom und die Förderdauer unterscheiden sich daher je nach Anwendungsfall und Anlagengröße (Tabelle 2) [44].

Dem Betreiber einer KWK-Anlage bieten sich neben dem KWKG verschiedene finanzielle Vorteile durch Steuerentlastungen, die im Energiesteuergesetz (EnergStG) und im Stromsteuergesetz

(StromStG) geregelt sind. Nach dem KWKG 2017 ist jedoch zu berücksichtigen, dass KWK-Anlagen, die nach dem Ausschreibungsverfahren gefördert werden, keinen Anspruch auf vermiedene Netznutzungsentgelte haben und sich der Zuschlag für Strom, der durch das Netz der allgemeinen Versorgung geleitet wird und von der Stromsteuer befreit ist, um die Höhe der pro Kilowattstunde gewährten Stromsteuerbefreiung verringert. Generell gilt nach KWKG 2017, dass die Eigenversorgung (Strom) durch hocheffiziente KWK-Anlagen mit 40 % der EEG-Umlage belastet wird [45].

Das EEG regelt allerdings nicht nur die Erhebung der EEG-Umlage für KWK-Anlagen. Es bietet für KWK-Anlagen, die ausschließlich mit erneuerbaren Energien (hier: Biomasse, Biogas, Biomethan, Deponiegas, Klärgas, Grubengas und Energie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie) betrieben werden, die Möglichkeit einer Förderung. Der KWK-Betreiber kann bei der EEG-Förderung zwischen den Vergütungsmodellen Einspeisebonus oder Marktprämienmodell wählen. Hierbei ist ein monatlicher Wechsel zwischen den Vergütungsmodellen möglich, wohin entgegen ein Wechsel zwischen einer KWKG- und EEG-Vergütung nur einmalig möglich ist [46].

Weitere nicht finanzielle Impulse für eine Erhöhung des KWK-Anlagenbestands werden von der Bundesregierung beispielsweise durch die Energieeinsparverordnung (EnEV) sowie das Erneuerbare-Energien-Wärme-gesetz (EEWärmeG) gegeben, die KWK als Ersatzmaßnahme zur Einhaltung von gesetzlichen Vorgaben erlaubt.

Im Zuge der novellierten „EU-Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden“ und, um die Komplexität der Gesetzeslage zu reduzieren, ist in diesem Jahr die Zusammenführung folgender Gesetze geplant: Energieeinsparungsge-

setz (EnEG), Energieeinsparverordnung (EnEV) und Erneuerbare-Energien-Wärme-gesetz (EEWärmeG). Der Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie und des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit zum „Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden“ (Gebäudeenergiegesetz, GEG) ist am 23. Januar 2017 erschienen. KWK soll demnach als Ersatzmaßnahme bestehen bleiben (§44 GEG). Eine für die Bewertung von KWK relevante Änderung im Rahmen des GEG wird die Neuordnung der Primärenergiefaktoren (PEF) für Brennstoffe, Strom und Wärme sein [47].

Die Änderung des gesetzlichen Rahmens ist bereits seit Längerem bekannt. Dementsprechend beabsichtigt die AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. eine Überarbeitung des Arbeitsblattes AGFW FW 309-1 zur energetische Bewertung von Fernwärme und zur Bestimmung spezifischer Primärenergiefaktoren von Wärme- und Kälteversorgungssystemen. Der Entwurf wurde mit dem Aufruf zur Stellungnahme im Februar 2017 veröffentlicht. Einsprüche wurden bis zum 30. April 2017 aufgenommen. Auch in diesem Regelwerk ist eine Neufassung der pauschalen Primärenergiefaktoren vorgesehen. Die aktuellen Ansätze des Entwurfs sind in den Tabellen 3 und 4 dargestellt. Für den Einsatz von KWK würde dies eine positive Entwicklung bedeuten, da der Pauschalwert von Wärme aus KWK-Anlagen von 0,7 auf 0,5 für beliebige Brennstoffe und auf 0,2 für erneuerbare Brennstoffe gesenkt wird. Jedoch nimmt der Wert des KWK-Stromes aufgrund des reduzierten PEF für Verbundnetzstrom ab. Inwieweit die diesjährigen gesetzlichen Änderungen den Ausbau und Betrieb von KWK-Anlagen beeinflussen, bleibt abzuwarten. [48].

Tabelle 3 Pauschal-faktoren für Wärme (Entwurf AGFW FW 309-1) [48; 49].

Energieträger		PEF alt (EnEV 2014)	PEF neu (FW 309-1)
Wärme	aus KWK-Anlagen	aus beliebigem Brennstoff	0,7
		aus erneuerbarem Brennstoff	0,2
	aus Kesseln	aus beliebigem Brennstoff	1,3
		aus fester Biomasse	–
	aus industrieller Abwärme	nur prozessbedingter Anteil	–
		fernwärme-und prozessbedingter Anteil	–
	aus thermischer Abfallbehandlung	mit KWK	–
		ohne KWK	–
aus umwandlungsfreier Umweltwärme	aus Solarstrahlung	1	
	aus Geothermie	1	

Erfahrungen beim Einsatz von Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung

Die Innovation-City Ruhr Modell-stadt Bottrop repräsentiert ein charakteristisches Stück des Ruhrgebiets mit rund 70 000 Einwohnern und etwa 22 000 Arbeitsplätzen. Ziel des Projektes ist ein klimage-rechter Stadtumbau bei zeitgleicher Sicherung des Industriestandorts. Hierbei sollen die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2020 halbiert und gleichzeitig die Lebensqualität gesteigert werden. Das Projekt „100 KWK-Anlagen in Bottrop“ stellt eines von zahlreichen Projekten dar und diente der Demonstrierung der CO₂-Einsparpotenziale durch den Einsatz von KWK-Anlagen im Wohnungs- und kleineren Gewerbebestand. Das Projekt „demoKWK3.0“ war ein Folgeprojekt mit dem Fokus auf der Bewertung des Einflusses sich verändernder externer Rahmenbedingungen auf Mikro-KWK-Systeme. Die Untersuchungen beruhen auf der real existierenden und messtechnisch erfassten Gesamtheit von 100 Mikro-KWK-Systemen, die im Projekt 100 KWK-Anlagen in Bottrop installiert wurden. Ein weiteres Ziel des Projektes war die Steigerung der Belastbarkeit der zuvor ermittelten Ergebnisse zur Einsparung von CO₂ durch den Einsatz von KWK-Systemen in dem Projektgebiet der InnovationCity. Ferner wurden die betriebswirtschaftlichen Auswirkungen des KWKG 2016 erläutert. Die Projektergebnisse dienen dazu, die Vorteile von Mikro-KWK-Systeme in einem erhöhten Maße aktiv hervorzuheben, womit eine Verbesserung der Positionierung der KWK-Technologien im Markt unterstützt wird.

Die ökologische und ökonomische Analyse wurde anhand von energietechnischen Bilanzen aufbauend auf den methodischen Ansätzen des Projektes „100 KWK-Anlagen in Bottrop“ durchgeführt. In der Bilanz werden die eingesetzten

Energieträger		PEF alt (EnEV 2014)	PEF neu (FW 309-1)
Brennstoffe	Fossiles Heizöl	1,1	1,1
	Flüssige Biomasse	–	0,5
	Verbundnetzgas	1,1	1,1
	Flüssiggas	1,1	1,1
	Biogas	1,5	0,4
	Steinkohle	1,1	1,1
	Braukohle	1,2	1,2
	Feste Biomasse	–	0,2
	Abfall, Klärschlamm, Deponiegas, Grubengas, Gichtgas, Kokereigas, Reststoffe, Ersatzbrennstoffe	0	0
	Verbundnetzstrom	2,8	1,8

KWK-Systeme den zuvor genutzten konventionellen Energieversorgungssystemen gegenübergestellt. Der Auswertungszeitraum bezieht sich auf ein Jahr.

Anhand der definierten Auswertungskriterien wurden 62 KWK-Systeme für die Detailanalyse ausgewählt. Die KWK-Anlagen ersetzen 44 Erdgas-, elf Öl- und sechs Kohle-Heizungsanlagen. Bezüglich der eingesetzten KWK-Systeme sind bis auf die Brennstoffzellensysteme alle im Projekt vertretenen Technologien enthalten. Dies sind KWK-Systeme mit Otto- und Stirling-Motoren mit einer elektrischen Nennleistung von 1 kW sowie ottomoto-

Tabelle 4 Pauschalfaktoren für Brennstoffe und Strom (Entwurf AGFW FW 309-1) [48; 49].

rische KWK-Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von 4,7 kW.

Die Bestimmung der CO₂-Emissionen der 62 KWK-Anlagen und der zuvor genutzten konventionellen Energieversorgungssysteme beruht auf den über die Messdaten ermittelten bezogenen und bereitgestellten Endenergiemengen. Für die Berechnungen wurden die spezifischen CO₂-Emissionen (Tabelle 5) [50] angewendet. Für die Bilanzierung der konventionellen Stromversorgung wurde der deutsche Strommix als Berechnungs-

Energieträgerform	Spezifische CO ₂ -Emission [g/kWh]
Strommix – Bund	617
Erdgas	241
Kohle	427
Öl	313

Tabelle 5 Spezifische CO₂-Emissionen für die eingesetzten Energieträgerformen im Projekt [50].

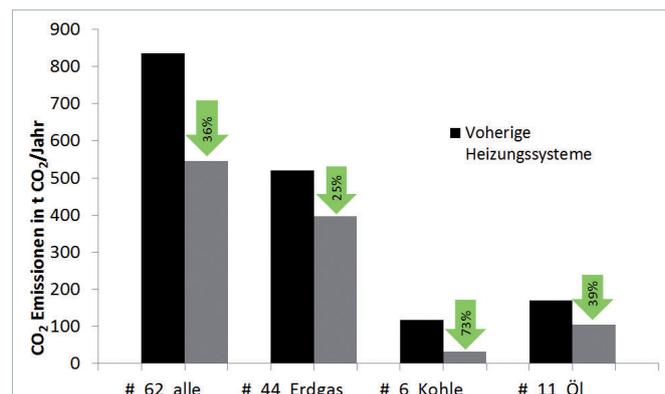


Bild 17 Gegenüberstellung der CO₂-Emissionen der KWK-Systeme und der ersetzten konventionellen Strom- und Wärmeversorgungssysteme.

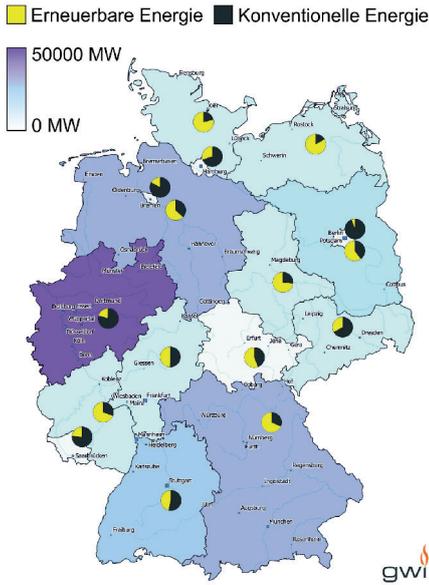


Bild 18 Georeferenzierter spezifischer CO₂-Emissionsfaktor für Strom in der Bundesrepublik Deutschland [52].

grundlage angesetzt.

In **Bild 17** werden die Ergebnisse der Bilanzierung der CO₂-Emissionen dargestellt. Die Analyse zeigt, dass im Rahmen des untersuchten Projektzeitraumes durch die Installation der ausgewerteten KWK-Anlagen rund 291 t CO₂ eingespart wurden. Dies entspricht einer Einsparung von 36 % gegenüber den CO₂-Emissionen der zuvor installierten Heizungssysteme. Die CO₂-Einsparungen sind zum einen auf den Einsatz der hocheffizienten KWK-Technologien zurückzuführen. Zum anderen beruhen die Einsparung auf den Wechsel der Energieträgerform. Dies wird durch die unterschiedlichen spezifischen

Bild 20 Gesamtheitliche Betrachtung aller 62 bilanzierten Anlagen für verschiedene Berechnungsszenarien.

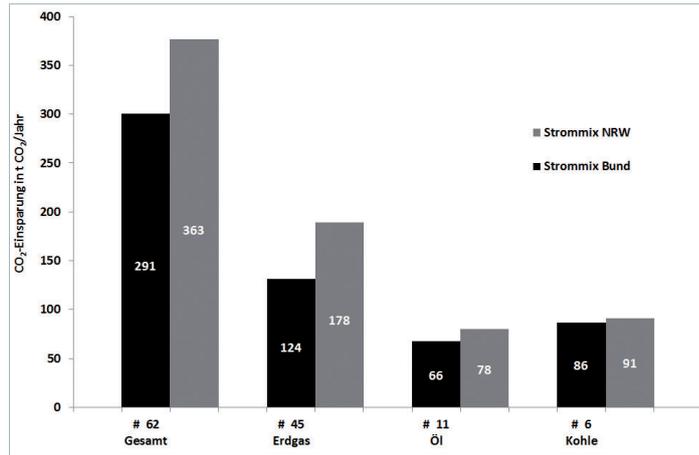
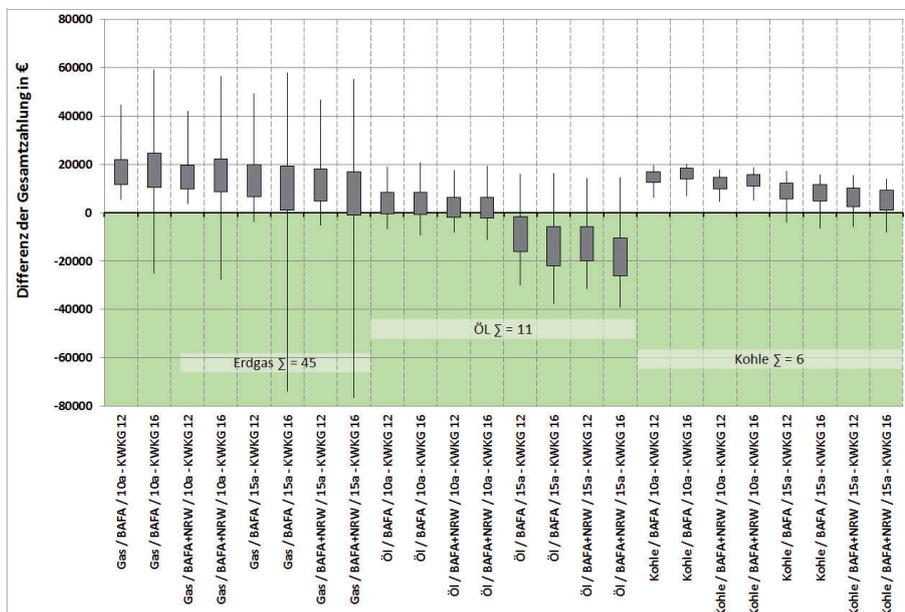


Bild 19 CO₂-Einsparung der 62 analysierten KWK-Anlagen gegenüber der zuvor installierten konventionellen Energieversorgung während des Projektzeitraumes.

Bundesebene. Bezogen auf alle 62 ersetzten Systeme erhöht sich die CO₂-Einsparung von 35 auf 40 %. Dies bedeutet in absoluten Zahlen, dass

die 62 KWK-Systeme im Projektzeitraum bezogen auf den Strommix in NRW 363 t CO₂ einsparen konnten.

CO₂-Emissionsfaktoren der Energieträger aus Tabelle 5 ersichtlich. Nach Bild 17 werden die höchsten prozentualen Einsparungen durch das Ersetzen von Kohle-Heizkesseln (spezifische CO₂-Emission: 427 g CO₂/kWh) erreicht. In diesem Fall liegen die Einsparungen bei 73 %.

Bild 18 stellt den georeferenzierten spezifischen CO₂-Emissionsfaktor für Strom in Deutschland dar. Wie zu erkennen ist, ist dieser für Strom mit 857 g CO₂/kWh für NRW [51] höher als für den deutschen Strommix mit 617 g CO₂/kWh [50]. Der Einfluss der erhöhten spezifischen CO₂-Emissionen für den Strommix im Projektgebiet ist in **Bild 19** dargestellt. In diesem Diagramm sind die im Projektzeitraum erzielten CO₂-Einsparungen für die Betrachtungsebenen NRW und Gesamtdeutschland zusammengefasst.

Der Vergleich zwischen den Betrachtungsebenen zeigt, dass eine Verdrängung des Strommixes in NRW durch generierten KWK-Strom mit deutlich höheren CO₂-Einsparungen verknüpft ist als auf

die 62 KWK-Systeme im Projektzeitraum bezogen auf den Strommix in NRW 363 t CO₂ einsparen konnten.

Ferner wurde der Einfluss der Novellierung des KWKG 2012 untersucht. Für die ökonomische Betrachtung erfolgte ein Vergleich des Vergütungssystems für die Einspeisung und den Eigenverbrauch des in den KWK-Anlagen produzierten Stroms nach KWKG 2012 und 2016 (Tabelle 2). Die Analyse der KWK-Systeme und der zuvor genutzten Energieversorgungssysteme wurde anhand des Berechnungsverfahrens der VDI-Richtlinie 2067 durchgeführt. Das Berechnungsverfahren in dieser Richtlinie basiert auf der Annuitätsmethode und stellt ein dynamisches Verfahren der Investitionsrechnung dar. Die Randbedingungen für die ökonomischen Berechnungen sind identisch. Dies betrifft den Messzeitraum und die Anlagenanzahl.

In **Bild 20** sind die Ergebnisse des Vergleichs des KWKG 2012 und 2016 für verschiedene Szenarien dargestellt. Folgende Fälle wurden unterschieden: Grundförderung Bafa und zusätzliche Förderungen auf Landesebene jeweils für einen Betriebszeitraum von zehn und 15 Jahren. Die Kosten beziehen sich auf die Differenz zwischen den Gesamtzahlungen der KWK-Systeme und den Altanlagen im Betrachtungszeitraum. In der Abbildung sind die Standardabweichungen der mittleren Zahlungen für die Differenzzahlungen durch die oberen und unteren Grenzen der grauen Felder gegeben. Dementsprechend stellt das Zentrum eines grauen Felds den Mittelwert aller betrachteten Differenzzahlungen dar. Die an den Feldern angefügten Linien markieren die höchsten und niedrigsten Differenzzahlungen der analysierten Systeme. Ferner ist die Summe der bilanzierten Systeme für das jeweilige BrennstoffszENARIO angegeben. Die grüne Markierung stellt den

Bereich dar, in dem der Austausch des Alt-systems wirtschaftlich sinnvoll war.

Der Vergleich der Ergebnisse für das KWKG 2012 und KWKG 2016 zeigt in einigen Fällen Unterschiede auf. Unter anderem sind die höchsten und niedrigsten Differenzzahlungen der analysierten Systeme in allen Fällen angestiegen. Aufgrund dieser Steigung der Differenzzahlungen ergeben sich ebenfalls größere Standardabweichungen. Grund dafür können die nach KWKG 2016 veränderten Vergütungssätze für den selbst genutzten und eingespeisten Strom sein. Nach dem KWKG 2016 bekommt der Betreiber der KWK-Anlage im Vergleich zum KWKG 2012 für den eingespeisten Strom eine höhere Vergütung und für den selbst genutzten Strom eine geringere Vergütung.

Erdgasmobilität

Die Europäische Union hat die Notwendigkeit der Förderung alternativer Kraftstoffe im Mobilitätssektor erkannt. Die Nutzung alternativer Kraftstoffe führt zu einer Reduktion der Abhängigkeit des Verkehrssektors von Erdölprodukten. Diese beläuft sich zurzeit auf 94 % und wird zu 84 % durch Importe gedeckt [53]. Zudem können die ambitionierten Klimaschutzziele der Europäischen Union, die eine Senkung der Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 bis 95 % gegenüber 1990 vorsehen [54], nur durch alternative Kraftstoffe erreicht werden. Die Erdgasmobilität kann dazu einen wichtigen Beitrag leisten.

CNG-Mobilität

Die Voraussetzungen der Marktdurchdringung von Erdgas als Kraftstoff für den Personenverkehr und leichte Nutzfahrzeuge in Form von Compressed Natural Gas (CNG) sind in Deutschland vergleichsweise gut. Zum einen steht Erdgas in ausreichenden Mengen zur Verfügung, zum anderen existiert bereits ein flächendeckendes CNG-Tankstellennetz in Deutschland (Bild 21). An etwa 880 Erdgastankstellen können die rund 97 000 Erdgasfahrzeuge, die in Deutschland zu-

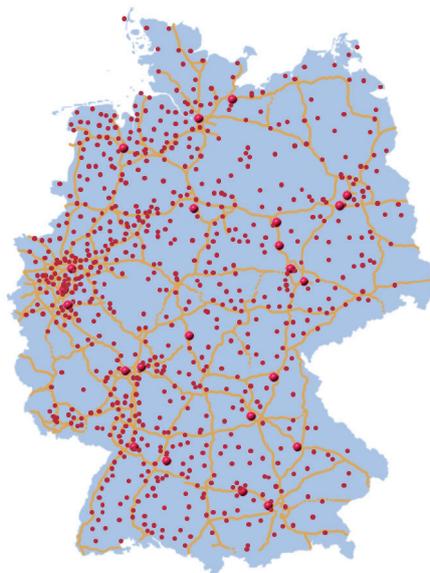


Bild 21 CNG-Tankstellen in der Bundesrepublik Deutschland [56].

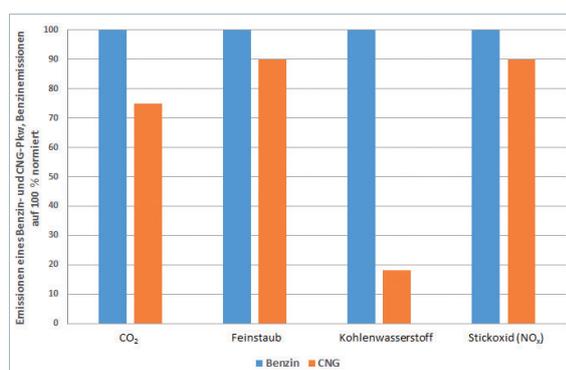


Bild 22 Emissionsreduktionspotenzial von erdgasbetriebenen Pkw im Vergleich zu benzinbetriebenen Pkw auf Basis von Euro 5; nach [57].

gelassenen sind, tanken. Somit verfügt Deutschland über ein verhältnismäßig gut ausgebautes CNG-Tankstellennetz mit einem Fahrzeug zu Tankstellenverhältnis von etwa 108:1. Damit ist Deutschland besser aufgestellt als Italien, das über die größte CNG-Fahrzeugflotte Europas verfügt (Fahrzeug zu Tankstellenverhältnis von 850:1) [55].

Die Verwendung von CNG als Kraftstoff führt im Vergleich zur Benzinverbrennung in Ottomotoren zu einer Reduktion des Treibhausgases CO₂ um etwa 25 %. Der Ausstoß von Stickoxiden kann um etwa 10 % reduziert werden, der von Koh-

lenwasserstoffen um etwa 82 % (Bild 22). Beim Verbrennen von Erdgas entsteht nahezu kein Ruß und Feinstaub.

Im Jahr 2016 wurden 3 240 CNG-Personenkraftwagen neu zugelassen [58]. Eine Ursache der schleppenden Marktdurchdringung stellt die – mit Stand Februar 2017 – noch nicht abschließend von der Bundesregierung beschlossene Verlängerung der Energiesteuermäßigung für Erdgas dar, die derzeit noch bis Ende 2018 befristet ist. Laut vorliegendem Gesetzesentwurf soll die Steuerermäßigung für Erdgas als Kraftstoff bis 2026 fortgeführt werden. Von dieser Klarstellung werden wichtige Impulse für die Erdgasmobilität erwartet.

Der Marktanteil von Erdgasfahrzeugen beläuft sich in Deutschland auf 0,4 %. Aktuell stehen etwa 25 erdgasbetriebene Fahrzeugmodelle zur Verfügung. Audi plant 2017 den A4 und den A5 im Premiumsegment mit Erdgasmotor anzubieten, Volkswagen 2018 den Polo als Erdgasvariante. Somit wird Volkswagen insgesamt 13 Erdgasmodelle anbieten [59]. Für die perspektivische Entwicklung der Gasmobilität ist insbesondere der Anspruch der Gasbranche als Herausforderung zu sehen, mehr als 2 % Wasserstoff ins Erdgasnetz einzuspeisen. Derzeit ist in der deutschen öffentlichen Gasversorgung Wasserstoff im einstelligen Prozentbereich laut DVGW G 260 [60] zulässig. Für die Fahrzeuge, die mit

Stahl tanks ausgerüstet wurden beziehungsweise noch werden, darf diese 2 %-Grenze laut UN ECE R 110 jedoch nicht überschritten werden [61]. Der Einsatz von Komposit tanks würde diesen Widerspruch beenden.

Um die Marktdurchdringung der Erdgasmobilität zu beschleunigen, hat das Bundesministerium für Energie und Wirtschaft (BMWi) am 7. September 2016 den „Runden Tisch Erdgasmobilität“ (RTE) gegründet. An diesem nehmen Vertreter von Fahrzeugherstellern, von Gaslieferanten, von Tankstellenbetreibern, von Einzelhandelskunden, von Flottenbetreibern und der öffentlichen Hand teil. Für eine nachhaltige und wettbewerbsfähige Mobilität sind laut dem BMWi alle vorhandenen Kraftstofftechnologien zu nutzen, die umwelt- und klimafreundlicher als erdölstämmige Kraftstoffe sind.

Der RTE entwickelt in den Arbeitsgruppen „Pkw-Hersteller“, „Nutzfahrzeugher-

Tabelle 6 Anteil von Erdgas am Energieverbrauch des Straßenverkehrs [63].

Jahr	Energieverbrauch Straßenverkehr [TWh]	Erdgasverbrauch Straßenverkehr [TWh]	Erdgasanteil [%]
2006	601,4	1,24	0,21
2010	585,8	2,44	0,42
2014	610,8	2,08	0,34
2020*	610,8	24,43	4,00*

* Zielsetzung des „Runden Tisches Erdgasmobilität“

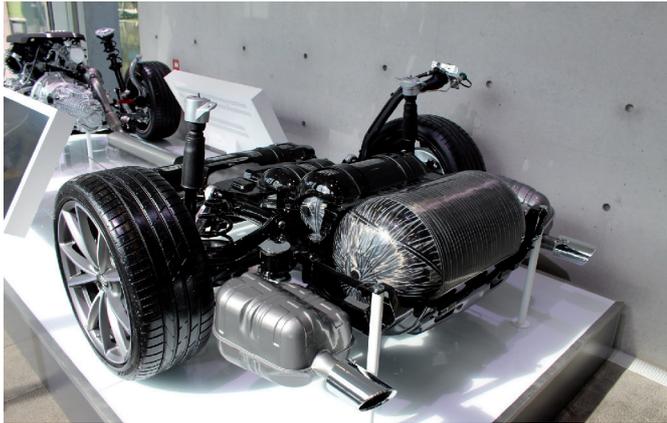


Bild 23 CNG-Tanktechnologie am Beispiel des Audi A4 g-tron [62].

steller“, „Kunden und Markt“ und „Fokusregionen“ ein Maßnahmenpaket zur Erhöhung des Anteils von Erdgas am Energieverbrauch des Verkehrssektors. Der Anteil von Erdgas am Energieverbrauch des Verkehrssektors soll sich bis 2020 auf 4 % erhöhen. Maßnahmen könnten zum Beispiel eine CO₂-abhängige Maut oder Einfahrverbote für bestimmte Fahrzeuggruppen in Innenstädte sein. Die entsprechenden 24,43 TWh Erdgasverbrauch entsprechen einer CNG-Fahrzeugflotte von etwa 1,3 Millionen Fahrzeugen in 2020. Im Jahr 2014 belief sich der Anteil von Erdgas am Energieverbrauch des Straßenverkehrs auf 0,34 % (Tabelle 6).

LNG-Mobilität

Neben der Verwendung von CNG für Personenkraftwagen und leichte Nutzfahrzeuge bietet sich die Verwendung von LNG für schwere Nutzfahrzeuge an (Bild 23). Vorteil von LNG ist die im Vergleich zu CNG deutlich höhere Energiedichte von 21 MJ/l gegenüber 9 MJ/l (CNG bei einem Druck von 200 bar) [64]. Daher verfügen LNG-Fahrzeuge im Vergleich zu CNG-Fahrzeugen bei identischem Tankvolumen über eine deutlich höhere Reichweite. Allerdings sind die Ausmaße der Wärmedämmung bei LNG-Tanks nicht zu vernachlässigen. Die LNG-Antriebs- und Kraftstofftechnologie ist in einigen Ländern bereits etabliert. In China waren im Jahr 2013 bereits 1300 LNG-Tankstellen und rund 51 000 LNG-Fahrzeuge in Betrieb. In den USA verkehren ebenso mehrere Tausend LNG-Lkw [65]. Die leistungsstärksten Gasmotoren auf dem europäischen Markt verfügen zurzeit über etwa 295 kW (400 PS) bei Drehmomenten von etwa 1700 Nm, so dass mit diesen Motoren auch der Fernverkehr bedient werden kann [66]. Für 2018 kündi-

gen einige Nutzfahrzeughersteller Gasmotoren mit Drehmomenten von bis zu 2 300 Nm und Leistungen bis zu 460 PS an.

In Deutschland steckt die LNG-Mobilität noch in den Anfängen. Die Deutsche Energie Agentur (dena), der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) und die Brancheninitiative Zukunft Erdgas haben diesem Umstand Rechnung getragen und am 30. November 2015 die Task Force „LNG für schwere Nutzfahrzeuge“ gegründet. Sie lanciert die Markteinführung von LNG für schwere Nutzfahrzeuge und engagiert sich unter anderem bei der Gestaltung adäquater regulatorischer Rahmenbedingungen, der Erarbeitung technischer Standards, der Begleitung von Genehmigungsprozessen und der Initiierung und Begleitung von Pilotprojekten. Der Nachweis der Nachhaltigkeit von LNG als Kraftstoff im Vergleich zu Diesel, der in Bild 24 dargestellt ist, erfolgte ebenfalls durch die Task Force. Im Schwerlastverkehr kann LNG-Kraftstoff im Vergleich zu Dieselkraftstoff den Ausstoß von NO_x um etwa 24 %, von Feinstaub um etwa 92 %, von Lärm um 50 % und von CO₂ um bis zu 30 % senken [67]. Einzelheiten können der Informationsbroschüre unter der Internetadresse www.dvgw.de/gas/erdgas-als-kraftstoff/lng-als-kraftstoff-forschung entnommen werden.

Die Aktivitäten der Task Force „LNG für schwere Nutzfahrzeuge“ sind in nationale und europäische LNG-Initiativen eingebettet. Zu nennen ist beispielsweise die „Initiative klimafreundlicher Straßengüterverkehr“ des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), die am 9. November 2016 zur konstituierenden Sitzung geladen hatte. Dort haben sich Politik, Wissenschaft

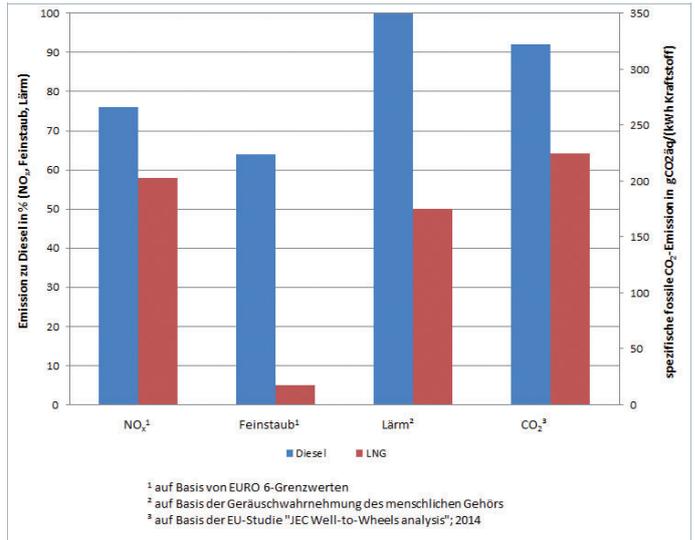


Bild 24 Emissionsreduktionspotenzial von vergleichbaren Erdgas- und Dieselmotoren [67].

und Industrie auf die Erstellung eines abgestimmten Maßnahmenpakets zur Reduktion der Emissionen und der Energieverbräuche im Straßengüterverkehr verständigt. Im Fokus stehen dabei die Antriebs- und Kraftstoffoptionen Wasserstoff, strombasierte Flüssigkraftstoffe und LNG. Das Maßnahmenpaket soll in den Arbeitsgruppen „Strombasierte Flüssigkraftstoffe“, „Infrastruktur für LNG und Wasserstoff“ und „Antriebe für LNG und Wasserstoff“ erarbeitet werden.

Für eine flächendeckende Markteinführung der LNG-Mobilität und zur Lösung des „Henne-Ei-Problems“ bedarf es einer zeitgleichen Bereitstellung leistungsstarker LNG-Nutzfahrzeuge und ausreichenden LNG-Tankstelleninfrastruktur. Ende 2016 waren bis auf mehrere mobile LNG-Tankstellen keine fest installierten LNG-Tankstellen in Deutschland in Betrieb.

Der DVGW hat auf Basis eines Geoinformationssystems, das unter anderem lokale Schadstoffbelastungen, Logistikzentren sowie Hauptverkehrsrouten berücksichtigt, geeignete Standorte für fest installierte LNG-Tankstellen in Deutschland identifiziert. Nach der Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, die einen durchschnittlichen Abstand zwischen LNG-Tankstellen von maximal 400 km vorsieht, bedarf es des Aufbaus von mindestens sechs LNG-Tankstellen (rote Markierungen in Bild 25). Um ein flächendeckenderes LNG-Tankstellennetz mit einem Tankstellenabstand von 100 km zu erhalten, müssten mindestens 40 LNG-Tankstellen errichtet werden.

Bei einem Investitionsvolumen von rund 1,5 Mio. € je LNG-Tankstelle könnte

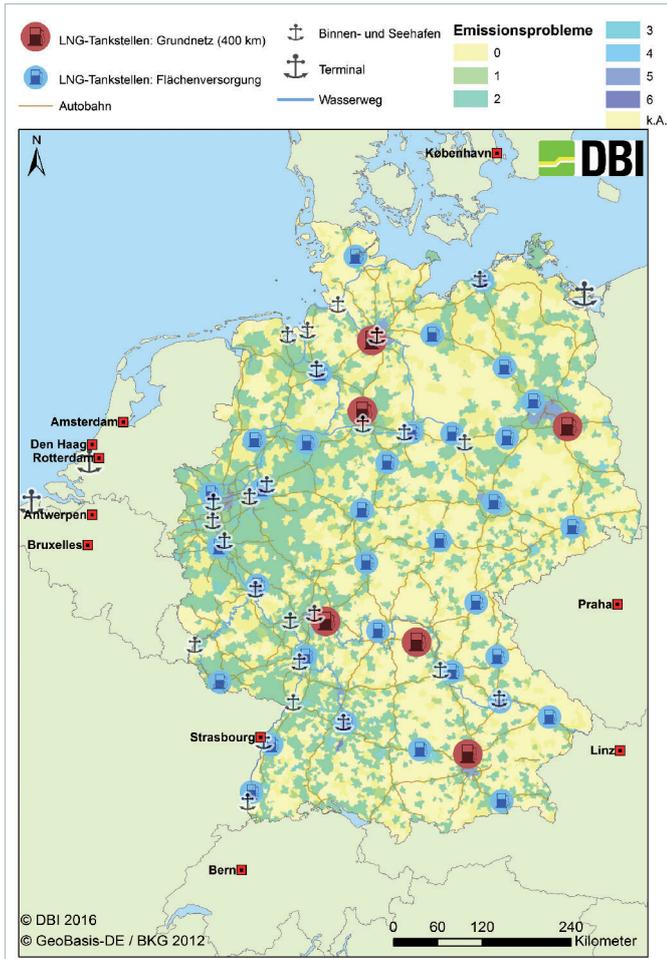


Bild 25 Identifizierte Standorte für LNG-Tankstellen [65].

für etwa 70 Mio. € ein nationales LNG-Tankstellennetz errichtet werden, das neben einer grenzüberschreitenden LNG-Mobilität auch einen innerdeutschen Logistiktransport ermöglichen würde [65]. Dieses initiale Tankstellennetz gilt es sukzessive zu erweitern und zu optimieren. Einzelheiten der Methodik der Identifizierung der Tankstellenstandorte können der DVGW-Studie „Potenzialanalyse LNG – Einsatz von LNG in der Mobilität, Schwerpunkte und Handlungsempfehlungen für die technische Umsetzung“ entnommen werden (www.dvgw.de/leistungen/forschung/forschungsberichte/dvgw-forschungsbericht-g-70115/?L=0).

Gas aus erneuerbaren Quellen

Bisher stammt etwa 1 % des deutschen Gasbedarfs aus erneuerbaren Quellen. Neben Biogas wird in geringem Umfang auch Wasserstoff und synthetisches Methan (SNG) aus Power-to-Gas-Anlagen in das Erdgasnetz eingespeist. Durch Nutzung der vorhandenen Erdgasinfrastruktur wird eine zeitliche und örtliche Entkopplung der Erzeugung und Verwertung

ermöglicht. Die EE-Gase können in sämtlichen Gasanwendungen zur Stromerzeugung (Gaskraftwerke, KWK-Anlagen) und zur Wärmeerzeugung (Haushalt, Gewerbe und Industrie) sowie als Kraftstoff in Erdgasfahrzeugen eingesetzt werden und tragen damit zur Senkung der CO₂-Emissionen im Mobilitätssektor bei. In Deutschland werden derzeit nahezu 9 000 Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von rund 4 200 MW betrieben (Bild 26), die Großteils für die direkte Verstromung am Ort der Erzeugung verwendet wird [68]. Während zwischen den Jahren 2003 und 2011 die neu zugebauten Kapazitäten sehr stark zunahmten, konnten seit 2012 nur noch geringe Zuwächse realisiert werden (Bild 27). Durch die 2014 in Kraft getretene EEG-Novelle, wurde eine jährliche Deckelung von 100 MW für den Neubau von Bioenergieanlagen eingeführt und die Vergütungssätze stark gekürzt sowie die bisherigen Boni (zum Beispiel für die Gasaufbereitung) gestrichen, wodurch der Neubau von Biogasanlagen nahezu komplett zum Erliegen kam. Mit dem EEG 2017 wurden Aus-

schreibungsverfahren für die Erzeugung von elektrischer Energie aus Biomasse eingeführt, wobei der jährliche Zubau auf 150 MW begrenzt ist.

Bei der Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Erdgasnetz ist Deutschland inzwischen zwar weltweit führend, aber auch hier ist kein wesentlicher Ausbau mehr mit den geltenden förderpolitischen Rahmenbedingungen zu erwarten. Speisten 2006 lediglich zwei Anlagen Biogas in das deutsche Erdgasnetz ein, werden inzwischen 187 Anlagen mit einer Biogas-Einspeiseleistung von etwa 118 000 m³/h (NTP) betrieben (Bild 28). Laut Biogas-Monitoring-Bericht 2016 der BNetzA lag 2015 die eingespeiste Biogasmenge bei 774 Mio. m³, was einer Energiemenge von 8,364 TWh entspricht. 2015 sind die gesamten Wälzungskosten der Netzbetreiber für den Netzanschluss auf 178 Mio. € gestiegen. Die durchschnittlichen Wälzungskosten lagen bei 2,124 Ct/kWh.

Trotz der negativen Entwicklungen bestehen für Biogas Optionen für die Zukunft. Insbesondere im Bereich der Mobi-

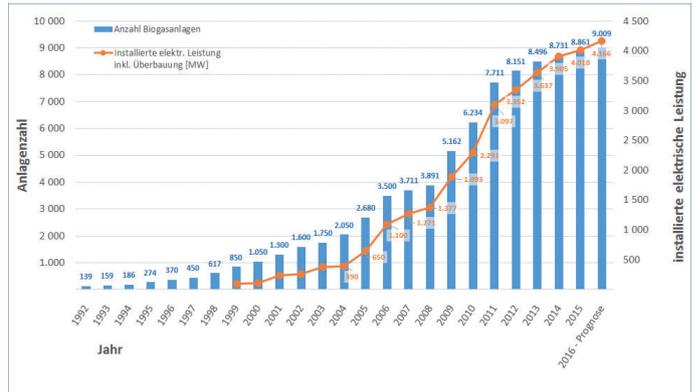


Bild 26 Entwicklung der Anzahl Biogasanlagen und der gesamten installierten elektrischen Leistung in MW (Quelle: Fachverband Biogas e. V.; Stand Juli 2016).

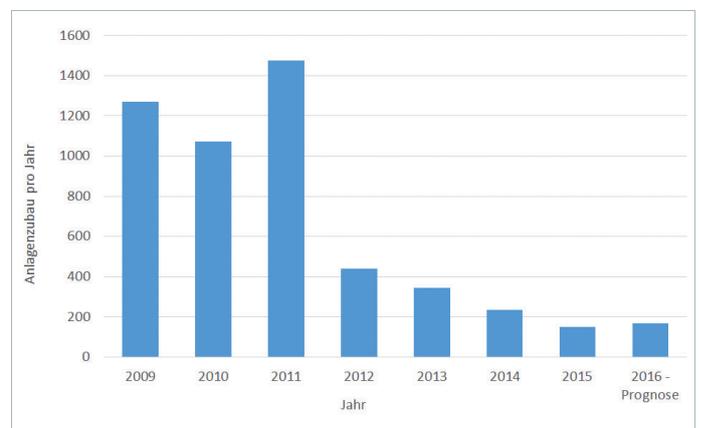


Bild 27 Jährlicher Zubau an Biogasanlagen in Deutschland von 2009 bis 2016 (ohne Stilllegungen; Quelle: Fachverband Biogas e. V.; Stand Juli 2016).

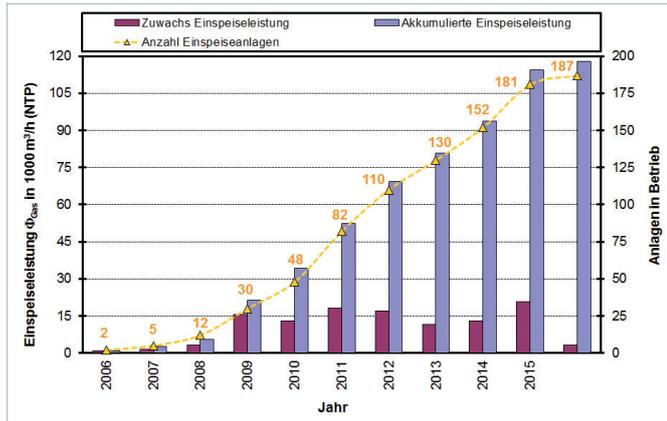


Bild 28 Entwicklung der Biogaseinspeisung in Deutschland (Quelle: www.biogaspartner.de)

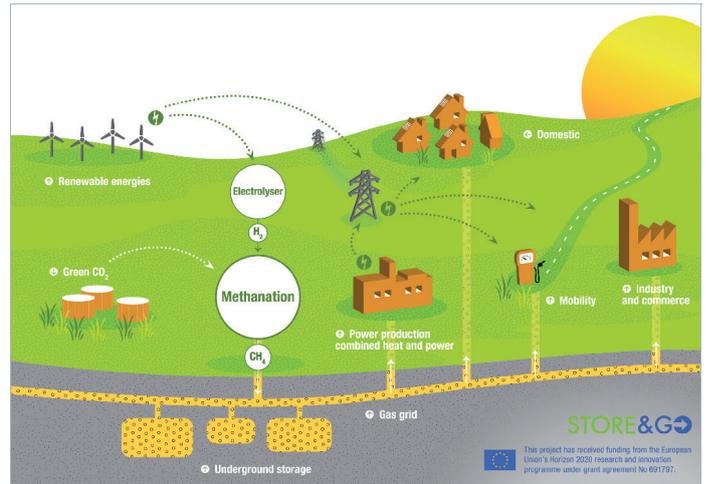


Bild 29 Store & Go-Projekt (Quelle: www.storeandgo.info).

lität und in Zusammenhang mit PtG-Technologien und Systemdienstleistungen für die Versorgung mit elektrischer Energie bestehen weiterhin interessante Möglichkeiten für die Nutzung von Bio-gas.

Aktuelles aus der Forschung

Innovationsthemen über Gastechnologien spielen in zahlreichen nationalen und internationalen Forschungs- und Entwicklungsprojekten eine wichtige Rolle. Beispielhaft werden im Folgenden einige wichtige Projekte vorgestellt.

In den beiden europäischen Vorhaben Store & Go (www.storeandgo.info, Bild 29) und Helmeth (www.helmeth.eu) werden neuartige Anlagenkonzepte im Themenfeld Power-to-Gas-Pilot sowie in Pilot- und Demonstrationsanlagen getestet. Gegenstand des Horizon-2020-Projekts Store & Go ist die Demonstration von drei neuartigen katalytischen und biologischen Methanisierungsverfahren und deren Einbindung in verschiedene PtG-Anlagenkonfigurationen. Die Anlagen werden an drei Standorten in Falkenhagen (Deutschland), Solothurn (Schweiz) und Troia (Italien) in die dortigen Energieinfrastrukturen eingebunden. An zwei Standorten wird das produzierte synthetische Methan in ein Transport- und ein kommunales Verteilnetz eingespeist. Am dritten Standort wird das Produktgas verflüssigt, um als Kraftstoff für den Schwerlastverkehr oder für die Versorgung von Satellitenanlagen eingesetzt zu werden. Neben den technologischen Schwerpunkten werden im Projekt auch ökonomische, ökologische, regulatorische und sozialwissenschaftliche Fragestellungen untersucht.

Im Projekt Helmeth im 7. Forschungsrahmenprogramm der Europäischen Uni-

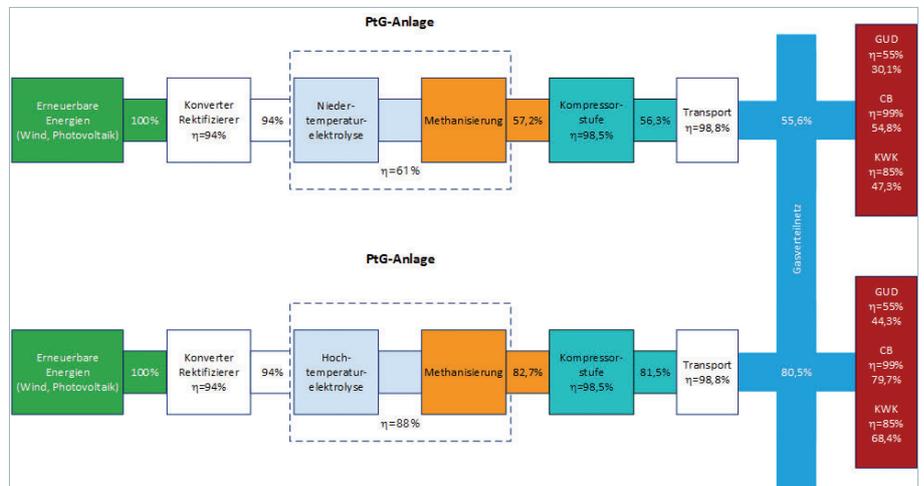


Bild 30 Vergleich Power-to-Gas-Prozesskette mit Nieder- und Hochtemperaturelektrolyse (Quelle: www.helmeth.eu).

on wird erstmalig eine Hochtemperaturelektrolyse mit einer katalytischen Methanisierung kombiniert. Dieses Verschaltungskonzept ermöglicht durch prozesseitige Wärmeintegration Wirkungsgrade >80 % für die Umwandlung von elektrischer Energie in synthetisches Erdgas. Hierzu wird die bei der exothermen Methanisierungsreaktion anfallende Abwärme zur Verdampfung des bei der Elektrolyse benötigten Wassers verwendet. Hierdurch sinkt der Bedarf an elektrischer Energie für die Wasserelektrolyse signifikant im Vergleich zu konventionellen Prozessen mit Niedertemperaturelektrolyseverfahren (Bild 30).

Auch bei den Kopernikus-Projekten für die Energiewende des BMBF (www.kopernikus-projekte.de) spielen gasbasierte Technologien eine Rolle. In diesem auf zehn Jahre angelegten, BMBF-finanzierten Forschungsprogramm werden in vier Verbundprojekten gemeinsam von Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft technologische und wirtschaftliche Lösungen für den Umbau des Ener-

giesystems entwickelt. In drei Projektphasen werden neue Technologien vom Labor- bis zum Demonstrationsmaßstab vorgebracht. Im Projekt Ensure werden neue Netzstrukturen für die Stromversorgung untersucht. Die Gasinfrastruktur und gasbasierte Kopplungstechnologien können im Sinne der zuvor beschriebenen Sektorkopplung wichtige Funktionen hinsichtlich Speicherung, Transport, Verteilung und Versorgungssicherheit übernehmen. Im Kopernikus-Projekt P2X werden innovative PtX-Prozesse untersucht. Hierzu gehört einerseits die Erzeugung von Wasserstoff über Elektrolyseverfahren, andererseits werden verschiedenste Syntheseverfahren zur Erzeugung von Chemieprodukten und Kraftstoffen entwickelt. Als potenzieller Kraftstoff für den Schwerlastverkehr wird auch die Erzeugung von verflüssigtem synthetischem Erdgas (LSNG) betrachtet. Hierzu wird die Verschaltung eines innovativen

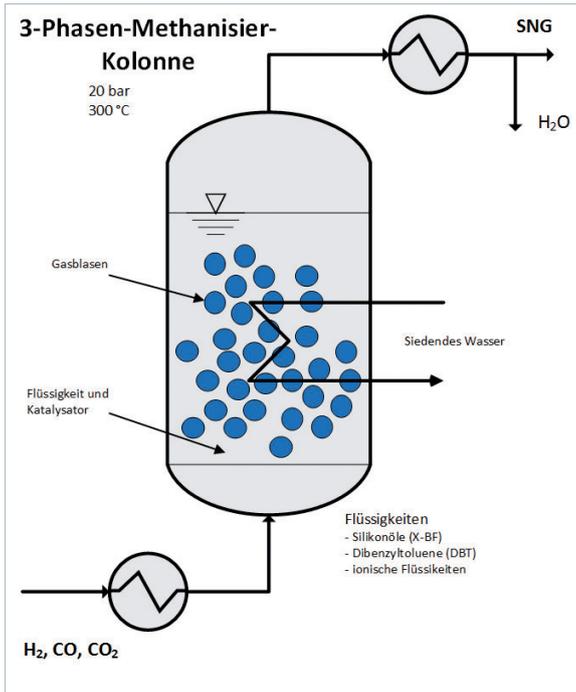


Bild 31 Schematische Darstellung 3-Phasen-Methanisierung (Quellen: Engler-Bunte-Institut, KIT).

Verfahrens zur katalytischen Methanisierung (3-Phasen-Methanisierung, **Bild 31**) mit einer Verflüssigungsanlage untersucht.

Im vom BMWi finanzierten Forschungsvorhaben „RegEnKibo“ wird die Regionalisierung der Energieversorgung auf Verteilnetzebene am Modellstandort Kirchheimbolanden untersucht. Ziel ist es, Versorgungsstrukturen zu entwickeln, die einen minimalen Energieaustausch zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern ermöglichen. Hierdurch werden deutliche niedrigere Netzausbaukosten erwartet. Kernelemente der Untersuchungen sind die Kopplung von Strom- und Gasverteilnetzen, die Kopplungstechnologien PtG und KWK sowie Optimierungswerkzeug für die Steuerung des Gesamtsystems (**Bild 32**).

Im Rahmen des Programms „Zwanzig20 – Partnerschaft für Innovation“ des BMBF hat sich eine Gruppe aus Unternehmen und Forschungseinrichtungen mit Schwerpunkt in der mitteldeutschen Industrieregion Halle/Leipzig zusammengefunden und die Initiative Hypos (Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany) gegründet. Diese Gruppe von mittlerweile 120 Unternehmen und Forschungseinrichtungen hat sich der Vision verschrieben, erneuerbaren Strom in das Energiesystem der Industrieregion zu integrieren – durch innovative Verknüpfung der Technologie der Wasser-

stoffherzeugung mit der regional vorhandenen Infrastruktur von Gaspipelines und Gasspeichern (www.hypos-eastgermany.de). Die Region zeichnet sich zudem durch ein hohes Potenzial an EE-Strom und große Wasserstoffverbraucher aus [69]. Seit der Gründung der Initiative sind mittlerweile zahlreiche Projekte gestartet, die sich entlang der Wertschöpfungskette von grünem Wasserstoff ansiedeln. Im Fokus steht die wirtschaftliche Erzeugung, Verteilung, Speicherung und Nutzung von grünem Wasserstoff im Sinne einer großräumigen integrierten Power-to-X-Strategie. Eine vorhandene Wasserstoffpipeline (**Bild 33**) soll dazu erweitert werden und neben der Versorgung der Chemieregion auch „grünen“ Wasserstoff für die Mobilität und die urbane Energieversorgung mit Brennstoffzellen bereitstellen (Projekt H2-Home). Wichtige Elemente für die Gasversorgungswirtschaft sind Vorbereitungen für einen Wasserstoff-Kavernenspeicher (Projekt H2-UGS) sowie die Errichtung von Wasserstoffverteilnetzen nach dem Vorbild der Erdgasversorgung (Projekt H2-Netz). Das gemeinsame Herangehen der Marktpartner sichert extrem hohe Synergien für das Erreichen des Wirtschaftlichkeitsziels.

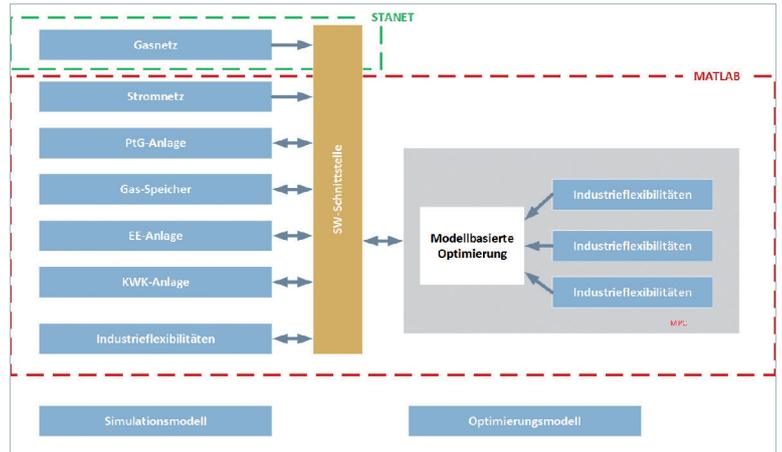
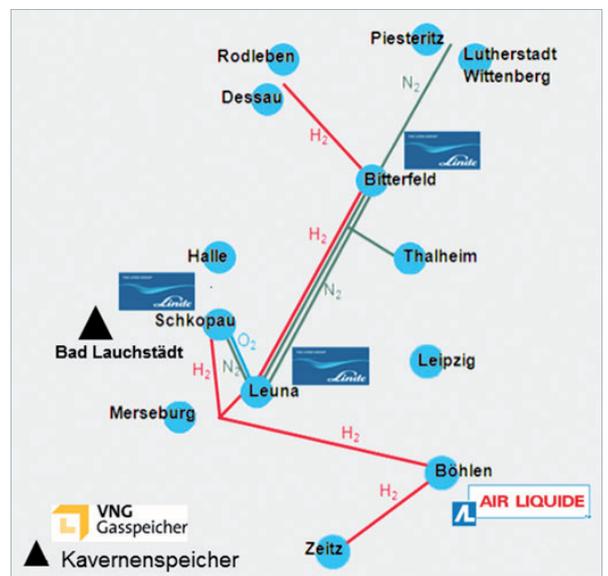


Bild 32 Verschaltungskonzept RegEnKibo.

Bild 33 Die Hypos-Kernregion mit ihrer Infrastruktur (Quelle: Hypos e. V.).



Zusammenfassung und Ausblick

Im Jahr 2016 konnte die Rolle des Erdgases, innovativer Gas-Technologien und der Gas-Infrastrukturen in einem zunehmend erneuerbaren Energiesystem in der fachlichen und politischen Diskussion weiter verankert werden. Dies wird auch durch die Zahlen des Departments of Energy der Vereinigten Staaten von Amerika bestätigt. In den USA hat der Anteil von Erdgas und erneuerbaren Energien am Primärenergieeinsatz zugenommen (**Bild 34**). Schlüsselfaktoren sind das hohe Klimaschutzpotenzial, die Systemdienlichkeit, die Flexibilität, die hohe Breitenwirkung sowie die Wirtschaftlichkeit, insbesondere durch:

- Systemische Entwicklung des Energieversorgungssystems auf Basis des Strom- und des Gasnetzes zur Versorgung von Wirtschaft, Haushalten und Verkehr sowie zur Erreichung der Umwelt- und Klimaschutzziele bis 2050.
- Weiterentwicklung des Wärmemarktes

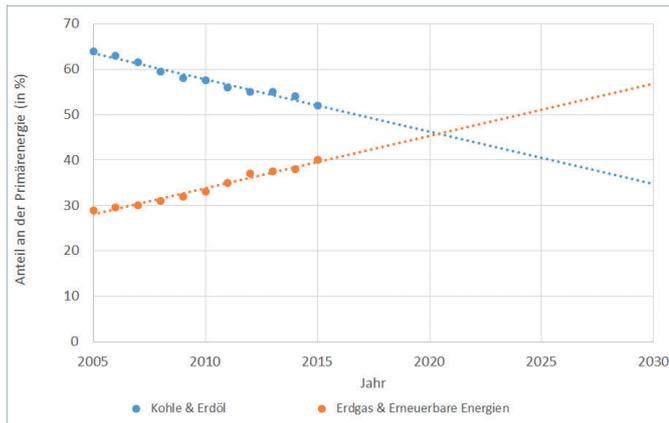


Bild 34 Trends im US-amerikanischen Primärenergieeinsatz (Quellen: DOE, USA).

im Bestand und im Neubau mit hocheffizienten Gasverwendungstechnologien, unter Einkopplung regenerativer Energien, insbesondere Brennwerttechnik und Solarenergienutzung.

- Reduzierung der Treibhausgasemissionen aus dem Stromerzeugungssektor durch verbesserte Nutzung und Auslastung bestehender Gas-Kraftwerke (Fuel-switch).

- Fortentwicklung gasbetriebener dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung zur Netzentlastung beziehungsweise Netzstützung auf der Stromseite einschließlich eines optimierten Wärmemanagements.

- Darstellung der Notwendigkeit von Ausgleichsmechanismen zur bedarfsgerechten Integration volatilen erneuerbaren Stroms über Gasttechnologien (zum Beispiel Speicher) in das Energiesystem.

- Entwicklung des Power-to-Gas-Konzeptes und Transfer von Elektrolyse-Technologien aus der Verwendung in der Chemie in die Energiewirtschaft.

- Ausbau der Nutzung von Gas in der Mobilität über den Einsatz verflüssigten Erdgases (LNG) und komprimierten Erdgases (CNG).

Handlungs- und Forschungsbedarfe bestehen in diesen Feldern in kurz-, mittel- und langfristige Maßnahmen. Kurzfristig sind Anpassungen beim bestehenden Ordnungsrecht erforderlich. Hierzu zählen insbesondere Verbesserungen bei der Anrechenbarkeit innovativer gasbasierter Technologien beim Netzausbau im Rahmen des bestehenden Regulierungsrahmens und die Anrechenbarkeit von regenerativen Gasen im Wärmesektor. Mit der Fortführung des ermäßigten Steuersatzes bei der Nutzung von Erdgas als Kraftstoff konnte ein wichtiger Schritt gegangen werden, der noch zu finalisieren ist.

Der Stromsektor ist mit 38 % der größte

Einzelverursacher von CO₂-Emissionen in Deutschland. Mit einem Fuel-switch von CO₂-intensiver Braunkohle zu Erdgas könnten sofort erhebliche Kohlenstoffdioxidminderungen erreicht werden, bei gleichzeitig besserer Auslastung der Gaskraftwerke, und ohne Zusatzinvestitionen. Der Vergleich des Kohlenstoffdioxidausstoßes ist in **Bild 35** dargestellt.

Rund drei Millionen Wohnungen liegen in unmittelbarer Nähe von Gasleitungen, gerade im urbanen Raum. Sie können schnell ans Gasnetz angeschlossen werden. Im urbanen Raum bietet sich Erdgas auch deshalb an, da es ohne Feinstaub beziehungsweise Ruß in Heizkesseln mit sehr geringen Stickoxidemissionen verbrennt. Mit der Gas-Brennwerttechnik steht eine ausgereifte und wirtschaftliche Heizungstechnik zur Verfügung, die CO₂-Einsparungen von bis zu 33 % erzielt. Sie wird platzsparend in bestehende Gebäude integriert und passt sich wegen ihrer Flexibilität ohne zusätzlichen Aufwand an die Leistungsanforderungen der Warmwasserbereitstellung an.

Von der Kopplung der verschiedenen Sektoren in der Energiewirtschaft werden weitere CO₂-Senkungen erwartet. Sektorkopplung ist mehr, als nur EE-Stromerzeugung massiv auszubauen und nur zusätzliche Senken zu erschließen, ohne die Infrastrukturen zu berücksichtigen. Sektorkopplung ist vielmehr das intelligente Verschalten der bestehenden Strom- und Gas-Infrastrukturen sowie der Weiterentwicklung von Technologien zum Schalten zwischen der „Welt der Elektronen“ und der „Welt der Moleküle“, um das freie Fließen erneuerbarer Energie über beide Infrastrukturen hinweg zu ermöglichen. Power-to-Gas ist dabei eine Schlüsseltechnologie, deren Einsatz neben technologischen Verbesserungen insbesondere

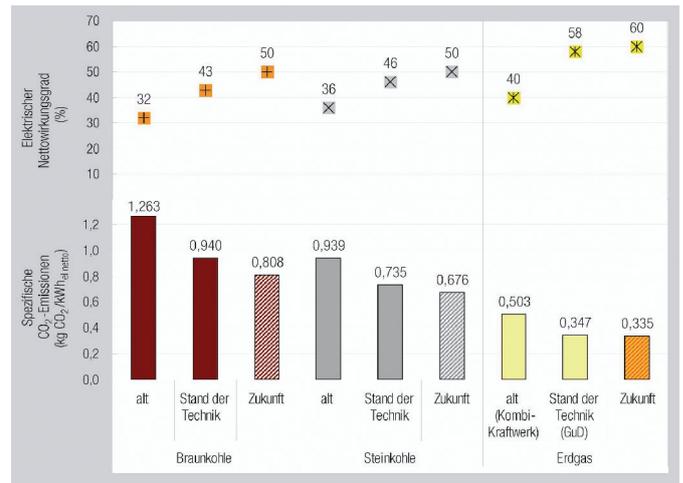


Bild 35 Spezifische CO₂-Emissionen von Braunkohle, Steinkohle und Erdgas (Quelle: wvgw GmbH).

durch einen der Fähigkeit dieser Technologie angepassten Ordnungsrahmen vorangetrieben werden muss.

Ein längerer Atem ist für die breite Erschließung der Mobilität erforderlich. Mit rund 160 Mio. t ist der Verkehrssektor ein wesentlicher Verursacher von Kohlenstoffdioxid in Deutschland. Bestehende politische und industrielle Initiativen sind weiterzuführen, um in diesem Sektor voranzukommen – insbesondere in den Teilbereichen, in denen eine Elektrifizierung nicht realisiert werden kann, wie etwa im Transportsektor. Hier sind Technologie- und Förderprogramme aufgesetzt, die in Realisierung gehen werden. Die Berücksichtigung des Well-to-Wheel-Ansatzes – statt nur Tank-to-Wheel – bei der Bewertung der Klimaschutzwirkung von Kraftstoffen gilt es weiterzuführen. Denn dadurch wird eine faire und verzerrungsfreie Bewertung verschiedener strombasierter Kraftstoffe (zum Beispiel über Power-to-Gas hergestellte eFuels, in Batterien gespeicherter Strom) erreicht.

Die KWK-Technologie ist im Hinblick auf ihre systemischen Potenziale durch stromoptimierte Fahrweise mit intelligenter Wärmenutzung voranzubringen, über alle Leistungsklassen. Im Verbund kann die KWK in virtuellen Kraftwerken zusammengeschaltet werden, um gesichert Residuallasten bedienen zu können. Untersuchungen des DVGW zeigen, dass allein bei der gebäudebasierten Mikro-KWK die Potenziale in 2050 bei bis zu 47 % liegen.

Die Digitalisierung wird die Energieversorgung in vielfältiger Weise bewegen. Zum einen sind Handel- und Vertriebsaktivitäten betroffen, aber auch Mess- und Abrechnungsprozesse. Ein entscheidend-

des Moment ergibt sich im Zusammenspiel mit der Steuerung komplexer Erzeugungs- und Lastmanagementprozesse und den Unternehmen aus dem IT-Sektor.

Das europäische Emissionshandelssystem (EU ETS) ist ein wesentliches Element im Zusammenwachsen eines europäischen Energiemarktes. Es bietet die Chance, Klimaschutz mit wirtschaftlichen Maßnahmen zu verknüpfen. Die 2015 angestoßene Reform des EU ETS zur Verknappung der Emissionszertifikate soll die wirtschaftlichen Anreize stärken, den Ausstoß von Treibhausgasen dort zu senken, wo es am effizientesten ist. Wegen der Komplexität des ETS bietet sich ein schrittweises Vorgehen an, etwa über nationale CO₂-Mindestpreise (Floor-Price), wie es in einigen EU-Mitgliedsstaaten bereits realisiert ist.

Im Zusammenhang mit der Beschaffung von Gas sind langfristige Ansätze zu entwickeln. Zum einen gilt es, die Versorgung mit Erdgas langfristig und wirtschaftlich sicherzustellen. Das beinhaltet

politisches Backing für europäische Pipelineprojekte. LNG gewinnt an Bedeutung, da es eine weitere Diversifikation darstellt und weitere sichere Lieferregionen einbezieht.

Mit mehr als 510 000 km Länge weist Deutschland ein flächendeckendes Gasnetz auf. Es ist für Methan optimiert. Aufbereitetes Biogas oder EE-Methan aus Power-to-Gas-Prozessen können schon heute vollständig integriert werden. Mit dem Herausfallen älterer Biogasanlagen aus der Förderung ergeben sich durch Anlagenpooling, Aufbereitung und Einspeisung neue Potenziale. Dazu sind Forschungsarbeiten aufgesetzt, die auch die Anpassung des Ordnungsrahmens berücksichtigen. Bei Wasserstoffzumischungen werden Limitationen sukzessive abgebaut, wenngleich in Teilbereichen weiterhin Fragen zu klären sind. Ein Roadmap-Prozess bis hin zu 10 % Wasserstoff im Erdgas ist aufgesetzt. Forschungsprojekte begleiten diesen Prozess, etwa im Rahmen des Hypos-Projektes in der Region Leipzig/Halle.

Die Energiewende ist eines der wichtigsten Projekte unserer Zeit. Es ist von großer Bedeutung, dass der gesellschaftliche Konsens, Klimaschutz leisten zu wollen, erhalten bleibt. Dazu müssen die vorhandenen Ressourcen effizient eingesetzt und so die Gesamtkosten möglichst geringgehalten werden. Durch die konsequente Nutzung und Weiterentwicklung der vorhandenen Gasinfrastrukturen, durch Technologieoffenheit sowie durch gezielte Anreize für die Verbraucher lassen sich die Ziele der Energiewende kurz-, mittel- und langfristig zu von der Gesellschaft akzeptierten Kosten erreichen. Gas und die Gasinfrastruktur leisten damit einen wichtigen Beitrag zur gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiewende.

Literatur

Die Literaturstellen zu dieser Jahresübersicht sind auf der BWK-Homepage über den Menüpunkt „Literaturverzeichnisse“ aufrufbar.

 www.eBWK.de