

Erdgas

Die Reform des EEG in Deutschland, eine positive Entwicklung beim Gas weltweit, der Verfall der Ölpreises, Fragen zur Versorgungssicherheit in Europa und nicht zuletzt die Auswirkung der Entscheidung von E.on Ende 2014 haben die Gaswirtschaft bewegt. Gas weist die geringsten CO₂-Emissionen der fossilen Energieträger auf. Flexibilität, Speicherbarkeit, Netzdienlichkeit sowie die Vielfalt in der Anwendung machen es zum idealen Partner der erneuerbaren Energien. Allerdings werden diese komplementären Eigenschaften zu Wind und Photovoltaik international und national unterschiedlich bewertet. Die Lage bei den Gaskraftwerken bleibt weiter angespannt. LNG – verflüssigtes Erdgas – ist auf dem Vormarsch.

Der Blick auf die energie- und speziell gaswirtschaftlichen Entwicklungen im vergangenen Jahr 2014 bestätigt die alte Erfahrung, dass insbesondere in der Energiewirtschaft wichtige und auch nachhaltig wirkende Entwicklungen und Ereignisse nicht prognostizierbar sind. In diesem Sinne haben wir in der Energiewirtschaft – national wie international – ein turbulentes und damit „normales“ Jahr hinter uns.

Die mehrfachen, dramatischen Paradigmenwechsel in der Energiewirtschaft sowie deren Konsequenzen wurden im vergangenen Jahr sehr deutlich. Darunter fallen zunächst die Liberalisierung und Regulierung, dann die Energiewende und immer mehr auch die Möglichkeiten und Notwendigkeiten der Digitalisierung.

Autoren

Dr.-Ing. **Frank Graf**, DVGW-Forschungsstelle am KIT, Karlsruhe; Dipl.-Ing. Dipl.-Wirtsch.-Ing. **Frank Gröschl**, DVGW, Bonn; Prof. Dr.-Ing. **Klaus Heikrodt**, Hochschule Ostwestfalen-Lippe, Lemgo; Prof. Dr.-Ing. **Hartmut Krause**, DBI Gastechnologisches Institut, An-Institut der TU Bergakademie Freiberg; **Christina Beestermöller**, M.Sc., Team Consult G.P.E. GmbH, Berlin; Dr. jur. **Uwe Wetzel**, DVGW, Bonn; Dipl.-Wirtsch.-Ing. **Bernhard Witschen**, Team Consult G.P.E. GmbH, Berlin, Dr.-Ing. **Rolf Albus** und Dipl.-Ing. **Frank Burmeister**, beide Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.



Bild: Gasag

Aus Sicht der deutschen Gaswirtschaft zählen zu den wichtigsten Themen, Trends und Ereignissen des letzten Jahres sicherlich

- die Eskalation der Ukraine-Krise und damit verbunden die Frage der Versorgungssicherheit der EU und Deutschlands sowie einige politische und unternehmerische Folgeentscheidungen,
- die Novellierung des EEG (EEG 2.0) sowie die immer klarer werdenden Konsequenzen der Energiewende für den fundamentalen Systemumbau der Energieversorgung in Deutschland,
- der Ölpreisverfall seit Mitte des letzten Jahres und nicht zuletzt
- einige bedeutende Investitions- und Strategieentscheidungen großer Energieversorger, insbesondere der Strategiewechsel von E.on.

In Europa sind die Gasmärkte durch die Liberalisierung technisch wie ökonomisch weiter zusammengewachsen. Das ist an der sehr starken Preiskonvergenz der wichtigsten Handelsplätze ablesbar. Versorgungsengpässe, tatsächliche oder drohende, wirken sich deswegen preislich nicht mehr singulär auf einzelne nationale Gaswirtschaften, sondern zumeist auf die im Verbund stehenden Handelsplätze und europäischen Gaswirtschaften aus. Die Verschärfung der Ukraine-Krise und die Möglichkeit des Ausfalls aller Gaslieferungen aus Russland über die Ukraine haben die europäischen Gasmärkte nicht sehr beeindruckt – die Gaspreise zogen nicht nachhaltig an. Das dürfte maßgeblich auf die in 2014 sehr gut gefüllten Speicher in Deutschland und Europa zurückzuführen sein (siehe auch Bild 7). Gleichermassen entscheidend waren aber sicherlich auch die Erfahrungen der Gaswirtschaft aus den Zeiten des kalten Krieges: Eine Einstellung oder Verringerung der Lieferungen aus der damaligen Sow-

jetunion war zu keiner Zeit ernsthaft zu befürchten und fand tatsächlich auch nicht statt. Auch längerfristig scheinen die Gasmarktakteure zurzeit kein Problem zu sehen, denn die Forwards an den Handelspunkten sind bis Ende 2014 von etwa 2,6 Ct/kWh auf etwa 2,3 Ct/kWh gefallen [1].

Energiepolitisch wurden hingegen in Deutschland und Europa Konsequenzen zur Verringerung der – unterschiedlich starken – Abhängigkeit von Gaslieferungen aus Russland diskutiert und teilweise bereits gezogen. So nahm Litauen 2014 einen schwimmenden LNG-Importterminal in Betrieb, der die bisherige 100%-ige Versorgung durch Russland komplett ersetzen kann und noch Reserven für Nachbarländer hat. Auch Polen errichtet derzeit einen LNG-Importterminal. In der EU werden Konzepte zur Verbesserung der physischen Versorgungsverbindungen zwischen den einzelnen Ländern vorangetrieben. Das deutsche Wirtschaftsministerium brachte die Realisierungsmöglichkeit eines LNG-Terminals in Deutschland wieder ins Spiel und prüft aktuell die Möglichkeiten der Verbesserung der Versorgungssicherheit.

Die neue Konfrontation der USA und EU mit Russland hat in 2014 weitere gaswirtschaftliche Entwicklungen sicherlich angestoßen wenn nicht gar beschleunigt: Gazprom schloss im Mai 2014 einen Gasliefervertrag mit China über 30 Jahre (ab 2018) mit einem Volumen von jährlich 28 Mrd. m³ ab. Der Weiterbau der South-Stream-Pipeline wurde von Gazprom einseitig gestoppt, sie wird (vorerst) nicht bis Westeuropa weitergebaut. Die geplante und behördlicherseits genehmigte Vollübernahme der Wingas (inklusive Speicher) durch Gazprom wurde ebenfalls von Gazprom abgesagt. Und nicht zuletzt sind die wieder in den energiepolitischen

Fokus gerückten Überlegungen zur Versorgungssicherheit politischer Rückenwind für die Umsetzung der Energiewende.

Die Ukraine-Krise des Jahres 2014 dürfte damit nachhaltige und für die deutsche Gaswirtschaft nicht unbedingt vorteilhafte Nachwirkungen im Hinblick auf die politische Wertschätzung, das öffentliche Ansehen wie auch die Kosten der Gasversorgung haben.

Die Bedeutung und Entwicklung des Gases als fossiler Energieträger wird ohnehin durch die Energiewende sehr stark beeinflusst bzw. beschränkt. In den von der Politik vorgegebenen Rahmenbedingungen – und auch in vielen Details – der Energiewende sah sich die Gaswirtschaft in den letzten Jahren nicht mehr gebührend gewürdigt, so zuletzt auch im Koalitionsvertrag Ende 2013. Als Reaktion darauf wurde nun vom BDEW eine Initiative gegründet um dem entgegen zu wirken und Gas wieder besser zu positionieren (Gasmarkt 2.0).

Allgemein ist für 2014 festzustellen, dass die Energiewirtschaft die Ziele und Entwicklungen sowie auch die technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen der Energiewende zunehmend verinnerlicht. Der Umbau des Energiesystems wird als fundamentale Herausforderung für das zukünftige Geschäftsmodell der Energieversorger verstanden. Daraus haben sich in 2014 verstärkt die folgenden Tendenzen entwickelt:

- Die Politik muss und wird dafür sorgen, dass die Kosten der Energiewende begrenzt werden und die Belastbarkeit der Bürger wie auch die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft nicht gefährdet wird.
- Regenerative Energieerzeugung wird deshalb stärker dem Wettbewerb (mit anderen Energieträgern sowie auch untereinander) ausgesetzt.
- Der derzeitige Energie- und Gasvertrieb muss zunehmend ergänzt werden durch ganzheitliche Kundenlösungen sowie durch mehr dezentrale, kundennahe und hocheffiziente Strom- und Wärmeerzeugung.

Durch die starke Dezentralität der zukünftigen Energieerzeugung und die Volatilität der regenerativen Stromerzeugung wird die Steuerung der Erzeugung und der Nachfrage immer wichtiger. Außerdem werden Smart Home und Smart Meter wahrscheinlich neue, heute vielleicht nur zu erahnende Potenziale von umfassenden Kundenlösungen eröffnen. Dafür werden aber sehr innovative und

intelligente digitale Technologien benötigt. „Silicon Valley“ mit ganz neuen Geschäftsideen könnte hier ein großes Betätigungsfeld finden.

Die Novelle des EEG (seit 1. August 2014) brachte für Gas die negative Vorgabe, dass der Ausbau der Bioerdgaserzeugung auf 100 MW/a beschränkt, durch die gleichzeitige Reduzierung der Förderung nach EEG aber praktisch beendet sein dürfte. Dies ist den vielfältigen landwirtschaftlichen Problemen aber auch den hohen Kosten der Biogaserzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen geschuldet. Die Reduzierung des CO₂-Footprints von Erdgas durch Beimischung von Bioerdgas ist damit zukünftig weitgehend verbaut.

Die Bundesregierung kündigte darüber hinaus Ende 2014 für die energetische Sanierung des Gebäudebestandes Fördermaßnahmen und Steuererleichterungen an. Damit könnte in dem lukrativen Kernmarkt der Gasversorgung, nämlich der Wärmeversorgung von Gebäuden, auf mittlere Sicht ein stärkerer Bedarfsrückgang verbunden sein. Auch ein möglicher Substitutionseffekt von Öl durch Gas wird diesen Rückgang wahrscheinlich nicht aufwiegen können.

Andererseits bieten die bekannten Vorteile des Gases, wie niedrige spezifische CO₂-Emissionen, hohe Effizienzen, beste Regelbarkeit, vielfältige Einsetzbarkeit und hohe Wirtschaftlichkeit auch weiterhin gute Chancen im Markt. Denn in der kleinteiligeren und dezentraleren zukünftigen Energiewelt sind es gerade diese Produkteigenschaften, die Gas auch in der Energiewende nur sehr schwer ersetzbar machen.

Der unerwartete Preisverfall bei Rohöl von rund 112 US-\$/bbl im Juni 2014 auf etwa 62 US-\$/bbl Ende des Jahres [2] hat sehr unterschiedliche Facetten für Länder und Unternehmen, je nach Position in der Gesamtkette. Deutschland und Europa profitieren sehr stark vom gesunkenen Ölpreis. International wird bereits die Frage diskutiert, ob nicht weltweit der Demand-Peak für Öl bereits erreicht oder wenigstens näher gerückt sein könnte. Damit ergeben sich völlig neue Fragen wie zum Beispiel nach einem dauerhaften Preisniveau der fossilen Brennstoffe und nach der Situation der Förderländer und deren Staatshaushalte sowie möglicher geopolitischer Verschiebungen. Natürlich würde auch die deutsche Energiewende in einem nicht auszuschließenden dauerhaften Niedrigpreisszenario für Öl und Gas neue ökonomische Rechtfertigungsprobleme bekommen.

Die energiewirtschaftlich mit Abstand wichtigste unternehmerische Entscheidung war der Strategiewechsel von E.on, der im Dezember bekanntgegeben wurde. E.on spaltet konsequent ihre Geschäftsfelder in Aktivitäten der „neuen“ und „alten“ Energiewelt auf. E.on selbst wird sich schon mittelfristig vollständig auf die neue Welt der Energiewende konzentrieren. Das sind die Geschäftsfelder regenerativer Energieerzeugung, Verteilnetze und Energielösungen für Endkunden. Für Gas bedeutet diese Entscheidung, dass innerhalb der E.on eigenständige Positionen bzw. auch der Wettbewerb zwischen Strom und Gas, insbesondere im Wärmemarkt, weiter eingeschränkt werden dürften. Gas wird damit eine Option unter mehreren im Lösungskonzept für Endkunden, bleibt aber kein eigenständiges, beim und um Kunden konkurrierendes Versorgungssystem.

Das vergangene Jahr 2014 hat die Energiewirtschaft in Deutschland noch spannender gemacht. Trotz der teilweise negativen Entwicklungen für Gas bleibt insgesamt dennoch festzuhalten, dass Gas insbesondere in der dezentralen Energieversorgung der Zukunft noch viele Chancen hat. Es kommt drauf an, was man draus macht.

Energie- und erdgaswirtschaftliche Daten Deutschlands

Der deutsche Primärenergieverbrauch ist im Jahr 2014 im Vergleich zum Vorjahr um 4,8 % gesunken und erreichte mit 3 638 TWh den niedrigsten Stand seit der Wiedervereinigung (Bild 1).

Wie im Vorjahr wurde der Verbrauch auch in 2014 maßgeblich von der Witterung beeinflusst. Im Gegensatz zu 2013 zeigten sich in 2014 jedoch relativ milde Temperaturen, die schließlich zum deutlichen Verbrauchsrückgang führten. Nach Bereinigung der Verbrauchsdaten vom Witterungseinfluss wäre der Energieverbrauch in 2014 um etwa 1 % unter das Vorjahresniveau gesunken [3].

In den vergangenen Jahren gab es unterschiedliche Einflüsse auf die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs. Nachdem bis etwa 1995 der gesamtdeutsche Energieverbrauch stark durch den wirtschaftlichen Umbruch in den neuen Ländern geprägt war und sich dann bis etwa 2005 eine relativ konstante Verbrauchsentwicklung abzeichnete, ist seit 2006 wiederum ein deutlich rückläufiger Trend zu beobachten [4]. 2014 zeigte trotz einer relativ guten Konjunkturentwicklung in

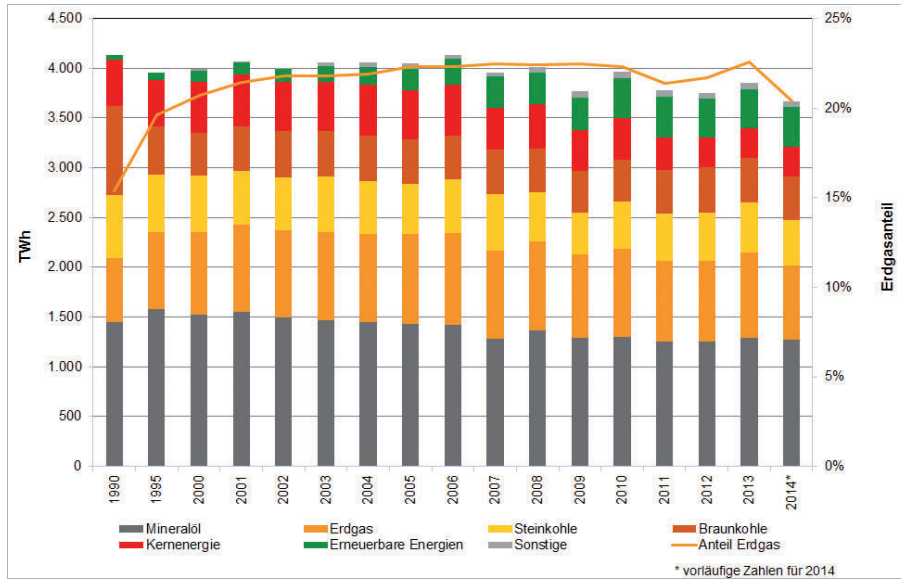


Bild 1 Primärenergieverbrauch Deutschland nach Energieträgern [6].

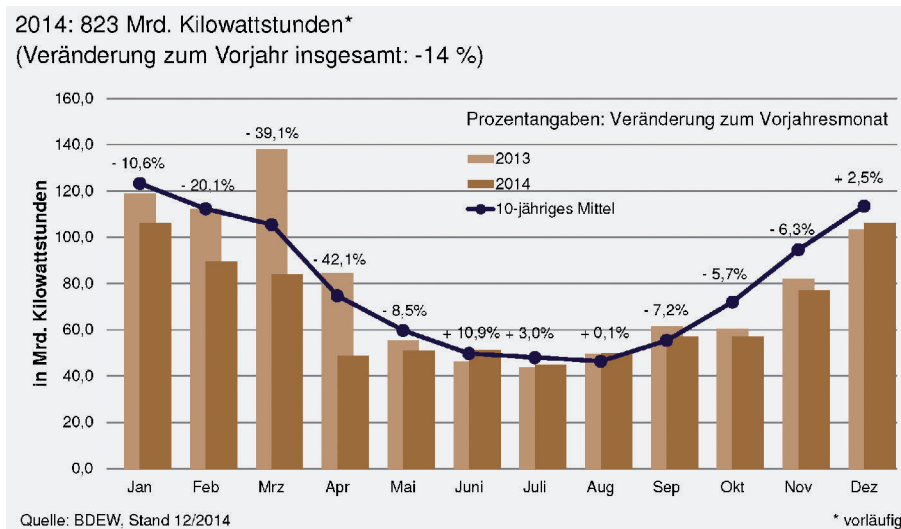


Bild 2 Monatlicher Erdgasverbrauch in Deutschland (2014) [11].

		2012	2013	2014
Stromerzeugung mit Erdgas in Deutschland	TWh	76,4	67,5	58,5
Anteil an gesamtdeutscher Bruttostromerzeugung	%	12,1 %	10,7 %	9,6 %

Tabelle 1 Beitrag von Erdgas zur gesamtdeutschen Bruttostromerzeugung 2012 bis 2014.

2014 mit einem Anstieg des Bruttoinlandsproduktes um 1,5 % im Vergleich zum Vorjahr (BIP-Wachstum in 2013: 0,1 % und in 2012: 0,4 %) den bisher niedrigsten Verbrauch [5].

Der Einsatz der fossilen Energieträger wurde ebenfalls durch unterschiedliche Faktoren beeinflusst:

- Stein- und Braunkohle werden vorrangig in der Stromerzeugung eingesetzt. Der nach wie vor steigende Einsatz erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung führte so zu einer Verdrängung und damit zu

einem Verbrauchsrückgang von Kohle im Vergleich zu 2013 (Steinkohle: -7,9 %, Braunkohle: -2,3 %).

- Der Anteil der Kernenergie ging im Vergleich zu 2013 um 0,3 % zurück [7].

- Der Mineralölverbrauch ist ebenfalls zurückgegangen (-1,3 % im Vergleich zum Vorjahr). Hierfür ist hauptsächlich ein Nachfragerückgang von Heizöl (schweres Heizöl: -8 %, leichtes Heizöl: -14 %) verantwortlich. Der Kraftstoffverbrauch hingegen ist gestiegen, was größtenteils auf den stark gesunkenen Rohöl-

preis in der zweiten Jahreshälfte zurückzuführen ist. Der Anstieg im Kraftstoffverbrauch konnte jedoch nicht den Nachfragerückgang von Heizöl kompensieren, so dass in 2014 insgesamt ein geringerer Mineralölverbrauch als 2013 bilanziert wurde [8].

- Erdgas hatte 2014 einen Anteil von 20,4 % am deutschen Primärenergieverbrauch, was einem Rückgang zum Vorjahr um mehr als 2 %-Punkte entspricht (22,6 %) (Bild 1). Der inländische Erdgasverbrauch sank dabei um insgesamt 14 % und betrug 823 TWh (Bild 2, vorläufige Angabe) [9]. Für diesen deutlichen Rückgang sorgte hauptsächlich die relativ warme Witterung. Wie es in Bild 2 deutlich wird, führte dies insbesondere in den Monaten Januar bis März zu einem geringeren Wärmebedarf. Der Erdgasverbrauch im März 2014 lag um fast 40 % unter dem Wert im März 2013. Aber auch der Erdgasbedarf in der Industrie ging weiter zurück sowie der Einsatz in der Stromerzeugung (siehe weiter unten) [10].

Aufgrund des gesunkenen Verbrauchs der fossilen Energieträger und der gleichzeitigen Zunahme der erneuerbaren Energien (im Vergleich zu 2013: +1,4 %) wird ein Rückgang des energiebedingten CO₂-Ausstoßes von etwa 5 % erwartet [12]. Bereinigt um den Einfluss der milden Witterung in 2014 würde die Reduktion des CO₂-Ausstoßes etwa 1 % betragen.

Der Trend eines rückläufigen Einsatzes von Erdgas bei der Bruttostromerzeugung setzte sich auch in 2014 fort (Tabelle 1): Erdgas erreichte in 2014 mit 58,5 TWh einen Anteil von 9,6 % an der deutschen Stromerzeugung, was einem Rückgang von etwa 1 %-Punkt im Vergleich zu 2013 entspricht. Im Jahr 2012 trug Erdgas noch zu einem Anteil von über 12 % zur deutschen Bruttostromerzeugung bei.

Der zunehmende Einsatz von erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung mit bereits über 25 % in 2014 führt im Strommarkt zu sinkenden Preisen sowie zu einer Verdrängung der fossilen Energieträger. Der wirtschaftliche Betrieb insbesondere der Gaskraftwerke wird in diesem Marktumfeld merklich schwieriger, weshalb vermehrt Kraftwerke aus dem Markt genommen werden und so der Gasanteil im Strommix weiter sinkt. Bild 3 zeigt den deutschen Strommix in 2013 und 2014.

Das Erdgasaufkommen in Deutschland betrug 2014 insgesamt 1088 Mrd. kWh, dies ist insgesamt betrachtet ein Rückgang von rund 5 % im Vergleich zum Vorjahr (Tabelle 2).

Bild: Team Consult G.P.E. GmbH

Bei der inländischen Förderung (inklusive der eingespeisten Bioerdgasmengen) ist hierbei ein Rückgang von 6,1 % zu beobachten. Der Großteil des Erdgasaufkommens (92 %) wurde auch im Jahr 2014 über Importe gedeckt. Bei der Gewichtung der einzelnen Lieferländer an den Gesamtimporten zeigen sich im Vergleich zum Vorjahr leichte Verschiebungen. Größtes Lieferland war trotz der Ukraine-Krise wieder Russland mit einem etwa konstanten Anteil von 38,6 % an den deutschen Importen (2013: 38,7 %). Norwegen als zweitgrößter Lieferant hat 2014 mit 33,1 % wieder Anteile dazugewonnen (2013: 29,4 %). Die Anteile der Niederlande als drittgrößtes Lieferland sind in 2014 gesunken und lagen bei 24,1 % (2013: 26,1 %). Die übrigen Lieferländer haben ebenfalls rückläufige Anteile an den deutschen Importen und lagen mit 4,2 % um 1,6 %-Punkte unter dem Vorjahreswert (2013: 5,8 %). **Bild 4** zeigt die Anteile der Lieferländer am deutschen Gesamtimport in 2014.

Auf der **Gasabsatzseite** ergaben sich ebenfalls Veränderungen: Vertriebsgesellschaften im Haushaltssektor verzeichneten gesunkene Beschaffungspreise und durch stabile Endverbraucherpreise auch erhöhte Margen [16]. Im Gasverkauf an Industriekunden und Stadtwerken waren der Wettbewerb sehr stark und die Margensituation angespannt, weshalb es beispielsweise mit Cargill zu Marktaustritten kam [17].

Auf dem **Großhandelsmarkt** zeichnete sich, wie bereits beschrieben, in 2014 trotz Ukraine-Krise eine relativ entspannte Preissituation ab (**Bild 5**). Die Day-Ahead- und Month-Ahead-Preise fielen zeitweise sogar auf 1,7 Ct/kWh (Juli) und auch die Year-Ahead- und 2-Years-Ahead-Preise sind im Jahresverlauf von etwa 2,6 Ct/kWh auf 2,3 Ct/kWh gefallen. Damit zeigen sich in Deutschland zurzeit keinerlei Versorgungsengpässe. Deutlich stärker als die Preise am Gas Hub ist der Rohölpreis (Brent) seit Mitte des Jahres gesunken, was in **Bild 5** ebenfalls dargestellt ist. Wärmeäquivalent umgerechnet (Wech-

Tabelle 2 Erdgasaufkommen 2013 und 2014 [14].

	2013		2014		Veränderung (Basisjahr 2013)
	absolut (TWh)	relativ (mit Basis Erdgas-aufkommen)	absolut (TWh)	relativ (mit Basis Erdgas-aufkommen)	
Inländische Förderung	95,6	8,4%	89,8	8,3%	-6,1%
Einfuhr	1 040,2	90,9%	1 001,3	92,0%	-3,7%
Speichersaldo	9,1	0,8%	-3,0	-0,3%	
Erdgasaufkommen	1 144,9		1 088,1		-5,0%

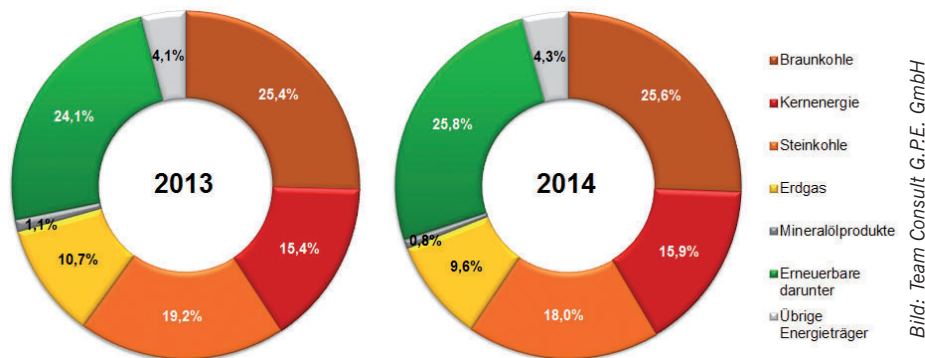


Bild 3 Anteile der Energieträger an der Bruttostromerzeugung in Deutschland 2013 und 2014 [13].

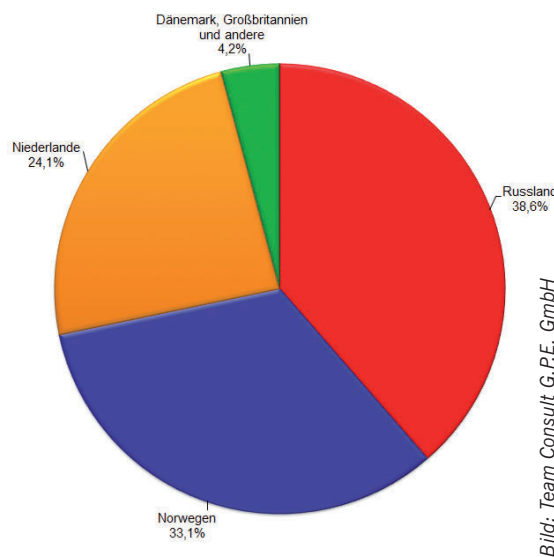


Bild 4 Bezugsquellen der deutschen Erdgasimporte in 2014 [15].

selkurs: Januar 2015) fiel der Ölpreis von noch 6,1 Ct/kWh im Juni 2014 fast um die Hälfte auf nur noch 3,4 Ct/kWh im Dezember 2014.

Erdgasspeicher

Ende 2013 wurden in Deutschland 21 Poren- und 30 Kavernenspeicher mit einem Arbeitsgasvolumen von 23,8 Mrd. m³ (im Endausbau 24,5 Mrd. m³) betrieben [19]. Hinter den USA, Russland und der Ukraine verfügt Deutschland damit über die weltweit viertgrößte Speicherinfrastruktur. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhte sich das Speichergasvolumen um etwa 5 %. Weitere 15 Speicher mit

einem Arbeitsgasvolumen von 6,1 Mrd. m³ sind in Planung oder Bau. Eine Übersicht findet sich in **Bild 6**. Bezüglich der Einspeisung von Gasen aus erneuerbaren Quellen (insbesondere Biomethan und Wasserstoff) wurden und werden verschiedene technische Aspekte wie Korrosionsverhalten und Auswirkungen auf die Speicherformation untersucht [20 bis 24]. Insbesondere im Zusammenhang mit der chemischen Speicherung von überschüssiger elektrischer Energie aus regenerativen Quellen in Form von Wasserstoff wird über die Nutzung

der bestehenden Erdgasspeicher nachgedacht. Während weltweit bereits Kavernenspeicher zur Speicherung von Wasserstoff genutzt werden, müssen insbesondere bei Porenspeichern noch offene Fragestellungen zur Wasserstoffverträglichkeit geklärt werden [25; 26].

Bezogen auf Gasjahre erreichten die Füllstände der Speicher im Gasjahr 2014/15 erneut einen Höchststand der letzten Jahre. Mit einem Füllstand von 21,3 bcm (November 2014) wurde der Höchststand des Gasjahres 2013/14 mit 20,5 bcm (September 2014) übertroffen. Dies kann durchaus der Ukraine-Krise geschuldet sein.

Mit Ausnahme des Gasjahres 2012/13 sowie des Jahres der „Ersten Ukraine-Krise“ 2008/09 bewegen sich die relativen

Füllstände jeweils im April der letzten Jahre, und damit zum Ende des Winters, meist zwischen 40 und 50 % (**Bild 7**). Als Folge des deutlich zurückgegangenen Erdgasver-

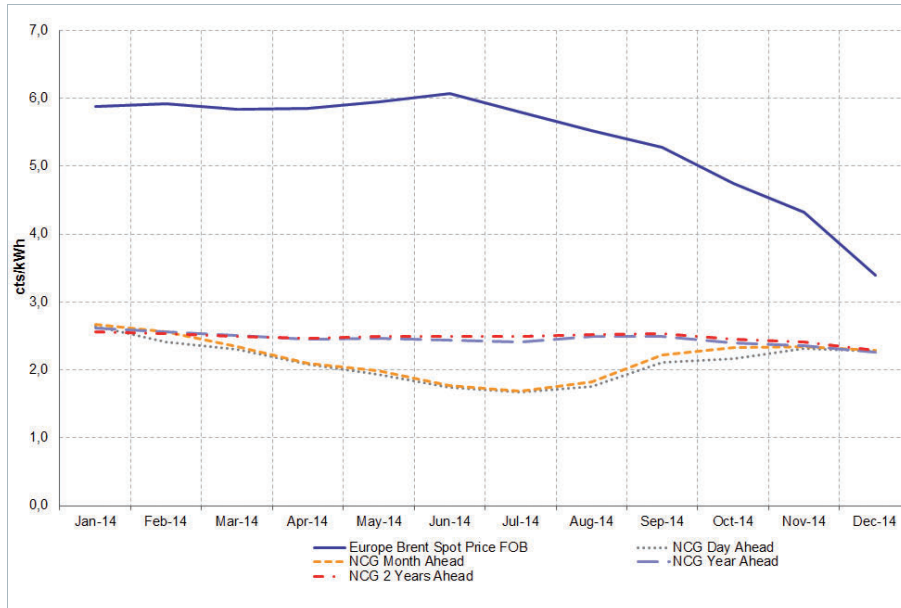


Bild: Team Consult G.P.E. GmbH

Bild 5 Verlauf der Gas-Hub-Preise (NCG) und des Brent-Ölpreises in 2014 [18].

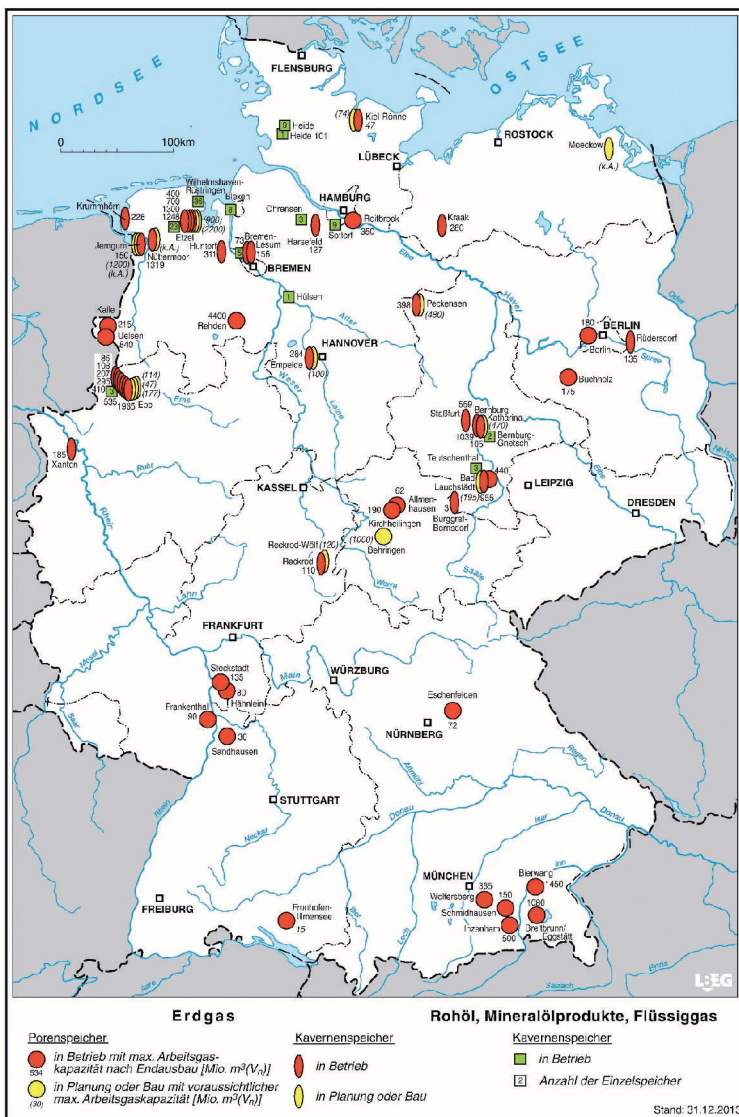


Bild 6 Erdgas-Untertagespeicher in Deutschland [27].

brauchs im Winter 2013/14 wurde im April 2014 zum Ende des Winters 2013/14 mit etwa 60 % der höchste April-Füllstand der letzten Jahre erreicht [28].

Internationale Situation

International ist Erdgas auf dem Vormarsch, und die Gasmärkte haben insbesondere durch den Schiefergasboom in den USA große Veränderungen erfahren [30; 31]. Die umfangreiche Gewinnung von unkonventionellem Erdgas in den USA hat dort zu stark sinkenden Gaspreisen und zur Verdrängung von kohle-basierten Anwendungen durch Erdgas geführt, wodurch das Angebot an Kohle am Weltmarkt stieg. 2014 lag das Preisniveau von Erdgas in den USA bei der Hälfte bzw. einem Viertel im Vergleich zu Europa bzw. Asien (Bild 8). Die IEA geht davon aus, dass sich das Preisniveau weltweit in der Zukunft annähern wird. Laut IEA soll der Erdgaspreis 2040 in Asien etwa doppelt so hoch, in Europa etwa 50 % höher liegen als in den USA. Gemäß Studien von IEA [32; 33], IGU [34] und der EU-Kommission [35; 36] wird erwartet, dass die Nutzung von Erdgas weltweit zunehmen wird. Die IEA erwartet 2035 einen Anstieg der weltweiten Gasproduktion um 55 % im Vergleich zum Jahr 2010 (Bild 9). Insbesondere im asiatischen Raum sind mit starken Zuwächsen zu rechnen. Etwa 65 % dieser Steigerung wird durch unkonventionelles Erdgas abgedeckt, dessen Anteil an der Gewinnung 2035 etwa 32 % ausmachen wird. Bedingt durch den weltweit stark steigenden Energieverbrauch wird der Anteil an fossilen Energieträgern am Gesamtaufkommen trotz eines starken Ausbaus der erneuerbaren Energien bis 2035 nur moderat von derzeit 82 % auf 75 % sinken (Bild 10). Die größten Produzenten von unkonventionellem Erdgas werden laut IEA-Angaben die USA, China, Kanada und Australien sein. Im Zuge der zunehmenden Förderung von unkonventionellem Erdgas werden auch die Verteilung als LNG und damit die Verflüssigungskapazitäten in den nächsten Jahren weiter zunehmen [37].

Die IEA erwartet im aktuellen World Energy [38] Investment Outlook, dass Gas weltweit auch eine zunehmende Rolle in der Stromerzeugung spielen wird. Bis 2035 soll sich die installierte Leistung von derzeit 1270 GW auf 2 450 GW nahezu verdoppeln. Hierdurch würden Investitionen in Höhe von 1050 Mrd. US-\$ anfallen (Bild 11).

Die weltweiten Reserven und Ressourcen an Erdgas wurden in den letzten Jah-

Bild 7 Füllstände der deutschen Untertagespeicher 2008/09 bis 2014/15 [29].

ren weiter nach oben korrigiert. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) geht derzeit von weltweiten Reserven an Erdgas von 198 Bill. m³ und von Ressourcen in Höhe von 638 Bill. m³ aus (**Bild 12**). Zusätzlich werden Ressourcen in Form von Aquifergas (24 Bill. m³) und von Gashydraten (184 Bill. m³) anhand von globalen Abschätzungen vermutet [39]. Hierzu stehen jedoch kaum regionenscharfe Detailuntersuchungen zur Verfügung. Außerdem ist die Gewinnung von Gashydraten nur mit sehr großem technischem Aufwand zu bewerkstelligen.

Die Welt-Erdgasförderung lag 2013 bei 3,421 Bill. m³, was ein Anstieg von etwa 1 % (+33 Mrd. m³) gegenüber dem Vorjahr bedeutet. Damit sind auch bei einer erwarteten signifikanten Steigerung des weltweiten Erdgasverbrauchs keine Verknappung bzw. stark steigende Erdgaspreise zu erwarten. Zur Verdeutlichung des Sachverhalts ist in **Bild 13** der nach IEA New Policies Scenario angelegte kumulierte Erdgasverbrauch bis 2040 den derzeitigen Reserven gegenübergestellt.

Für Deutschland hat die BGR die technisch gewinnbaren Schiefergasressourcen mit 1,3 Bill. m³ beziffert [40]. Inwieweit dieses Potenzial genutzt werden kann, hängt entscheidend von der Umweltverträglichkeit der eingesetzten Fracking-Verfahren ab. Derzeit wird das Thema in Deutschland umfangreich diskutiert [41 bis 46]. Weitergehende Untersuchungen müssen durchgeführt werden, um insbesondere die wasserwirtschaftlichen Fragestellungen zu beantworten. Ende 2014 wurden gemeinsam vom Bundeswirtschaftsministerium und vom Bundesumweltministerium verschiedene Gesetz- und Verordnungsentwürfe zur Anwendung von Fracking in Deutschland an die Länder und Verbände zur Kommentierung verteilt [47]:

- Entwurf eines Gesetzes zur Änderung wasser- und naturschutzrechtlicher Vorschriften zur Untersagung und zur Risikominimierung bei den Verfahren der Fracking-Technologie (BMUB).
- Verordnung zur Einführung der Umweltverträglichkeitsprüfung und über bergbauliche Anforderungen beim Einsatz der Fracking-Technologie und Tiefbohrungen (BMWi).
- Entwurf eines Gesetzes zur Ausdehnung der Bergschadenshaftung auf den Borlochbergbau und Kavernen (BMWi).
- Ergänzende Informationen zum Regelungskpaket Fracking.

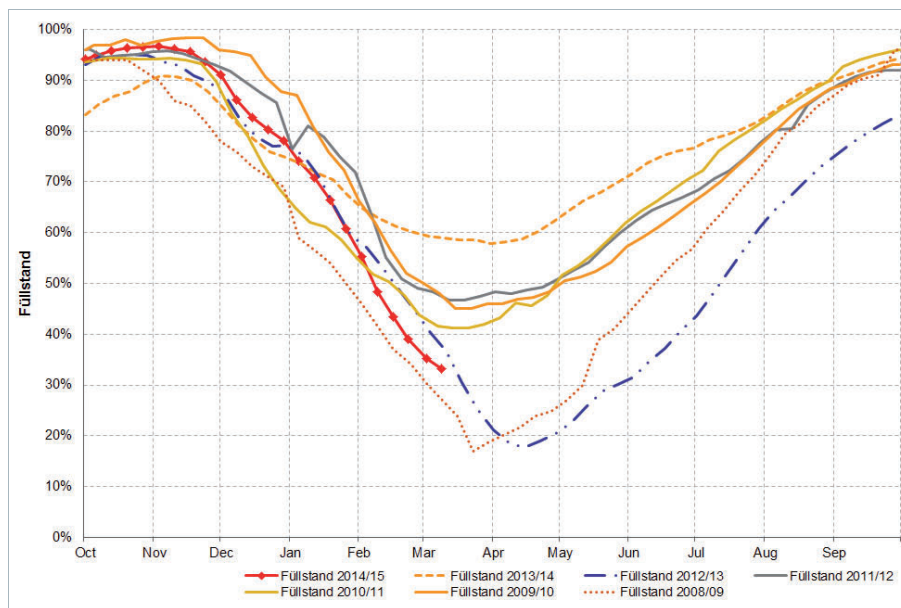


Bild: Team Consult G.P.E. GmbH

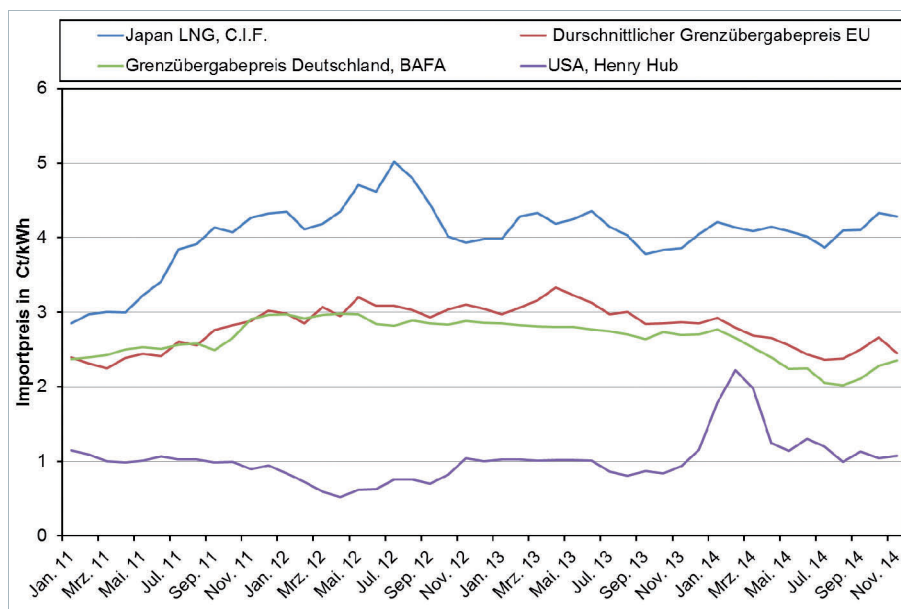


Bild 8 Erdgaspreise in USA, Japan und Europa.

Die Europäische Energie- und Klimapolitik in den Jahren 2014 bis 2015

Personelle Neuausrichtung in 2014

Das Europäische Parlament (EP) und die EU-Kommission mussten sich im vergangenen Jahr 2014 erstmalig personell neu finden. In der ersten Jahreshälfte wurde das EP neu gewählt, und zum 1. November 2014 nahm die EU in neuer Besetzung ihre neue Amtszeit auf. Für den Energiebereich sind folgende Mitglieder der EU-Kommission zuständig: Als Vize-Präsident Maroš Šefčovič, Slowakei. Er führt das Projektteam „Energy Union“ und ist zuständig für den Aufbau einer europäischen Energie-Union, in der Infrastrukturu-

ren, Rechtsvorschriften und Wettbewerb dazu beitragen sollen, Kosten für Bürger und Unternehmen zu senken, mögliche Energieknappheit durch Diversifizierung der Bezugsquellen zu verhindern und die Energieeffizienz zu verbessern.

Ihm wird zugearbeitet von Miguel Arias Cañete, Spanien, Mitglied der EU-Kommission. Zu dessen Aufgaben gehört die Erarbeitung konkreter Vorschläge für neue EU-Richtlinien und Verordnungen zur Implementierung der Klima- und Energieziele bis 2030. Die energie- und umweltpolitischen Ziele der neuen EU-Kommission stehen unter dem Vorbehalt, dass deren Erreichung zugleich ein Beitrag für die wirtschaftliche Entwicklung der EU (mehr Arbeitsplätze und Wachstum) leistet.

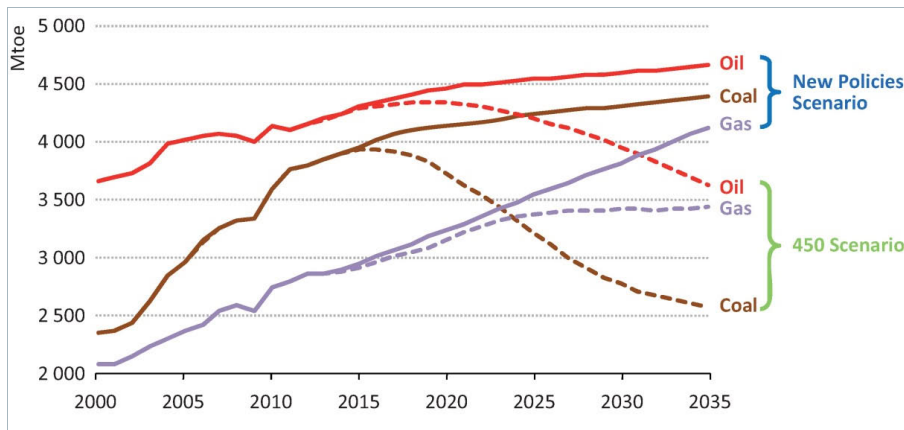


Bild 9 Weltweite Entwicklung des Verbrauchs an fossilen Energieträgern für verschiedene IEA-Szenarien.

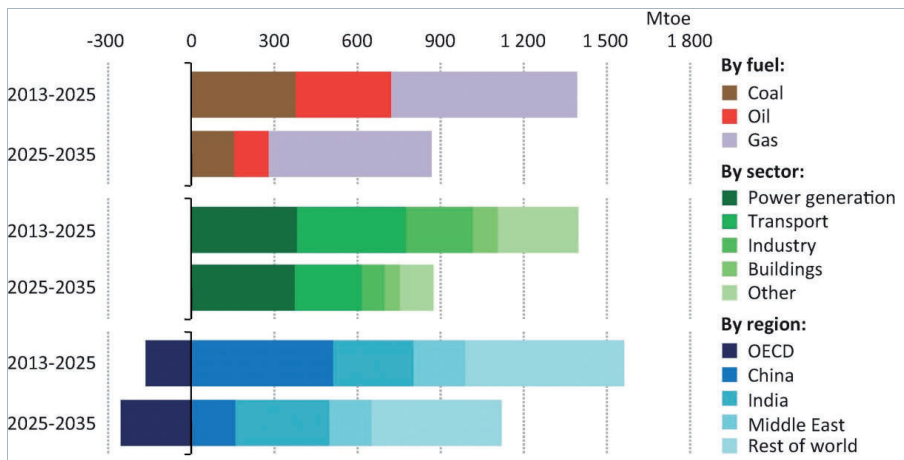


Bild 10 Prognostizierter weltweiter Anstieg des Verbrauchs an fossilen Energieträgern zwischen 2013 und 2035 gemäß IEA New Policies Szenario.

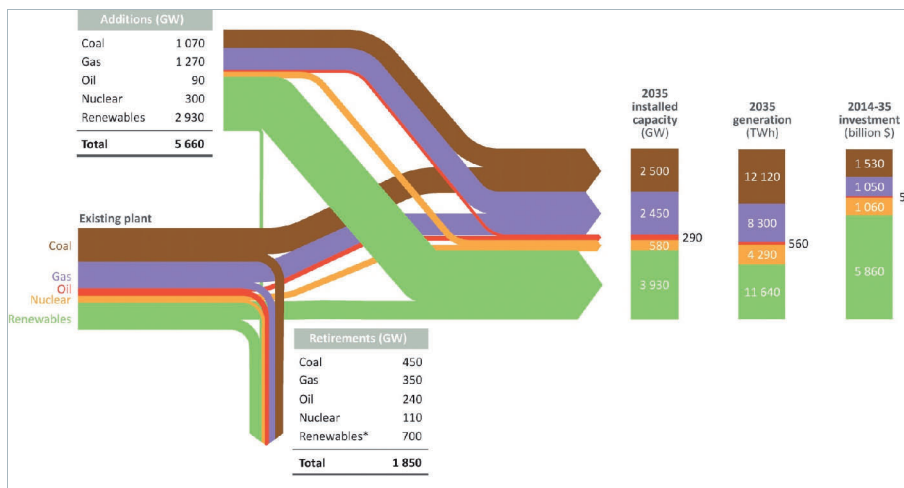


Bild 11 Entwicklung der weltweiten Stromerzeugung nach Energieträgern.

Zu den wesentlichen energie- und klimapolitischen Themen ab 2015 gehören insbesondere:

1. Energieunion,
2. Überarbeitung der EU-Verordnung zur Gasversorgungssicherheit,
3. TTIP.

Energieunion

Die Europäische Kommission hat im Februar 2015 eine Mitteilung zu einer „Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie“ vorgelegt. Darin werden fünf Ziele konkret beschrieben, zu deren Erreichung 15 Maßnahmen

aufgeführt werden, die in den nächsten zwei bis drei Jahren umgesetzt werden. Zu den fünf Zielen gehören:

- Schaffung von mehr Energiesicherheit, Solidarität und Vertrauen;
- Vollendung eines vollständig integrieren Energiebinnenmarkts;
- Steigerung der Energieeffizienz als Beitrag zur Senkung der Energienachfrage;
- Dekarbonisierung der Wirtschaft;
- Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit.

Die EU-Kommission hat zur Erreichung dieser Ziele einen sehr detaillierten Aktionsplan vorgelegt. Gasfachlich sind die folgenden konkret angekündigten Maßnahmen von besonderem Interesse:

1. Volle Durchsetzung des bestehenden Rechtsrahmens zum Energiebinnenmarkt,
2. Überarbeitung: VO Gasversorgungssicherheit ab 2015,
3. Vorlage: Strategie Flüssigerdgas und dessen Speicherung in 2015,
4. Netzausbau: neue VO zu strategischen Investitionen in 2015,
5. Überprüfung des Regulierungsrahmens von ACER und ENTSOG in 2015,
6. Überarbeitung der Richtlinien zur Energieverbrauchskennzeichnung ab 2015,
7. Überarbeitung der Richtlinie zum Ökodesign ab 2015,
8. Überarbeitung der Richtlinie zur Energieeffizienz ab 2016,
9. Vorlage einer EU-Strategie für die Wärme- und Kälteerzeugung in 2015,
10. neue Richtlinie zu erneuerbaren Energien mit Zielen bis 2030 ab 2015,
11. spezifischer Forschungs- und Innovationsansatz zu Energie in 2015,
12. Vorlage eines aktualisierten SET-Plans: insbesondere auch Power-to-Gas in 2016,
13. Überarbeitung der Richtlinie zur Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden ab 2016,
14. Mitteilung zu alternativen Kraftstoffen in 2017.

EU-Kommission will Gas-SoS-Verordnung überarbeiten

Die EU-Kommission hat Mitte Januar 2015 eine öffentliche Konsultation zur Überarbeitung der Gas-Versorgungssicherheits-Verordnung (EU) Nr. 994/2010 gestartet.

Die nun eröffnete Konsultation beruht auf dem Bericht der EU-Kommission zur Umsetzung der bestehenden Gasversorgungssicherheitsverordnung (SoS-VO). Darin identifiziert die EU-Kommission noch erheblichen Überarbeitungsbedarf.

Auf Grundlage dieser Konsultation will sie notwendige Veränderungen identifizieren.

zieren und bis Mitte September 2015 einen ersten Entwurf zur Überarbeitung der VO veröffentlichen. Die Prävention und Bewältigung von Versorgungskrisen soll verbessert werden. Dies soll durch folgende Maßnahmen erreicht werden: Intensivierung der Infrastrukturvernetzung, Verbesserung der Risikobewertung und Harmonisierung der Präventionspläne, Konkretisierung folgender Begriffe: Versorgungsstandards, geschützte Kunden und Solidarität, Notfallpläne, Ausrufung eines Notfalls. Es soll eine Ausweitung der Flussumkehrmöglichkeiten erfolgen, insbesondere zur Verbesserung der Transportmöglichkeiten von West nach Osteuropa. Und wie immer: Die EU-Kommission möchte ihre Befugnisse durch Einrichtung eines europäischen Krisenkoordinationszentrums deutlich erweitern.

Aktueller Stand der TTIP-Verhandlungen

Anfang 2015 hat die mittlerweile achte Verhandlungsrunde zum Transatlantischen Freihandelsabkommen zwischen der EU und den USA (TTIP) stattgefunden. Zu den wesentlichen Themen gehören ein wechselseitig zu gewährenden diskriminierungsfreier Marktzutritt, staatliche Regulierung im Bereich Dienstleistungen, Ausnahmen für öffentliche Daseinsvorsorge sowie insbesondere die Behandlung unterschiedlicher technischer Standards unter anderem bei Energie und Rohstoffen. Strittig ist bisher auch, ob es entsprechend dem Vorschlag der EU ein Kapitel „Energie und Rohstoffe“ geben wird. Von den USA wird präferiert, das Thema Energie in den Kapiteln „Warenhandel“ und „Dienstleistungen“ zu behandeln. Für die EU ist es von besonderem Interesse, im Rahmen des Abkommens sicherzustellen, dass für einen EU-Import von unkonventionellem Erdgas sowie Rohöl aus den USA keine Exportbeschränkungen bestehen. Beim Thema Umweltschutz wurde erneut betont, dass die unterschiedlichen Schutzstandards im Umweltschutz nicht untergraben werden sollen.

Das Europäische Parlament berät derzeit über die Verabschiedung einer Resolution zu den TTIP-Verhandlungen, in der es sich für mehr Transparenz, Wahrung bestehender Umweltschutzstandards und Normen sowie dem Erhalt der öffentlichen Daseinsvorsorge ausspricht. Eine Verabschiedung des Freihandelsabkommens wird von beiden Verhandlungsparteien nach wie vor noch im Laufe des Jahres 2015 angestrebt.

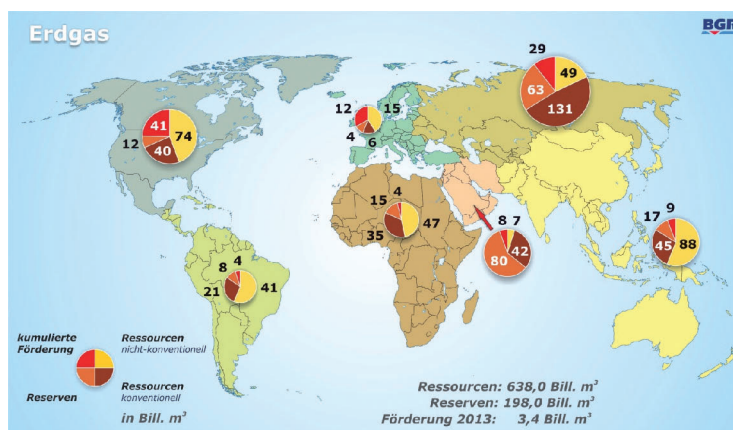


Bild 12 Weltweite Erdgasressourcen und -reserven (ohne Aquifer-gas und Gas-hydrate) [48].

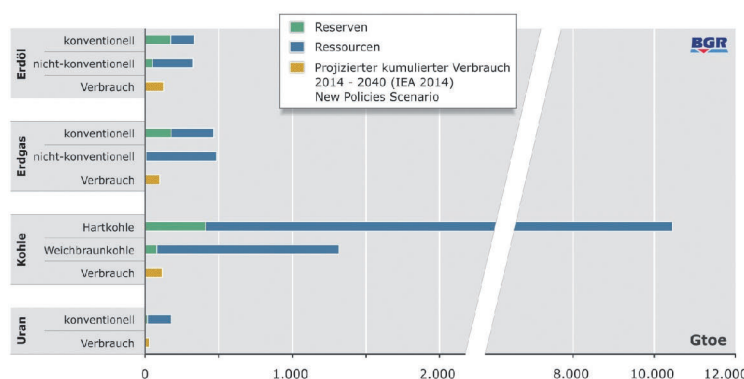


Bild 13 Weltweite Angebots-situation für nicht-erneuerbare Energie-rohstoffe (Ende 2013) [49].

Die Erdgasinfrastruktur in Deutschland und der Netzentwicklungsplan Gas 2014

Der Betrieb und der Ausbau der deutschen Gastransport- und -verteilnetze werden entsprechend dem Energiewirtschaftsgesetz durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) reguliert. Dazu gibt die BNetzA regelmäßig einen Monitoringbericht zur Sicherstellung der Markttransparenz heraus, zu dem sie gemäß §63 EnWG jährlich verpflichtet ist. Der Monitoringbericht erscheint jeweils zum Jahresende und gibt die Situation des Vorjahres wieder. Die entsprechenden Daten werden durch die Gasnetzbetreiber zur Verfügung gestellt. Damit ist dieser Bericht die genaueste Zusammenstellung für den deutschen Gasmarkt. Für die folgenden Analysen soll auf den Monitoringbericht 2014 zurückgegriffen werden, der die Analyse des Gasjahres 2013 enthält [50].

Die Erdgasinfrastruktur in Deutschland kann als die zuverlässigste und dichteste in der Welt betrachtet werden. Nicht zuletzt dadurch ist der Standort Deutschland für die energieverbrauchende Industrie attraktiv. Die bisher 17 aktiven Ferngasnetzbetreiber in Deutschland verfügten in 2013 über ein Hochdrucknetz von 37 880 km. Die Verteilnetzbetreiber (Anzahl 711) verfügen über eine Leitungslänge von 485 413 km in allen Druckbereichen. Die Gasnetzbetreiber bedienen da-

mit 13 979 337 Letztverbraucher (Zählpunkte) in Deutschland. Damit wird die Gasnetzinfrastruktur weiter ausgebaut. Im Jahr 2013 wurden dazu in die Verteilnetze 965 Mio. € investiert. Für das Jahr 2014 wird dieser Wert voraussichtlich auf 1 107 Mio. € steigen. Dennoch blieben die Netzentgelte im Wesentlichen stabil. Der Anteil der Netzentgelte am Gaspreis für verschiedene Letztverbrauchergruppen ist Bild 14 zu entnehmen.

Der Monitoringbericht 2014 weist für das deutsche Gasnetz eine extrem hohe Versorgungssicherheit aus. Dazu wird der SAIDI-Index (System Average Interruption Duration Index) herangezogen. Er gibt die durchschnittliche Dauer innerhalb eines Jahres an, in der Letztverbraucher von der Gasversorgung unterbrochen wurde, ohne Naturkatastrophen und geplante

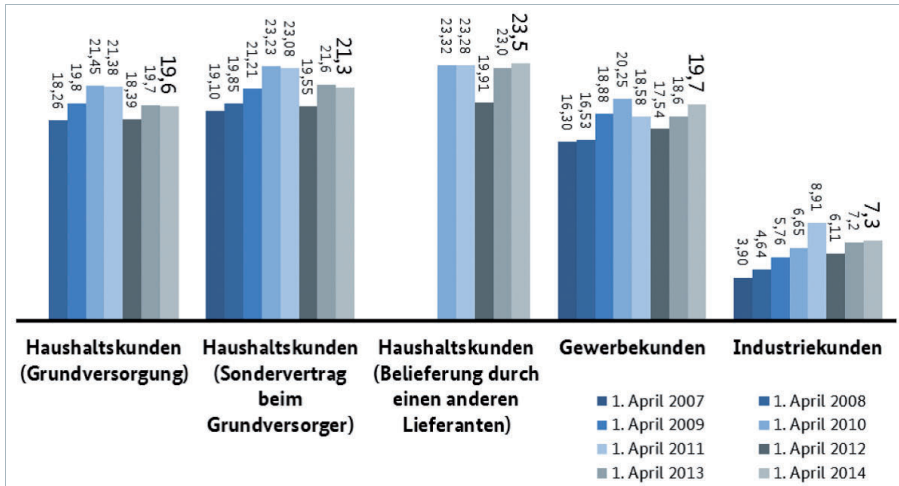


Bild 14 Entwicklung der Anteile der Netzentgelte am Gaspreis in % für verschiedene Letztverbrauchergruppen [50].

wurde die Prognose um Power-to-Gas-Technologien wegen der hohen Unsicherheit aus dem gesetzlichen Rahmen nicht aufgenommen.

Der darauf aufbauende Entwurf des Netzentwicklungsplanes wurde durch den Verband der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) am 17. Februar 2014 der BNetzA vorgelegt. In der Zeit bis 17. März 2014 konnten Stellungnahmen zum Entwurf eingereicht werden. Daraufhin wurde der überarbeitete NEP 2014 zum 1. April 2014 eingereicht, dem eine zweite Konsultationsphase bis 6. Juni 2014 mit mehreren Workshops für spezielle Marktteilnehmer folgte. Die Konsultationsergebnisse und das finale Änderungsverlagen der BNetzA wurden zum 17. November 2014 veröffentlicht [53]. Lediglich zwei Maßnahmen wurden gestrichen und eine Änderung festgelegt. Die finale Version des NEP 2014 wurde dann am 28. Januar 2015 durch die FNB veröffentlicht [54]. Wesentliche Aspekte im NEP 2014 sind der Bau bzw. die Stilllegung von Gaskraftwerken sowie die Berücksichtigung der L-H-Gasumstellung in den Jahren ab 2016. Die Vorbereitung der L-H-Gasumstellung stellt besonders hohe Ansprüche an die Netzbetreiber zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit aber auch an Speicherbetreiber und alle Netzkunden. Es wird erwartet, dass bis zum Jahr 2024 etwa 50 % der vorhandenen L-Gasverbraucher umgestellt sind, im Jahr 2030 werden voraussichtlich noch 10 % der heutigen L-Gasverbraucher bestehen. Um die Ziele zu erreichen, soll die Umstellrate beginnend mit rund 400 MW/a im Jahr 2016 auf etwa 6 GW im Jahr 2020 gesteigert werden. Die konkreten Umstellungsgebiete für die Jahre 2016 bis 2024 können dem NEP Gas 2014 entnommen werden [54]. Im NEP Gas 2014 sind konkret 51 Maßnahmen unterschiedlicher Größe verankert worden. Insgesamt ist bis zum Jahr 2024 der Ausbau von 748 km Leitungslänge und Verdichterkapazitäten von 343 MW geplant. Für die Maßnahmen werden rund 2,8 Mrd. € veranschlagt, deutlich mehr als noch im Vorjahres-NEP mit etwa 1,6 Mrd. €. Eine Übersicht der Maßnahmen ist in Bild 15 enthalten.

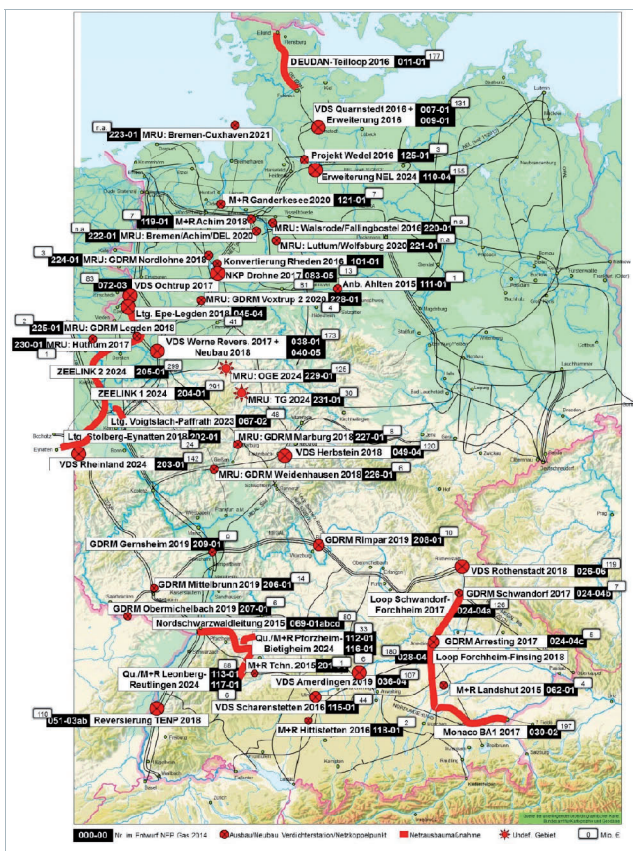


Bild 15 Maßnahmenvorschläge des Netzentwicklungsplanes Gas 2014 der FNB [50].

Analog zu den Vorjahren wurde der Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas) bis zum Jahr 2024 fortgeschrieben. Mittlerweile ist das Verfahren eingespielt, was aber nicht bedeutet, dass die Diskussion um den Netzentwicklungsplan einfacher wird. Der entsprechende Szenariorahmen [51] stammt aus dem Vorjahr und war zum 17. Oktober 2013 durch die BNetzA im Ergebnis von Konsultationen bestätigt worden. Hauptstreitpunkte des Szenariorahmens waren die Prognose für den zukünftigen Gasverbrauch insbesondere im

Haushaltssektor und bei den Gaskraftwerken sowie die Behandlung der festen freizuordnen Kapazitäten für die Ausbauplanung. Das für die Festlegung des Netzausbaus realistische Szenario (mittleres Gasverbrauchs-Szenario II) sieht für den Zeitraum zwischen 2011 bis 2024 einen Rückgang des Gasverbrauchs von 16 % über alle Sektoren vor. In dieser Prognose sind der Sektor Haushalte/GHD mit 24 % am stärksten vertreten, der Umwandlungssektor mit lediglich 8 %. Der Rückgang des Gasverbrauchs ist damit stärker angesetzt als noch im NEP Gas 2013 mit 13 % (Zeitraum 2010 bis 2023) [52]. Im Gegensatz zu den vorangegangenen Jahren

Unterbrechungen. Gegenüber 2012 ist dieser Wert weiter gesunken und erreichte einen historischen Tiefstwert von 0,64 min/a (2012: 1,91 min/a). Berücksichtigt man nur Haushalts- und Kleinverbraucher so lag der Wert bei 0,57 min/a [50]. Eine Besonderheit des deutschen Gastransportnetzes ist die Bedeutung für die europäische Gasversorgung. So wurden im Jahr 2013 etwa 41 % der importierten Gasmenge von 1772 TWh (2012: 43 %) in die Nachbarstaaten weitergeleitet. Größter Abnehmer ist Tschechien und dessen Anrainer mit 40 %, gefolgt von Frankreich mit rund 18 % der Exportmenge [50].

Biogas und Einspeisung in das Gasnetz

In das Erdgasnetz eingespeistes Biogas (oft auch als Biomethan oder Bioerdgas bezeichnet) weist gegenüber den anderen

Bild 16 Entwicklung der Anzahl von Biogasanlagen und der gesamten installierten elektrischen Leistung in [MW] (Stand: November 2014).

erneuerbaren Energien verschiedene Vorteile auf. Durch Nutzung der vorhandenen Erdgasinfrastruktur wird eine zeitliche und örtliche Entkopplung der Erzeugung und Verwertung ermöglicht. Neben der Verstromung in energieeffizienten KWK-Anlagen wird Biomethan zunehmend als Kraftstoff in Erdgasfahrzeugen eingesetzt und trägt damit zur Senkung der CO₂-Emissionen im Mobilitätssektor bei. Außerdem kann Biogas zur Systemstabilisierung und damit zur weiteren Umsetzung der Energiewende beitragen. In Deutschland werden derzeit mehr als 7 900 Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von rund 3 800 MW betrieben, von denen der Großteil für die direkte Verstromung am Ort der Erzeugung verwendet wird (Bild 16) [55].

Während zwischen den Jahren 2003 und 2011 die neu zugebauten Kapazitäten sehr stark zunahmen, konnten seit 2012 nur noch geringe Zuwächse realisiert werden (Bild 17). Durch die 2014 in Kraft getretene EEG-Novelle wurde eine jährliche Deckelung von 100 MW für den Neubau von Bioenergieanlagen eingeführt, die Vergütungssätze stark gekürzt und die bisherigen Boni (zum Beispiel für die Gasaufbereitung) gestrichen, wodurch der Neubau von Biogasanlagen nahezu komplett zum Erliegen gekommen ist. Gewisse Ausbaumöglichkeiten werden noch für die Nutzung von biogenen Rest- und Abfallstoffen gesehen. Die ursprüngliche politische Zielsetzung, bis 2020 (2030) 6 (10) Mrd. m³/a in das Erdgasnetz einzuspeisen, wurde verworfen. Dies hat gravierende Folgen für die Branche. Inzwischen sind zahlreiche Anlagenbauer, Projektentwickler und Ausrüster insolvent.

Bei der Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Erdgasnetz ist Deutschland weltweit führend. Speisten 2006 lediglich zwei Anlagen Biogas in das deutsche Erdgasnetz ein, werden inzwischen etwa 150 Anlagen mit einer Biogas-Einspeiseleistung von rund 90 800 m³/h (NTP) betrieben [56] (Bild 18).

Für die Aufbereitung von Biogas werden inzwischen zahlreiche Technologien eingesetzt, die in den letzten Jahren insbesondere hinsichtlich der Minimierung des Energiebedarfs weiterentwickelt wurden (Bild 19). Angaben zu gängigen Aufbereitungstechnologien und Prozessketten finden sich in der einschlägigen Fachliteratur [57]. Generell bestehen zahlreiche Möglichkeiten zur Prozessoptimie-

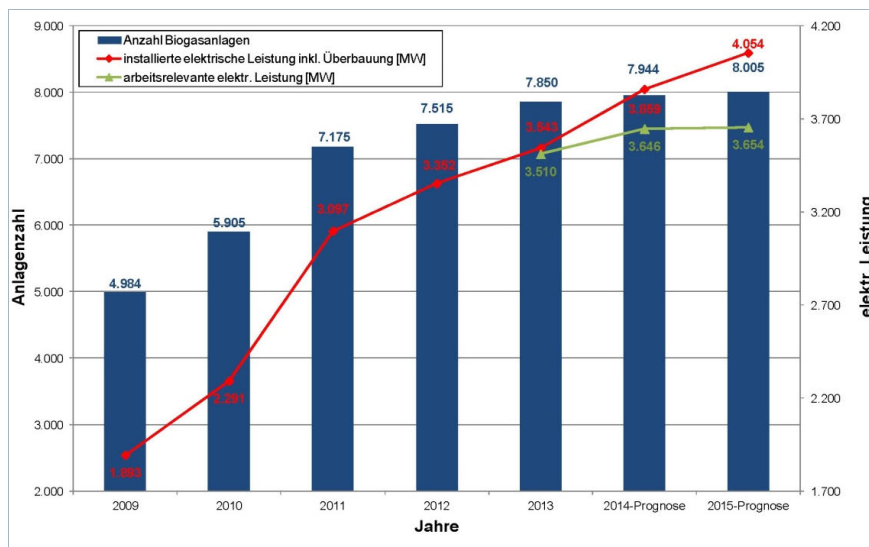


Bild: Fachverband Biogas e. V.

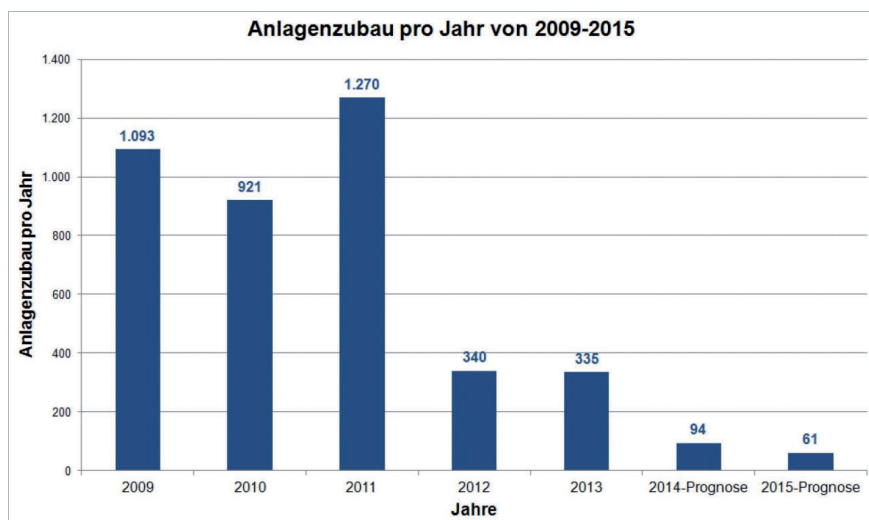


Bild: Fachverband Biogas e. V.

Bild 17 Entwicklung des jährlichen Zubaus von neuen Biogasanlagen in Deutschland (Stand: November 2014).

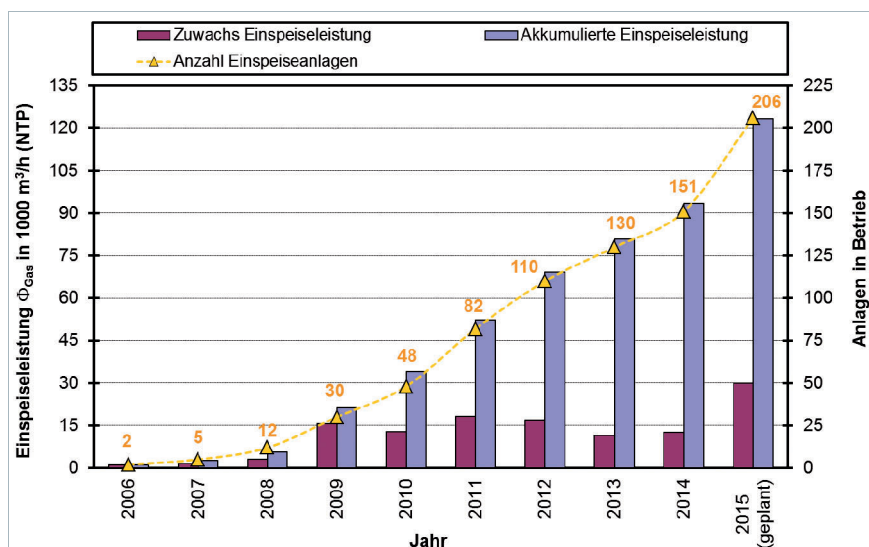


Bild 18 Entwicklung der Biogaseinspeisung in Deutschland. (Quelle: www.biogaspartner.de)

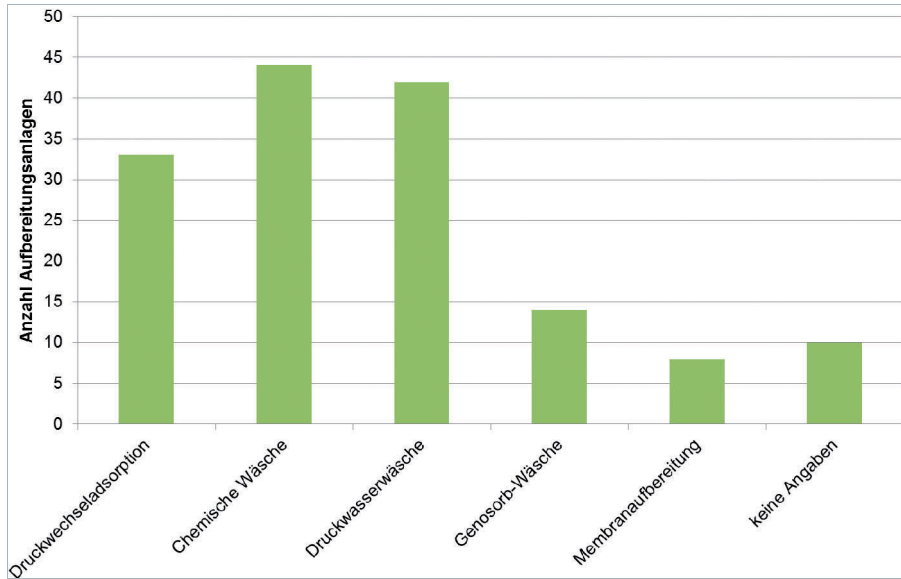


Bild 19 Verwendete Aufbereitungstechnologien (Quelle: www.biogaspartner.de).

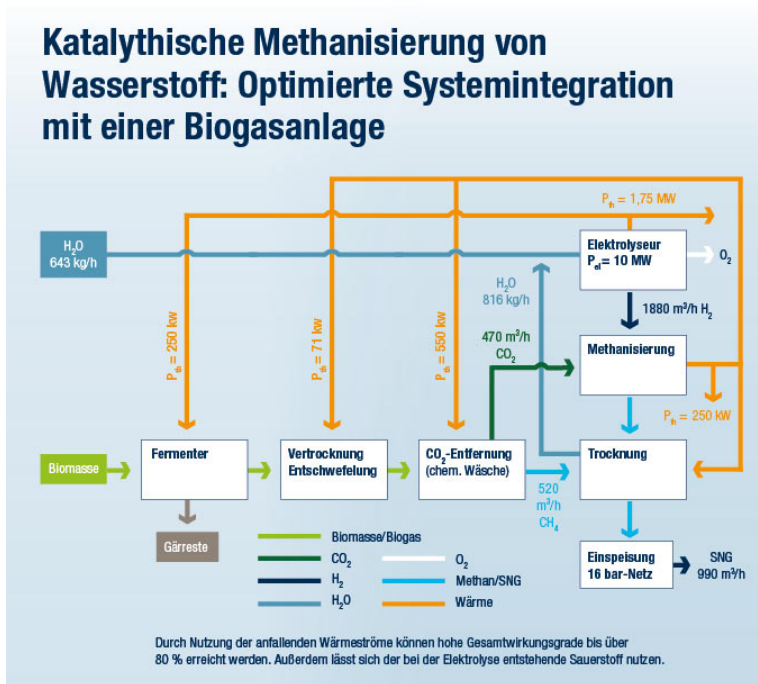


Bild 20 Verschaltungskonzept „Biomethan und Power-to-Gas“.

rung hinsichtlich Minimierung des Energieverbrauchs und der Betriebskosten entlang der gesamten Biomethan-Prozesskette [58].

Laut Biogas-Monitoring-Bericht 2014 der BNetzA liegt die durchschnittliche Einspeiseleistung einer Biomethananlage bei 412 m³/h (NTP). In Bezug auf die eingesetzten, massenbezogenen Substratmengen stammen 38 % des eingespeisten Biomethans aus biogenen Reststoffen, 62 % aus nachwachsenden Rohstoffen.

Die Herstellkosten von einspeisefähigem Biogas liegen im mengenmäßig-gewichteten Mittel bei 7,49 Ct/kWh (Spannbreite: 2,5 bis 11,24 Ct/kWh), wobei die reinen Aufbereitungskosten im Mittel mit 1,68 Ct/kWh (Spannbreite: 0,99 bis 3,39 Ct/kWh) zu Buche schlagen. Der durchschnittliche mengengewichtete Verkaufspreis lag 2013 bei 6,44 Ct/kWh. 2013 sind die gesamten Wälzungskosten der Netzbetreiber für den Netzanschluss auf 131 Mio. € gestiegen. Seit Januar 2014 gibt es eine deutschlandweit einheitliche Biogasmulage von 0,51 €/kWh/h/a, die 2015 auf 0,60 €/kWh/h/a steigen soll [59].

Bei der Biogasaufbereitung rücken zunehmend Themen wie die Entfernung von Sauerstoff und die Deodorierung von Biogas, dass infolge von Kapazitätsgängen im Sommer von Verteilnetzen in vorgelagerte Transportnetze rückgespeist wird, in das Interesse der Netzbetreiber [60; 61].

Entlang der gesamten Prozesskette vom Pflanzenanbau und Rohstoffdarreichung über die Erzeugung von Biogas bis hin zur Aufbereitung und Einspeisung gibt es eine Vielzahl von Aktivitäten im Bereich Regulierung und technisches Regelwerk sowie Forschung- und Entwicklung. Der DVGW gestaltet und unterstützt diese Entwicklungen zusammen mit Partnerverbänden und Mitgliedsunternehmen in vielfältiger Weise. In den letzten Jahren wurde das bestehende DVGW-Regelwerk umfangreich um den Themenkomplex „Einspeisung von Biogas“ erweitert. Auch im Bereich Forschung und Entwicklung wurden und werden zahlreiche Themen untersucht. 2007 wurde das DVGW-Forschungsprogramm „Biogas“ gestartet, um offene Fragen zur Einspeisung von Biogas zu beantworten, die im Zuge der Überarbeitung und Erweiterung des DVGW-Regelwerks auftraten. Im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive Gastechologie werden diese Arbeiten fortgesetzt und um innovative Ansätze erweitert, die für den weiteren Ausbau der Biogaseinspeisung Entwicklungs- und Optimierungspotenziale aufzeigen sollen. Ziel ist die Erweiterung des Rohstoffspektrums insbesondere um biogene Reststoffe sowie die Optimierung der Prozessketten bei der Gaserzeugung, Gasaufbereitung und Gas-einspeisung in Hinblick auf Energieeffizienz sowie ökologische und ökonomische Faktoren [62 bis 68].

Trotz der negativen Entwicklungen bestehen für Biogas Optionen für die Zukunft. Insbesondere im Bereich der Mobilität und in Zusammenhang mit PtG-Technologien (Bild 20) und Systemdienstleistungen für die Versorgung mit elektrischer Energie bestehen interessante Möglichkeiten für die Nutzung von Biogas [69 bis 75].

Power-to-Gas (PtG)

Analog zur Einspeisung von Biogas ist die Erzeugung und Einspeisung von Wasserstoff aus erneuerbarem Strom durch das EEG begünstigt. Allerdings steht die Gleichstellung noch am Anfang. Derzeit fehlen Regelungen zur Bewertung des eingesetzten Stromes als Zwischenprodukt in der Wertschöpfungskette. Bisher werden

Power-to-Gas-Anlagen noch als Letztverbraucher behandelt und sind damit auch durch alle stromseitigen Abgaben belastet. Eine weitere Einsatzoption ist der Einsatz von grünem Wasserstoff in der Flüssig-Kraftstoffaufbereitung. Seitens der EU ist vorgesehen, diese Anteile der Bio-kraftstoffquote mit einem Anrechnungsfaktor zwischen 2 und 4 zuzurechnen. Bedingt durch die laufenden Gesetzesverfahren beschränken sich Initiativen zum Einsatz der PtG-Technologie auf Forschungsarbeiten und Demonstrationen. Dazu hat die Bundesregierung die Technologie in mehrere Forschungsprogramme verankert (NIP – Nationales Innovationsprogramm, BMWi; Energiespeichertechnologien; BMBF/BMWi/BMU, Zwanzig20, BMBF).

Die DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH als DVGW-Forschungsstelle hat bereits im Jahr 2013 im europäischen Rahmen eine Plattform zur Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz – HIPS-Net – gegründet. Mittlerweile geht die Plattform erfolgreich in das zweite Arbeitsjahr. Zielstellung ist nicht nur die gegenseitige Information über Einspeiseprojekte, sondern auch der Erfahrungsaustausch über Wirkungen im Netz, Ergebnisse von Forschungsprojekten, die Generierung von gemeinsamen Forschungsprojekten im europäischen Rahmenprogramm Horizon2020 und insbesondere die Initiierung von Normungsaktivitäten auf europäischer Ebene. Die DBI vertritt das HIPS-Net-Netzwerk in der neu gegründeten Expertengruppe des CEN/Cenelec, in der die Fragen zur Einspeisung und Nutzung von Wasserstoff in den Normungsprozess eingeordnet werden. Dazu fand im Oktober im JRC in Petten, NL, ein Auftaktworkshop statt: „Putting Science into Standards – Power-to-Hydrogen and HCNG“ [76].

Eine Übersicht der gegenwärtig im Betrieb bzw. in der Vorbereitung befindlichen Projekte ist der Infografik der green facts (3/2014) zu entnehmen [77] bzw. auf der Webseite der Dena-Power-to-Gas-Plattform [78]. Im Folgenden sei nur auf einige wenige Projekte genauer hingewiesen. Die Power-to-Gas-Anlage mit den längsten Betriebserfahrungen in Deutschland ist die Anlage von E.on in Falkenhagen. Sie speist seit Mitte 2013 Wasserstoff in das Erdgasnetz ein. Die Betriebserfahrungen sind positiv. Im ersten Jahr des Betriebes hat die Anlage 2 Mio. kWh Wasserstoff produziert und eingespeist [79]. Ende 2013, Anfang 2014 hat in Frankfurt eine Power-to-Gas-Demonstrationsanlage

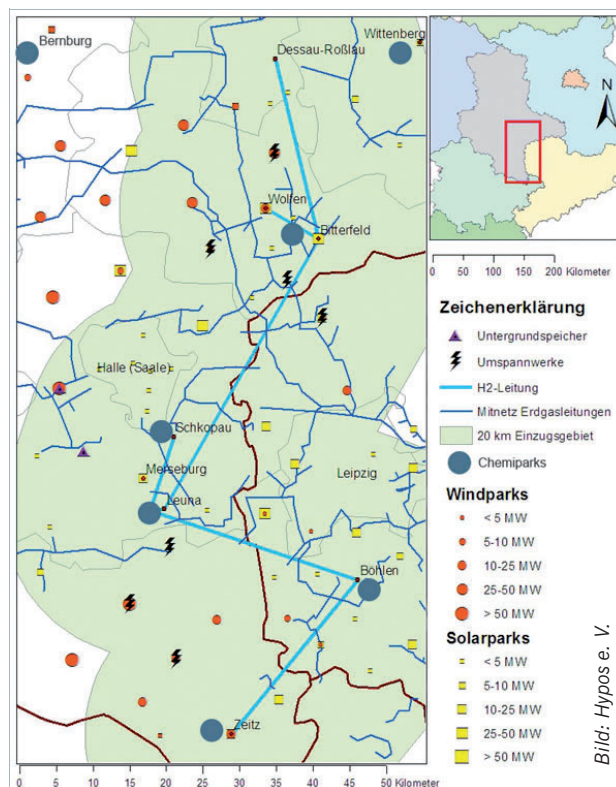


Bild 21 Übersicht zu den Energie- und Stoffstromnetzen im mitteldeutschen Chemiedreieck Halle/Leipzig/Bitterfeld.

- Die Stromnetzknotten Bad Lauchstädt, Marke/Raguhn und Pulgar dienen einst der Stromversorgung der benachbarten Chemiestandorte. Sie sind jetzt und zukünftig Sammelpunkte des erneuerbaren Stroms, regional und überregional.
- Das Wasserstoff-Pipeline-Netz verbindet die Chemiestandorte von Zeitz über Böhlen, Leuna, Schkopau, Bitterfeld-Wolfen bis Rodleben. Die Standorte benötigen für die Hydrierungen und Synthesen in Chemieindustrie und Raffinerien

der Mainova den Betrieb aufgenommen. Sie speist 60 m³/h Wasserstoff in das Gasnetz ein. Im Energiepark Mainz wird im Jahr 2015 eine Elektrolyseanlage für die Wasserstoffproduktion errichtet, im laufenden Jahr wird die Einspeiseanlage in das Erdgasnetz fertiggestellt. Dann werden rund 2 000 Abnehmer mit einem Wasserstoff-Erdgasgemisch versorgt [80]. Im Bereich der Methanisierung ist das größte gegenwärtig laufende Projekt die Audi-eGas-Initiative in Werlte [81]. Nachdem im Jahr 2013 eine 6-MW-Elektrolyse-Anlage in Betrieb ging, hat im vergangenen Jahr der Versuchsbetrieb zur Methanisierung begonnen.

Neben der Energieversorgung wird grüner Wasserstoff auch für andere Industriezweige interessant. So hat sich im Rahmen des Forschungsprogramms Zwanzig20 des BMBF eine Initiative gegründet, die im mitteldeutschen Raum vorhandene Infrastruktur nutzt, um grünen Wasserstoff sowohl in die Chemieindustrie, die Mobilität als auch in die Energieversorgung einzuführen. Die Initiative Hypos will einen Weg weisen, wie die Wirtschaftlichkeit der Nutzung des grünen Wasserstoffs für die Stoffwandlung der chemischen Industrie, für die Mobilität und die energetische Nutzung erreicht werden kann [82]. Die Hypos-Initiative setzt dabei bewusst auf die vorhandene Infrastruktur des mitteldeutschen Chemiedreiecks (**Bild 21**):

traditionell große Mengen Wasserstoff.

- Die Kavernenspeicher Bad Lauchstädt und Bernburg für Erdgas sind unmittelbar benachbart. In den kommenden Jahren werden neue Kavernen fertiggestellt.
- Das Schkeuditzer Autobahnkreuz mit dem Logistikstandort des Flughafens Leipzig/Halle und dem neuen Bahnlogistikstandort in Halle ist ein zentraler Verkehrsknotenpunkt für Ostdeutschland.
- Die mitteldeutsche Industrieregion hat ausgebaute Gas- und Stromnetze mit einem auch in der Zukunft hohen Bedarf an verlässlicher Energieversorgung.

Gas-Heizungstechnologien (Gas-Plus-Technologien)

Der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte ist in den Jahren 2011 bis 2013 wieder kontinuierlich angestiegen, das gilt für alle Energieträger. Die im Vergleich zum Jahr 2013 wärmere Witterung sorgte im Jahr 2014 für einen geringeren Verbrauch an Erdgas für Heizung und in der Kraft-Wärme-Kopplung. Dabei ist der Endenergieverbrauch an Erdgas rund doppelt so hoch wie der von Heizöl und wie der von Strom [83; 84].

In Deutschland gibt es 40,4 Mio. Wohnungen in 18,9 Mio. Wohngebäuden. Nach [85] weist die Heizungsstruktur in Gebäuden einen Anteil von 40,5 % Erdgas-Zentralheizungen und 6,5 % Erdgas-Etagenheizungen auf, Öl-Zentralheizungen finden sich in 28,9 % der Gebäude,

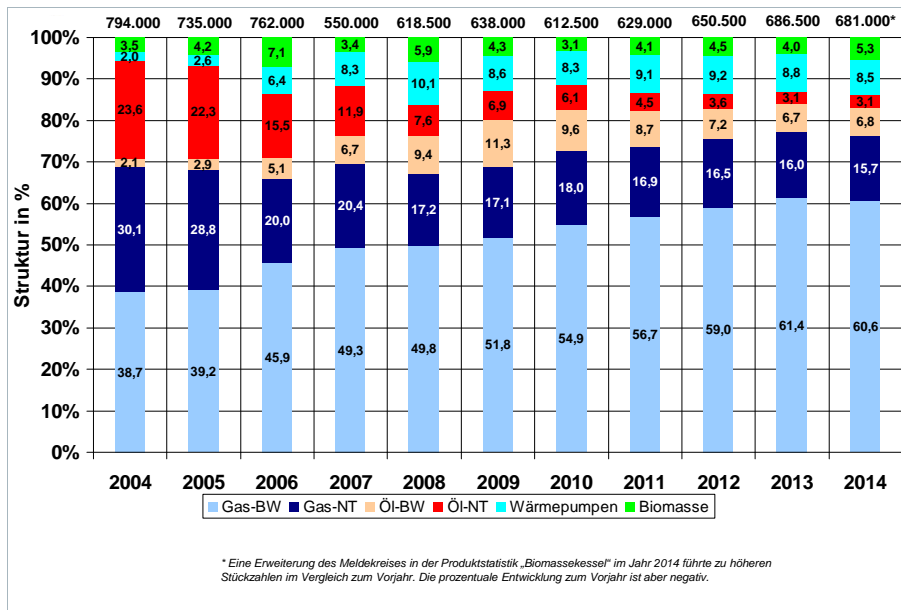


Bild 22 Marktentwicklung der Wärmeerzeuger in Deutschland von 2004 bis 2014.

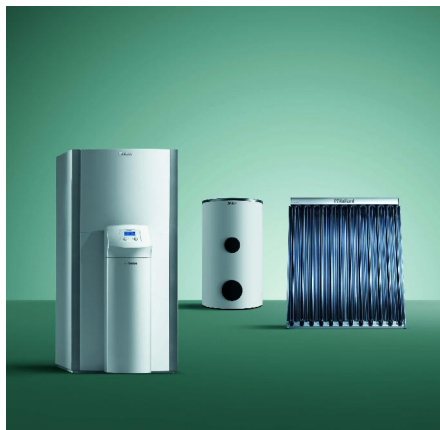


Bild: Vaillant

Bild 23 Gas-Wärmepumpen-System von Vaillant.



Bild: Viessmann

Bild 24 Gas-Wärmepumpen-System von Viessmann.

der Anteil der Elektrowärmepumpen liegt bei 2,2 %. In der Beheizungsstruktur von Wohnungen sind die Erdgas-Zentralheizung mit 36,1 %, die Erdgas-Etagenheizung mit 9,8 %, Heizöl-Zentralheizungen mit 26,2 % und die Elektro-Wärmepumpe mit 2,1 % vertreten. Im Neubau verteilt sich für die Beheizung für das 1. Halbjahr 2014 nach Statista auf 49 % Erdgas, jeweils 20 % Fernwärme und Elektro-Wärmepumpen, knapp 10 % Pellets und Heizöl unter der 1 %-Grenze.

Die Marktentwicklung der Wärmeerzeuger zeigt nach einem kontinuierlichen Anstieg der letzten Jahre im Jahr 2014 einen Rückgang von insgesamt 4 % [86], dabei nahm der Absatz der Gas-Brennwerttechnik mit 412 500 verkauften Geräten um 2 % und der Gas-Niedertemperaturtechnik mit 107 000 Geräten um 3 %

ab. Die Heizungswärmepumpen hatten insgesamt einen Rückgang von 3 % auf 58 000 verkauften Geräten, lediglich die Luft-Wasser-Wärmepumpen legten um 2 % zu. Die Biomassekessel verringerten ihren Absatz um 25 %.

Gasbrennwerttechnik und Solarthermie

Mit über 60,6 % Anteil am Absatzmarkt für Wärmeerzeuger in Deutschland ist nach der Aufstellung des Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik (BDH) die Gasbrennwerttechnik dominierend, und mit rund 15,7 % Niedertemperaturtechnik haben damit die Gasteknik einen Anteil von über 76 % am Heizungsmarkt (Bild 22). Danach folgen Wärmepumpen mit 8,5 %

und Heizöl- und Biomassekessel mit Anteilen jeweils weit unter 10 %. Solarthermische Kollektoren zur Trinkwassererwärmung und zur Heizungsunterstützung sind in den letzten Jahren mit rund 10 bis 13 % rückläufig. Von 1,27 Mio. m² im Jahr 2011 über 1,02 Mio. m² im Jahr 2013 ist im Jahr 2014 der Absatz auf 0,9 Mio. m² zurückgegangen. Mit einer durchschnittlichen Größe von etwa 9 m² der verkauften Solarkollektoranlagen ergeben sich für das Jahr 2014 statistische Absatzzahlen von 100 000 Anlagen.

Gaswärmepumpe

Um die Markteinführung der Gaswärmepumpe zu unterstützen, wurde 2008 die Initiative Gaswärmepumpe (IGWP) gegründet. Die Aktivitäten der IGWP endeten am 31. Dezember 2012 und werden seitdem von der Erdgas-Kampagne und dem BDH weitergeführt. Die Firma Vaillant bietet nach wie vor die Zeolith-Gas-Wärmepumpe zeoTherm [87] in Kombination mit einem passenden Solarsystem an. Die Solarkollektoren sind entweder Vakuum-Röhren- oder Flachkollektoren. Das Solarsystem beinhaltet einen bivalenten Solarspeicher (Bild 23). Die Gas-Wärmepumpe arbeitet modulierend mit 1,5 bis 10 kW bzw. 15 kW, und ist in Einfamilien-Neubauten und -Bestandsgebäuden einsetzbar. Energieeinsparungen von bis zu 33 % im Vergleich zu einer Gas-Brennwert-Solar-Kombination sind möglich. Viessmann hat im Jahr 2014 die Gas-Adsorptionswärmepumpe Vitosorp 200-F zur Marktreife gebracht [88]. Dieses System besteht aus einer Kombination von Gas-Brennwertgerät mit Adsorptionswärmepumpe (Bild 24). Als Wärmequelle dienen Erdsonden oder Erdkollektoren, wodurch ein im Vergleich zum Brennwertkessel 25 % geringerer Gasverbrauch erzielt werden kann. Die Leistung des modulierenden Systems liegt bei 1,6 bis 11 kW, mit Trinkwasserbooster sind 15 kW möglich.

Hybridsysteme

Neben den Gas-Adsorptionswärmepumpen finden sich in der Gasplustechologie auch Hybridsysteme, bestehend aus Gas-Brennwerttechnik und Elektro-Wärmepumpe. Vaillant hat dazu eine wandhängende Elektro-Wärmepumpe mit 3 kW Leistung entwickelt (geoTherm), die mit einem ebenfalls wandhängenden Gas-Heizgerät zu einem System verschaltet werden kann (KH-7). Als Wärmequelle für die Wärmepumpe sind

Außenluft oder erdgekoppelte Systeme möglich. Auch Viessmann ist in diesem Segment mit einem Hybrid-Wärmepumpen-Kompaktgerät, das aus einer Luft/Wasser-Wärmepumpe (Split-Gerät), einem Gas-Brennwertkessel und einem 130-Liter-Trinkwasser-Ladespeicher besteht [89]. Die Leistung der Elektro-Wärmepumpe reicht bis 7,7 kW, mit Gas-Brennwertkessel sind 19 kW möglich.

Elektro-Wärmepumpen mit PV

Der Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Solarstrom gewinnt zunehmend an Bedeutung. Derzeit sind die Investitionskosten für Photovoltaikanlagen auf einem sehr niedrigen Niveau, damit liegen die Kosten für Solarstrom unter den Stromtarifen für private Verbraucher. Damit ergibt sich neben der Gasbrennwerttechnik mit Solarkollektor eine interessante Alternative in der Kombination von Elektro-Wärmepumpe mit Photovoltaik. Mit dieser Kombination wird dem Erneuerbaren-Energien-Wärmegegesetz (EEWärmeG) genüge getan, und die Energieeinsparverordnung ließ schon in der Fassung EnEV 2009 eine Anrechnung von PV-Strom zu. In der Fassung EnEV 2014 ist dieses noch weiter bekräftigt worden und mit der DIN V 18599:2011-12 das notwendige Regelwerk mit dem Monatsbilanzverfahren angepasst worden. Viele Hersteller von Heizungstechnologie bieten hierfür bereits Systemlösungen an.

Die vom EEWärmeG geforderte Einkopplung von erneuerbarer Energie mittels Elektro-Wärmepumpe erfolgt weiterhin auf einem hohen Absatzniveau, wie **Bild 25** zeigt. Die Einkopplung von Solarenergie über Photovoltaikanlagen ist allerdings sehr rückläufig. **Bild 26** zeigt einen wesentlich drastischeren Rückgang des PV-Absatzes, als das bei der Solarthermie zu verzeichnen ist.

KWK in der Gebäudeenergieversorgung

Die Kraft-Wärme-Kopplung ist neben der Solarthermie in Kombination mit der etablierten Brennwerttechnologie und der Geothermie in Verbindung mit Gaswärmepumpen eine der so genannten Gas-plus-Technologien. Gas-plus steht für die Integration von erneuerbaren Energien wie Solarthermie, Umweltwärme und Biogas bzw. die gleichzeitige dezentrale Bereitstellung von Wärme und Strom. Alle diese innovativen Technologien sind hoch effizient und können ein Anwendungsportfolio vom Einfamilien-

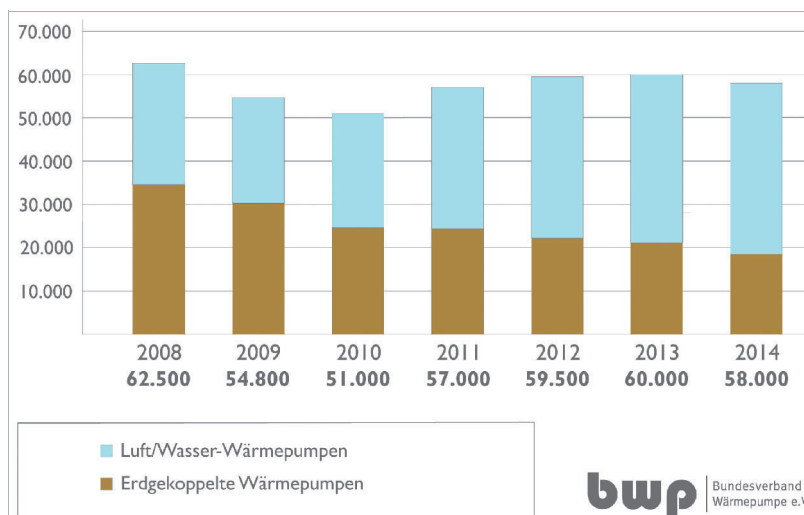


Bild 25 Absatzzahlen von Heizungswärmepumpen in Deutschland von 2008 bis 2014.

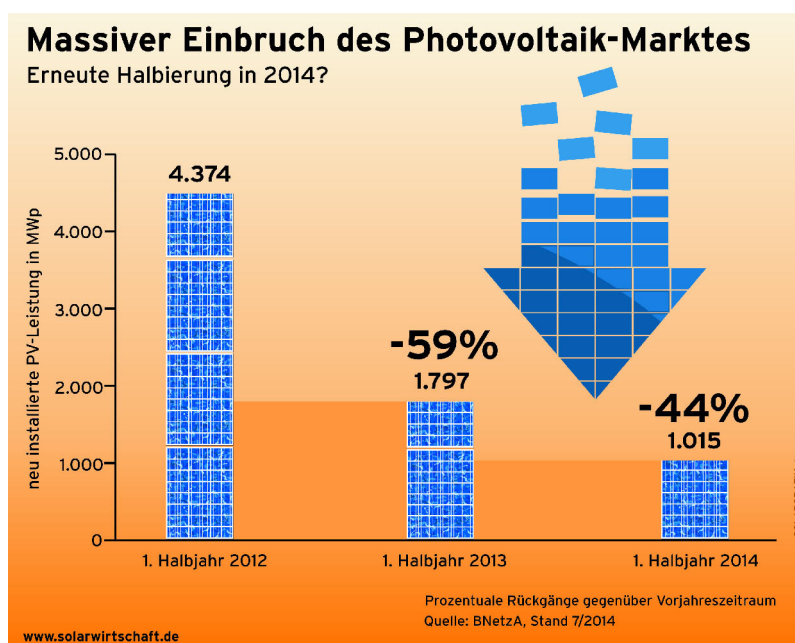


Bild 26 Einbruch des PV-Absatzes.

haus über Mehrfamilienhäuser bis in den Gewerbe-Handel-Dienstleistungssektor mit unterschiedlichen Wärmestandards bedienen. Da die Sanierungs- und Modernisierungsquoten im unteren einstelligen Prozentbereich liegen und noch immer sehr viele Geräte im Feld älter als 20 Jahre sind, wird deutlich, dass hier ein erhebliches Effizienzpotenzial gehoben werden kann – gleichbedeutend mit dem entsprechenden CO₂-Minderungspotenzial. Die KWK schafft hier ergänzend die Verbindung zum Strommarkt und bietet über virtuelle Kraftwerke und alternative Geschäftsmodelle weiteren Innovationsraum für eine zukünftig effizientere und ökologischere Versorgung mit Wärme und Strom auf Basis von Erd- oder Biogas.

Gesetzliche Rahmenbedingungen für KWK-Anlagen

Der Betrieb von KWK-Anlagen unterliegt in Deutschland einer Reihe von komplexen Verordnungen und Gesetzen, die regelmäßige Novellierungen durchlaufen. Die Intention des Gesetzgebers ist es, gezielte Anreize zu schaffen, um den Marktanteil der KWK-Energieerzeugung weiter zu steigern und den KWK-Anteil an der gesamtdeutschen Stromerzeugung bis zum Jahr 2020 auf 25 % anzuheben. Diese Maßnahme ist ein integraler Bestandteil des Aktionsplans der Bundesregierung zur Erreichung der selbstgesetzten Klimaschutzziele. Die Förderung von KWK-Anlagen wird maßgeblich durch das Kraft-

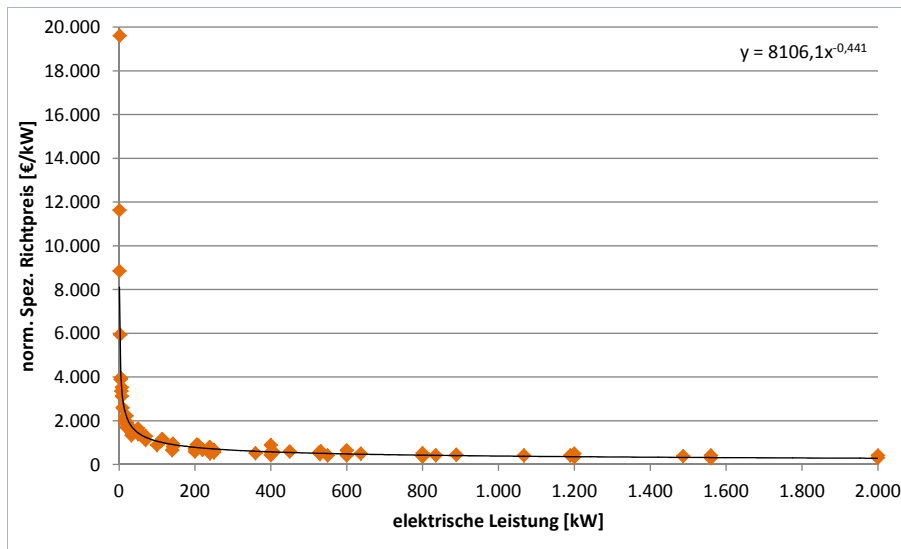


Bild 27 Richtpreisfunktion für Erdgas-BHKW, Datenbasis: 77 Erdgas-BHKW.

Bild: Gas- und Wärme-Institut Essen e. V., 2014

Leistung abhängig. Prinzipiell gilt, dass für Systeme mit größerer Leistung ein höherer Kostenaufwand zu kalkulieren ist. Die spezifischen Kosten nehmen jedoch mit zunehmender elektrischer Leistung der Einzelgeräte ab (Bild 27). Die Investitionen pro kW elektrischer Leistung für Systempakete, die zusätzlich ein Warmwassermodul, ein Zusatzheizgerät und einen Puffer- bzw. Kombispeicher umfassen, liegen rund 40 bis 60 % über denen der entsprechenden Einzelgeräte. Auch für Systempakete sinkt der spezifische Anschaffungspreis mit steigender elektrischer Leistung des KWK-Aggregats. Die Preisentwicklung für KWK-Systeme seit 2011 zeigt, dass die Anschaffungskosten für erdgasbetriebene BHKW – verglichen mit den Ergebnissen vorheriger Studien – um 9 bis 13 % gesunken sind [92 bis 94].

Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) bestimmt, das zuletzt 2012 überarbeitet wurde (KWKG 2012). Teil dieser Novellierung war eine Umgestaltung der KWK-Zuschläge. Eine weitere Anpassung des KWKG ist für Jahr 2015 zu erwarten.

Dem Betreiber einer KWK-Anlage bieten sich verschiedene finanzielle Vorteile durch Steuerentlastungen, die im Energiesteuergesetz (EnergieStG) und im Stromsteuergesetz (StromStG) geregelt sind. Eine weitere Entlastung für KWK-Betreiber wurde hingegen durch eine Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2014 beschränkt, indem die zuvor vollständige Entlastung der EEG-Umlage auf eine Freimenge von 10 000 kWh des selbst genutzten Stroms begrenzt wurde. Neuanlagen werden ab dem 1. August 2014 einen Beitrag von 30 % der EEG-Umlage leisten. Der Umlageanteil wird anschließend für das Jahr 2016 auf 35 % und ab 2017 auf 40 % erhöht. Das EEG regelt allerdings nicht nur die Erhebung der EEG-Umlage für KWK-Anlagen, sondern bietet für KWK-Anlagen, die mit gasförmiger oder fester Biomasse betrieben werden, die Möglichkeit einer Förderung im Rahmen des EEG. Der KWK-Betreiber kann zwischen den beiden 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.

Weitere nicht finanzielle Impulse für eine Erhöhung des KWK-Anlagenbestands werden von der Bundesregierung bei-

spielsweise durch die Energieeinsparverordnung (EnEV) sowie das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz gegeben, die KWK als Ersatzmaßnahme zur Einhaltung von gesetzlichen Vorgaben erlaubt.

Förderung von KWK-Systemen durch die BAFA

Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausführungkontrolle (BAFA) setzt zwei Verfahren zur Förderung von KWK-Anlagen um: Zum einen erfolgt die Förderung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, zum anderen durch einen einmaligen Investitionszuschuss an den Anlagenbetreiber nach der „Richtlinie zur Förderung von KWK-Anlagen bis 20 kW (el.)“ des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Die „Liste zur Allgemeinverfügung zur Erteilung der Zulassung für kleine KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 50 kW“ des BAFA umfasst zum aktuellen Zeitpunkt 325 KWK-Systeme. 45 % der dort gelisteten Systeme liegen im elektrischen Leistungsbereich von 0 bis 10 kW, 19 % sind dem Segment 10 bis 20 kW zuzuordnen. Die übrigen Anlagen (37 %) befinden sich in der Leistungsklasse zwischen 20 und 50 kW. In der BAFA-Liste „Mini-KWK-Anlagen, Liste der förderfähigen KWK-Anlagen bis 20 kW (el.)“ sind derzeit 73 Systeme erfasst, wovon 60 % im Leistungsbereich von 0 bis 10 kW liegen [90; 91].

Richtpreisfunktion für KWK-Investitionskosten

Die Investitionskosten für KWK-Systeme sind primär von deren elektrischer

Erfahrungen beim Einsatz von Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung

Die InnovationCity Ruhr Modellstadt Bottrop repräsentiert ein charakteristisches Stück des Ruhrgebiets mit etwa 70 000 Einwohnern und rund 22 000 Arbeitsplätzen (Bild 28). Ziel des Projektes ist ein klimagerechter Stadtumbau bei zeitgleicher Sicherung des Industriestandortes. Hierbei sollen die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2020 halbiert und gleichzeitig die Lebensqualität gesteigert werden. Das Projekt „100 KWK-Anlagen in Bottrop“ (www.100kwk.de) stellt eines von zahlreichen Projekten dar und soll die CO₂-Einsparpotenziale durch den Einsatz von KWK-Anlagen im Wohnungs- und kleineren Gewerbebestand in der Praxis demonstrieren. Ein weiterer Fokus liegt auf der Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Regionen und der Erarbeitung von Handlungsempfehlungen. Im Rahmen des Projektes wurden im Jahr 2014 rund 100 KWK-Systeme unterschiedlicher Technologien und Leistungsklassen in einer repräsentativen Auswahl von Gebäudetypen mit unterschiedlichen Wärmestandards installiert. Das leistungsübergreifende Technologieportfolio umfasst 40 KWK-Systeme mit Stirling-Motor, 48 mit Otto-Motor und zwölf brennstoffzellenbasierte KWK-Systeme [95].

Bild 28 Räumliche Verteilung der KWK-Systeme im Projektgebiet Bottrop.

Für die umfangreichen Analysen werden unter anderem die anlagen- und objektspezifischen Verbrauchsdaten über ein Datenerfassungssystem erfasst. Weitere Kriterien sind die Gebäudeeignung, CO₂-Einsparung, Nutzungsgrade und Optimierungspotenziale. Für eine Übertragbarkeit auf andere Regionen und Identifizierung von Hemmnissen sowie deren Beseitigung erfolgt eine Dokumentation von der Installation über die Evaluation des Anlagenbetriebs und -services.

Die Etablierung auch bereits markteingeführter Geräte wird durch das Zusammenwirken von Herstellern unterschiedlicher Technologien, dem Handwerk, Energieversorgern, den Nutzern und der wissenschaftlichen Begleitung unterstützt. Im Laufe des Projektes haben sich erste Hemmnisse im Bereich der Antragstellung für die Anmeldung einer KWK-Anlage durch die Vielzahl der auszufüllenden Formulare gezeigt. Durch die Bereitstellung eines Leitfadens wurde dieser Ablauf maßgeblich vereinfacht.

Neben dem KWK-Impulsprogramm der Landesregierung Nordrhein-Westfalens, der Kampagne „KWK.NRW – Strom trifft Wärme“ der EnergieAgentur.NRW und den KWK-Modellkommunen gibt es weitere Aktivitäten auf europäischer Ebene mit dem EU-Projekt „ene.field“. Hier werden bis zu 1000 brennstoffzellenbasierte Mikro-KWK-Systeme im europäischen Markt installiert und betriebstechnisch erfasst.

Erdgasmobilität

Zum 1. Januar 2015 waren rund 99 800 Erdgasfahrzeuge zugelassen [96]. Die Anzahl der Erdgastankstellen liegt bei rund 920 [97] und damit auf dem Niveau wie Italien, einem Vorreiter für Erdgasfahrzeuge in Europa. 2014 wurden laut Statistik des Kraftfahrtbundesamtes insgesamt mehr als 9 100 Pkw und Nutzfahrzeuge mit Erdgasantrieb neu zugelassen. Beliebtestes Erdgasauto ist nach Angaben von erdgas mobil der VW eco up!, von dem knapp 2 000 Stück verkauft wurden [98]. Mit einem Normverbrauch von nur 2,9 kg Erdgas pro 100 km weist der VW eco-up geringe spezifische CO₂-Emissionen von 79 g CO₂/km auf. Die Strategie der Bun-

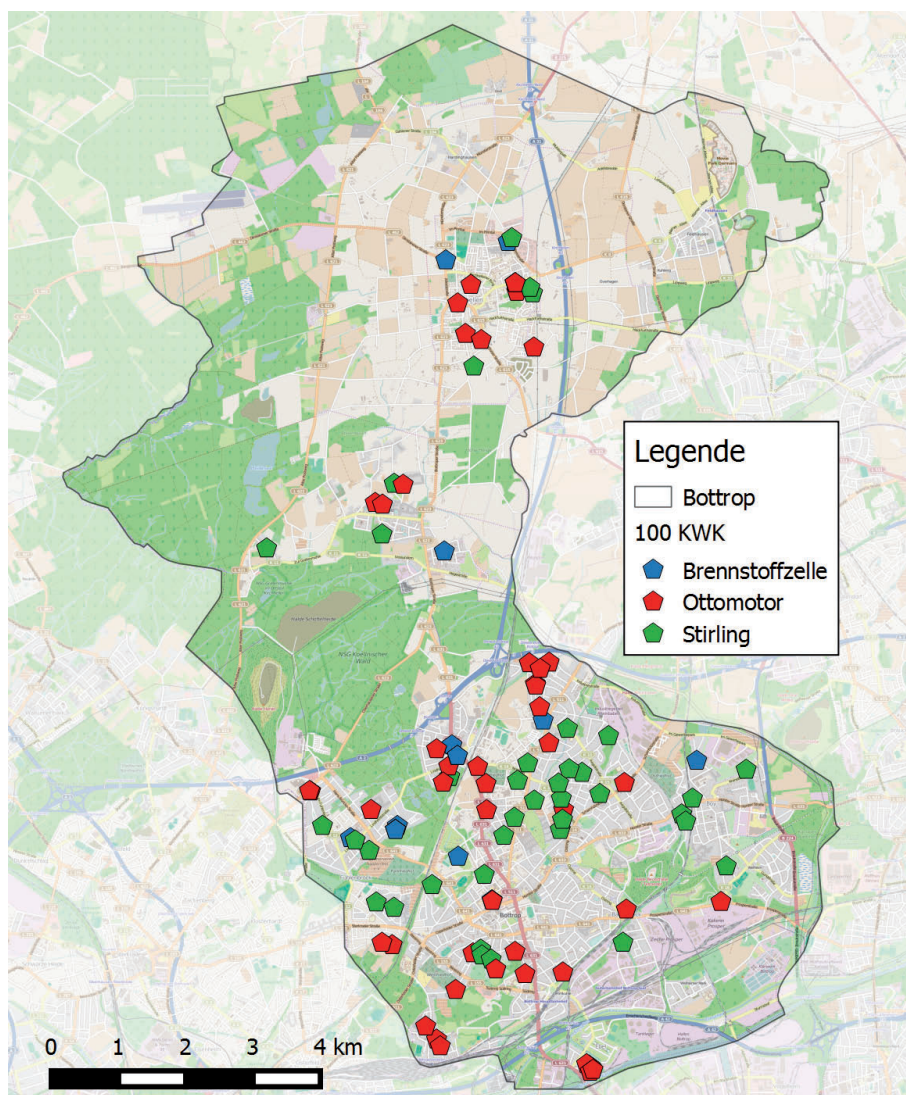


Bild: Gas- und Wärme-Institut Essen e. V., 2014

desregierung sieht vor, die Anzahl an Erdgastankstellen bis 2020 auf rund 1 300 zu erhöhen. Inzwischen gibt es 25 Serienfahrzeuge, die in Deutschland angeboten werden [99]. Schon jetzt weist CNG bei Well-to-wheel-Betrachtungen im Vergleich zu Benzin und Diesel deutliche geringere Werte auf [100]. Auch hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit und den spezifischen CO₂-Vermeidungskosten weist CNG Vorteile im Vergleich zu alternativen Antriebskosten auf. Weitere Umweltvorteile der Gasmobilität können durch die Nutzung synthetisch hergestellter Gase aus erneuerbarem Strom mittels der Power-to-Gas-Technologie erreicht werden. In den diesbezüglichen Fachkreisen wurde diese Idee 2014 verstärkt aufgegriffen und als „strombasierte Kraftstoffe“ diskutiert [101].

Die im Juli 2009 eingeführte Reform der Kfz-Steuer begünstigt schadstoffarme Au-

tos. Die Höhe der Steuer richtet sich seither nicht mehr allein nach dem Hubraum, sondern auch nach dem CO₂-Ausstoß. Bis 2011 waren bis zu 120 g/km von der CO₂-Steuer befreit, ab 2012 noch 110 g/km. Seit Anfang 2014 liegt der Grenzwert nur noch bei 95 g/km. Aufgrund effizienter Motoren sind viele Erdgasfahrzeuge auch 2014 weiterhin von der CO₂-Steuer befreit, da sie die neuen Grenzwerte unterschreiten. Für verschiedene Erdgasmodelle sind aufgrund des geringeren Hubraums durch Downsizing-Motorenkonzepte [102] sogar nur 20 € Kfz-Steuer pro Jahr fällig.

Einen neuen Weg in der Gasmobilität geht Audi hat mit seinem Modell A3 TCNG. Das e-gas-Konzept [103] basiert auf der Power-to-Gas-Technologie, um überschüssigen Windstrom per Elektrolyse in Wasserstoff umzuwandeln und zusammen mit regenerativen CO₂ aus Bio-

gasanlagen ein synthetisches Methan herzustellen. Dies kann uneingeschränkt in das Erdgasnetz eingespeist werden und ist somit an allen Erdgastankstellen bilanziell verfügbar. Damit wird im Gegensatz zu reinen Elektrofahrzeugen die Reichweite deutlich erhöht, in diesem Fall auf etwa 400 km. Die CO₂-Emissionen betragen nur noch 30 g/km bei einer Well-to-wheel-Betrachtung. Die Anlage ist mit einem 6-MW-Elektrolyseur und einer Festbettmethanisierung als Herzstück ausgerüstet. 2014 wurden rund 800 Audi A3 TCNG verkauft.

Auch andere Anbieter haben sich in 2014 stärker um die Entwicklung des CNG-Segementes bemüht. Der neue VW Golf TGI zählt mit mehr als 930 zu den beliebtesten Erdgasfahrzeugen in 2014. Der Skoda Octavia, der ab Mai bestellbar war und seit dem 3. Quartal 2014 ausgeliefert wird, war im November und Dezember bereits das meist verkaufte Erdgasfahrzeug und trug maßgeblich zum starken Absatzplus bei [104].

Die aktuelle Mineralölsteuer in Höhe von 18,3 Ct/kg für den Einsatz von Erdgas als Kraftstoff war ursprünglich bis 2018 terminiert. In Bezug auf die weiterführende Regelung über diesen Zeitraum hinaus sind in 2014 verschiedenen Vorschläge gemacht wurden, die auf einer Vereinbarung des aktuellen Koalitionsvertrages zur Weiterführung dieser reduzierten Steuer fußen [105]. Mit einer Entscheidung wird in 2015 gerechnet.

Die Rolle von Gas für den Mobilitätsbereich wird derzeit neu bewertet. Die EU-Kommission sieht in ihrer Strategie für die Entwicklung alternativer Kraftstoffe Gas als einen wichtigen Baustein, und zwar nicht nur für das bisher verbreitete CNG (Compressed Natural Gas). Auch verflüssigtes Erdgas (LNG-Liquified Natural Gas) soll forciert werden, insbesondere für den Schwerlastverkehr und die Schifffahrt [106]. Erste Umsetzungen werden insbesondere in den Niederlanden und in Schweden vorangetrieben, wo LNG für die Binnenschifffahrt und im Schwerlastverkehr im Rahmen von verschiedenen Demonstrationsprojekten eingesetzt wird. Inwieweit diese Lösungen wirtschaftlich darstellbar sind, hängt entscheidend von der zukünftigen europäischen Mobilitätspolitik und vom Aufbau einer geeigneten Tankstellen-Infrastruktur ab. Treiber sind die Umwelanforde-

rungen der Euro 6, die LNG heute schon erfüllt. Konkret schlägt die EU-Kommission einen flächendeckenden Ausbau des Erdgastankstellennetzes in Europa vor, mit Abständen von maximal 150 km zwischen den Tankstellen. Bei LNG werden nach dieser Konzeption an den europäischen Autobahnen und Hauptstrecken alle 400 km LNG-Tankstellen empfohlen, da der Last- und Lieferverkehr planbar ist. Auch werden Konzeptionen zum Aufbau einer LNG-Infrastruktur an den Binnenwasserstraßen Europas diskutiert. Es laufen derzeit mehrere EU-Projekte zum Thema (zum Beispiel LNG Blue Corridors, www.lngbluecorridors.eu).

Verschiedene regionale Aktivitäten zur Nutzung von LNG für den Transportsektor sind aufgebaut worden oder werden derzeit entwickelt. Dabei wird zunehmend der Schiffsverkehr, sowohl im maritimen Bereich als auch in der Binnenschifffahrt, prioritär bewertet. In Nordrhein-Westfalen hat sich ein Netzwerk in Zusammenarbeit mit den Niederlanden und der Schweiz gebildet. Ziel ist der Aufbau einer LNG-Infrastruktur am Rhein zur Versorgung der Binnenschiffe zwischen der Rheinmündung und der Schweiz [107]. An der Nordsee sind verschiedene Netzwerke aktiv, um im maritimen Bereich Pilotprojekte durchzuführen [108]. Auch im europäischen Ausland wurden LNG-Pilotprojekte gestartet. So etwa verkehrt eine mit LNG angetriebene Fähre zwischen Stockholm und dem finnischen Turku im Linienverkehr [109]. Dieses Projekt ist ein Baustein in Schweden, um an der Ostseeküste LNG-Terminals zur Versorgung der Schifffahrt, aber auch des Last- und Transportverkehrs einzurichten.

Das Thema Erdgasmobilität stand auch bei der Verleihung des Preises der Deutschen Gaswirtschaft 2014 in Berlin im Vordergrund. Die Firma Iveco wurde wegen ihres innovativen LNG-Trucks mit einem Preis ausgezeichnet, genauso wie die Technische Hochschule in Zürich (ETH), die sich erfolgreich mit der Optimierung der Verbrennung von Erdgas in Nutzfahrzeugmotoren befassen [110].

Das Thema Gas-Mobilität gewinnt durch die Option LNG insgesamt neuen Schub. Hierzu sind die notwendigen Rahmenbedingungen, auch bei den technischen Regelwerken, zu schaffen.

Laufende Forschungen, F&E-Bedarfe und Ausblick

Ein zukünftig auf Windkraft und Solar-energie basierendes Energiesystem kommt ohne Speicher nicht aus. Denn nur so kann die notwendige Bedarfsbereitstellung realisiert werden. Nach den derzeitigen Ausbauplänen kann in 2020 mit deutlich mehr als 100 GW installierter regenerativer Kraftwerksleistung, hauptsächlich aus Windkraft und PV, gerechnet werden, zusätzlich zu dem bestehenden Kraftwerkspark. Da der mittlere Bedarf bei etwa 40 bis 70 GW liegt, werden sich die schon heute auftretenden Stromüberschüsse in den nächsten Jahren stark ausweiten. Abregeln bei voller Vergütung, Stromexport zu negativen Preisen und späterer Import zu Höchstpreisen stellen kein nachhaltiges Konzept dar. Langfrist- bzw. saisonale Speicher sind die Schlüssel zur Integration der erneuerbaren Energien und die Schaffung eines sich ergänzenden Energiesystems basierend auf den beiden Säulen Strom und Gas mit der Power-to-Gas-Technologie als Bindeglied.

Die Forschungs- und Entwicklungsarbeiten der deutschen Gaswirtschaft, gebündelt über die Innovationsoffensive des DVGW, wurden in 2014 neu strukturiert. Die Forschungscluster wurden in der Ausrichtung geschärft und um neue Schwerpunkte ergänzt.

Im Cluster „Smart Grids“ werden netz- und assetorientierte Forschungen gebündelt. Hier werden Konvergenzen und Verschaltungen zwischen den Strom- und Gasnetzen insbesondere auf der Verteilnetzebene untersucht. In 2014 konnten die gemeinsamen Vorhaben mit Forschungsstellen der Stromseite zum Einsatz der Power-to-Gas-Technologie in Verteilnetzen [111] erfolgreich weitergeführt werden. Diese Untersuchungen zeigen, dass die Power-to-Gas-Technologie unter dem Aspekt vermiedener Netzausbauten auf der Stromseite systemische und wirtschaftliche Vorteile hat. Derzeit werden die laufenden Untersuchungen im Nieder- und Mittelspannungsbereich um die 110-kV-Ebene ergänzt [112]. Auch hier bestätigten sich die positiven Ansätze zu einer Bewertung dieser Technologie als Bestandteil eines Gesamtenergiesystems. Forschungsbedarfe bestehen jedoch unter anderem bei der Verbesserung auf der

Kostenseite, insbesondere bei den Investitionskosten der Elektrolyseure [113]. Da diese Technologie bislang schwerpunktmäßig nicht für den Einsatz in der Energiewirtschaft vorgesehen war, sondern etwa für die chemische Industrie, muss dieser Transfer geleistet werden. Eine Zusammenarbeitsvereinbarung von DVGW und VDE zur Stärkung der Forschungen in diesem Bereich konnte 2014 unterzeichnet werden.

Power-to-Gas wird in vielen Projekten technologisch-systemisch, aber auch makroökonomisch und in aktuellen Demonstrationsvorhaben untersucht (siehe auch Abschnitt Power-to-Gas). Die Absicherung der Wasserstoffzumischrate im Erdgas ist ein weiterer Schwerpunkt aktueller Forschungsarbeiten. Dazu werden im DVGW und darüber hinaus zahlreiche Forschungsprojekte bearbeitet. Im Niedersächsischen Klanxbüll/Neukirchen wurde in einem kleinen Verteilnetz mit etwa 180 Abnehmern erstmals Wasserstoff in verschiedenen Stufen eingespeist, um die Auswirkungen auf die Gasendgeräte zu ermitteln. Das Projekt trägt den Namen „Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz – Auswirkungen auf den Betrieb von Gasanwendungstechnologien im Bestand, auf Gas-Plus-Technologien und auf Verbrennungsregelungsstrategien“ [114]. Im Rahmen der Heizperiode 2014/15 ist in diesem Projekt Wasserstoff von einem Anteil zwischen 5 bis 20 % zugemischt worden. Bei Untertagespeichern zeigten die bisherigen Untersuchungen ein differenziertes Bild. Während Kavernenspeicher schon heute zur Speicherung von reinem Wasserstoff genutzt werden [115], etwa in der chemischen Industrie, sind bei Porenspeichern mikrobiologische Vorgänge im Zusammenhang mit Wasserstoff zu bewerten. Diese werden in einem Verbundprojekt in Österreich am Speicher Vöcklabruck der RAG untersucht. Der DVGW ist in diesem Projekt beteiligt [116]. Ein weiteres Thema in diesem Zusammenhang sind Wasserstofflimitationen im Erdgas bei der Verwendung als Kraftstoff. Hier fixieren internationale Vorschriften bei derzeitigen CNG-Tanks einen Grenzwert von 2 %, unter Bezug auf bestimmte Materialcharakteristiken, woraus sich Forschungsbedarfe ergeben.

Neben der direkten Wasserstoffzumi-schung ist die Methanisierung ein weiterer Schritt der Integration von Power-to-Gas in das bestehende Erdgasversorgungssystem. Dabei steht die Erhöhung der Prozesswirkungsgrade bei der Methanisierung im Fokus der Untersuchungen, ebenso die Bewertung der verschiedenen Methanisierungsverfahren. In 2014 konnten Forschungsprojekte zur techno-ökonomischen Bewertung verschiedener Methanisierungsverfahren, einschließlich biologischer Verfahren, abgeschlossen werden [117].

Die Kraft-Wärme-Kopplung wird bislang schwerpunktmäßig in zentralen Anlagen eingesetzt. In den letzten Jahren sind Fortschritte auch bei dezentralen Anlagen erzielt worden. In aktuellen Forschungen wird der Einsatz dieser Technologie in stromgeführter bzw. stromoptimierter Fahrweise und dessen Beitrag in der Bereitstellung von Residualleistung untersucht. Ein Verbundforschungsvorhaben mit sechs Forschungsstellen der Energiewirtschaft hat gezeigt, dass in 2050 die dezentrale KWK 47 % der dann notwendigen Residuallast darbieten kann. Damit kommt der KWK eine aktive Rolle in der Energiewende zu. Dazu sind hocheffiziente KWK-Technologien weiter zu entwickeln, und zwar in allen Leistungsgrößen. Intelligente Konzepte zur Nutzung der Abwärme (nicht nur für Heizung oder Trinkwassererwärmung, sondern auch beispielsweise für die Klimatisierung) sind voranzutreiben, um die Wirkungs- und Nutzungsgrade noch weiter zu erhöhen. Mit der Kraft-Wärme-Kopplung erschließen sich aber auch ganz neue Ansätze: Durch die Nutzung der Abwärme bei dieser Art der Stromproduktion können, im Vergleich zur „reinen“ Stromproduktion, Dämmmaßnahmen an den Gebäuden minimiert bzw. optimiert werden, bei gleichen CO₂-Zielen und bei deutlich geringeren Kosten. Hierzu kann auf bestehende Studien aufgesetzt werden [118].

Das Thema Gas-Mobilität gewinnt mit dem bereits beschriebenen Audi-Konzept und der Ankündigung der EU-Kommission zur Errichtung einer LNG-Infrastruktur entlang wesentlicher europäischer Straßenverbindungen („Blue Corridor“) neuen Schub. Dazu liegt seitens der EU-Kommission eine Konzeption vor. Aber auch bei Schifffahrt soll LNG


stärker eingesetzt werden. In F&E-Projekten wird der Einsatz von LNG in der küstennahen Schifffahrt wie auch in der Binnenschifffahrt untersucht. Die großen europäischen Binnenwasserstraßen stehen im Mittelpunkt der Untersuchungen, um via Rhein, Main und Donau eine Verbindung für den Güterverkehr von der Nordsee bis an das Schwarze Meer aufzubauen [119]. Dabei werden sowohl die Schiffsantriebe wie auch die Infrastruktur an Land betrachtet.

Mit Blick auf die nationalen Förderprogramme in der Energieforschung wird dem Schwerpunkt Energiespeicher zunehmend Beachtung geschenkt, so dass in diesem Sektor eine deutliche Fokussierung zu erwarten ist, und den Energieträger Gas sowie die bestehende Gas-Infrastruktur um neue Versorgungsaufgaben erweitert [120]. Auf EU-Ebene steht bereits mit dem Start des Horizon-2020-Programms ein mächtiges Rahmenprogramm bereit. Erste Ausschreibungen sind Ende 2013 veröffentlicht worden. Mit Bezug auf das Gas sind derzeit Schwerpunkte bei der Rolle des Gases im Gesamtenergiesystem einschließlich Power-to-Gas mit den Schwerpunkten Speicher und Netzdienlichkeit, in der Exploration nicht-konventioneller Gase, beim Einsatz des Gases in der Mobilität, insbesondere beim Last- und Transportverkehr, und beim Biogas gesetzt.

Auch bei der Anwendung des Gases als Rohstoff in der chemischen Industrie sind weiterhin verstärkte Anstrengungen zu beobachten. Der Trend kommt hier klar aus den USA, getrieben durch den günstigen Gaspreis. Die bislang vorhandenen Ideen und Konzepte, die bisher verbreitete Mineralöl-basierte Naphtha-Chemie auf eine Gas-basierte Methanol-Chemie umzuschwenken, wurden mit Projekten konkretisiert, etwa beim Neubau von Crackern [121]. Mit dieser Option zeigt sich eine weitere Seite des flexiblen Einsatzes des Energieträgers Gas.

Literatur

Die Literaturstellen zu dieser Jahresübersicht sind auf der BWK-Homepage über das Menü „Archiv/Literaturverzeichnis“ aufrufbar.

 www.eBWK.de