



Bild: Wintershall

Auch in 2015 importierte Deutschland das meiste Erdgas aus Russland, dicht gefolgt von Norwegen. Drittgrößtes Lieferland waren die Niederlande. Abgebildet ist das russische Erdgasfeld Juschno Russkoje. Das Erdgas aus diesem Feld hat einen sehr hohen Reinheitsgrad und besteht zu 98 Prozent aus Methan.

Auch das Jahr 2015 war für die Energie- und Gaswirtschaft wieder turbulent und bot reichlich Stoff für Diskussionen. Die Versorgung mit Erdgas verlief im Jahr 2015 allerdings ohne größere Probleme, und auch das Gas aus Russland erreichte ohne Einschränkungen die deutsche Grenze. Indes ging, wie auch in den vorigen Jahren, die Förderung von Erdgas in der EU weiter zurück und wurde im Fall des Groningen-Gasfeldes in den Niederlanden sogar staatlich begrenzt.

Im Bereich des Ausbaus der zukünftigen Versorgungsinfrastruktur für die EU kam es zu überraschenden Wendungen. Nachdem im Dezember 2014 das Aus der South-Stream-Pipeline verkündet wurde, die von Russland durch das Schwarze Meer nach Bulgarien führen sollte, wurde im gleichen Monat die TurkStream-Pipeline durch das Schwarze Meer ins Spiel gebracht. Diese Pipeline wird von Gazprom geplant und soll von Russland in die west-

liche Türkei führen. Von dort sollte das Gas dann weiter nach Zentral- und Südosteuropa transportiert werden. Nach dem Abschluss eines russischen Kampfs durch das türkische Militär im November 2015 wurde auch dieses Projekt auf Eis gelegt. Zum Jahreswechsel signalisierte der russische Energieminister allerdings eine Offenheit für neue Gespräche zwischen Russland, der Türkei und der EU. Als weitere Versorgungsleitung von Russland Richtung Westen unter Umgehung der Ukraine wurde die Erweiterung der Nord Stream (Nord Stream 2 mit einer Kapazität von 55 Mrd. m³/a) zwischen den beteiligten Unternehmen Gazprom, BASF, E.on, Engie, OMV und Shell vereinbart – ein Projekt, das innerhalb der EU allerdings hoch umstritten ist, weil es nach EU-Einschätzung die Abhängigkeit von russischen Erdgaslieferungen weiter erhöhen würde. Dies würde aus Sicht der EU der angestrebten Diversifizierung der Lieferquellen für Erdgas zuwiderlaufen.

Eine weitere interessante Wendung gab

es in der Causa Wingas. Die geplante und behördlicherseits genehmigte Vollübernahme der Wingas (inklusive Speicher, aber ohne Transportnetz) durch Gazprom wurde bekanntlich von Gazprom im Jahr 2014, vor dem Hintergrund des Konflikts in der Ukraine, abgesagt. Im September 2015 wurde die Übernahme dann allerdings doch vollzogen. Durch den Tausch der Assets erhält die BASF-Tochter Wintershall einen stärkeren Zugang zur Gasförderung in Westsibirien und Gazprom die volle Kontrolle über das Erdgas-handelsgeschäft der Wingas und das Speichergeschäft von Astora. Dies ist ein Beweis dafür, dass Russland auch in Zukunft Perspektiven in Europa sieht und sich nicht vollständig dem (allerdings nur mit großen Schwierigkeiten zu erschließenden) chinesischen und asiatischen Markt zuwendet.

Die bereits seit über zehn Jahren rückläufige Erdgasförderung in Deutschland sowie die rückläufige Förderung von L-Gas in den Niederlanden erfordert eine Umstellung der noch mit L-Gas versorgten Regionen in Nordwestdeutschland auf H-Gas. Dieser Aspekt wurde durch eine gerichtlich angeordnete Förderkürzung im sehr wichtigen Groningen-Feld im Dezember 2015 noch einmal untermauert. Das Gericht beschloss eine Reduzierung der Förderung auf 27 Mrd. m³ für das Jahr 2016 aufgrund der gestiegenen

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; Dr. jur. **Uwe Wetzel**, DVGW, Bonn; Dr.-Ing. **Rolf Albus**, Dipl.-Ing. **Frank Burmeister**, Dipl.-Ing. (FH) **Maren Wenzel** M.Eng., alle Gas- und Wärme-Institut Essen e. V., Dipl.-Wirtsch.-Ing. **Bernhard Witschen** und **Armin Beilfuß**, beide Team Consult G.P.E. GmbH, Berlin.

Erbebenaktivität im Fördergebiet. Diese Kürzung sowie die weiter rückläufige einheimische Produktion von L-Gas führen in Deutschland seit Oktober 2015 zur sukzessiven Umstellung der durch L-Gas versorgten Regionen auf H-Gas. Dieser Prozess erfordert einen hohen logistischen Aufwand, und bis 2030 sollen alle Anschlüsse in Deutschland auf H-Gas umgestellt sein.

Zum Abschluss des Jahres fand schließlich noch die UN-Klimakonferenz (21st Conference of the Parties, kurz COP 21) in Paris mit 196 teilnehmenden Staaten statt. Sie war mit der Hoffnung auf ein weltweit verbindliches Klimaabkommen verbunden. Am Ende der Verhandlungen stand das Ziel, die Erderwärmung auf 2 °C, oder noch ambitionierter auf 1,5 °C, zu begrenzen. Es wird jetzt vom Willen der Staatengemeinschaft abhängen, ob diese Ziele zu erreichen sind.

In der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts sollen die durch Menschheit verursachten jährlichen Treibhausgasemissionen in etwa denen entsprechen, die dann von der Erde im gleichen Zeitraum absorbiert werden können, ohne dass es zu einer weiteren Erhöhung der Konzentration der Treibhausgase in der Atmosphäre kommt. Dieses Ziel läuft schlussendlich auf den langfristigen Ausstieg aus Kohle, Erdöl und auch Erdgas hinaus. Eine mittelfristige Maßnahme zur Erreichung des Ziels ist zum Beispiel die Verringerung der Treibhausgasemissionen durch einen Ausstieg aus der Kohle. In Großbritannien wurde dieser Prozess bereits eingeleitet und sollte bis 2025 abgeschlossen sein. Deutschland steht auf diesem Weg noch ganz am Anfang. In einem ersten Schritt wurde im November die Einführung einer Kapazitätsreserve beschlossen, und ab Oktober 2016 sollen 2 730 MW an Braunkohlekraftwerken aus dem Markt gehen. Diese Maßnahme wird durch die Zahlung von 1,6 Mrd. € an die betroffenen Unternehmen kompensiert.

Da bei der Verbrennung von Gas im Vergleich zur Kohle deutlich geringere CO₂-Emissionen anfallen und Gas durch seine Flexibilität und hohen Wirkungsgrad in der Stromerzeugung ein idealer Partner der erneuerbaren Energien ist, kann Gas auch in den nächsten Jahrzehnten noch eine wichtige Rolle in der Stromversorgung Deutschlands spielen. Ein realistisch hoher CO₂-Zertifikatspreis würde dabei die Vorteile von Erdgas deutlich zur Geltung bringen und die Positionierung und Entwicklung sehr positiv beeinflussen.

In diesem Zusammenhang darf nicht unerwähnt bleiben, dass namhafte Kapitalanlagegesellschaften, zum Beispiel die Allianz AG und der Norwegische Staatsfond (als einer der weltweit größten) beschlossen haben, Unternehmen mit einem namhaften Wertschöpfungsanteil aus dem Kohlegeschäft als Anlageobjekte zu meiden. Diese Entscheidungen deuten sehr auf einen deutlichen internationalen Meinungswandel zur Frage der Nutzung der Kohle als starke CO₂-Emissionsquelle und einen Ansehenswandel der fossil basierten Energiewirtschaft hin.

Erdgas spielte im deutschen Wärme- und Strommarkt auch in 2015 eine bedeutende Rolle. Die Energiewende hat bisher hauptsächlich in der Stromerzeugung stattgefunden, dort sind die regenerativen Energien über PV und Wind relativ günstig in das bestehende System einzuführen. Allerdings steht Erdgas auch im Wärme- und Strommarkt vor großen Herausforderungen in der Zukunft. Das im Juli 2015 veröffentlichte Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie propagiert die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr auf der Basis von hocheffizienten Technologien. Strom aus erneuerbaren Energien soll demnach in Zukunft in direkter Konkurrenz zu Erdgas verstärkt im Wärmemarkt (Power-to-Heat) und industriellen Prozessen (Power-to-Industry) genutzt werden [1].

Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) stellt eine hocheffiziente Form der Primärenergieumwandlung in der Strom- und Wärmeerzeugung dar und bietet noch erhebliches Potenzial zur Erschließung des Wärmemarktes, zum Beispiel im urbanen Raum. Aus der Sicht der Gasbranche hat das Ende 2015 verabschiedete KWK-Gesetz einige Verbesserungen für die dezentrale KWK gebracht. Es sieht eine Erhöhung der Nettostromerzeugung aus KWK auf 110 TWh bis 2020 und 120 TWh bis 2025 vor. Als Wermutstropfen für die Branche muss allerdings angemerkt werden, dass dies im Vergleich zum KWK-Gesetz von 2012 einem reduzierten Ausbaupfad entspricht. Um das neue Ziel zu erreichen, wird das Fördervolumen (das über eine Umlage auf den Strompreis erhoben wird) auf 1,5 Mrd. €/a verdoppelt. Positiv für Gas ist die Feststellung, dass eine auf Gas basierte CO₂-arme Stromerzeugung der Erreichung der deutschen Klimaziele dient. Bis 2020 soll der Sektor Emissionsminderungen von 4 Mio. t CO₂ erbringen. Anlagenneubauten, die eine kohlebefeuerte KWK-Anlage ersetzen, sollen ei-

nen zusätzlichen Bonus erhalten, und neue KWK-Anlagen auf der Basis von Kohle werden laut Gesetz zukünftig nicht mehr gefördert. Gasbetriebene Bestandsanlagen in der allgemeinen Versorgung werden befristet bis 2019 weitergefördert, um ihre Stilllegungen zu verhindern. Über eine verbesserte Förderung von Wärmespeichern soll die Stromerzeugung aus KWK zukünftig flexibler werden und so auf die fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien reagieren. Zusätzlich werden Anlagen ab einer Leistung von 100 kW dazu verpflichtet, ihren Strom künftig direkt zu vermarkten.

Bundesweit nahm die Diskussion über die Digitalisierung der Energiewirtschaft und deren Auswirkungen auf das Energiegeschäft breiten Raum ein. Fest steht, dass die Digitalisierung in Verbindung mit der Dezentralität der Energiewende das Potenzial hat, das bestehende Geschäftsmodell der Energieversorger grundlegend zu ändern. Technologische Durchbrüche in der Entwicklung wesentlich leistungsfähigerer und wirtschaftlicherer Batterien könnten diese Entwicklung in der Stromversorgung noch erheblich beschleunigen und in der Richtung beeinflussen. Die E-Mobilität und auch der Trend zu einer stärkeren Eigenversorgung der Stromverbraucher dürften dadurch einen starken und wahrscheinlich entscheidenden Schub bekommen.

Der Verfall der Ölpreise, der im Übrigen für die Fachwelt ziemlich unerwartet kam, setzte sich auch in 2015 fort. Seit Mitte 2014 sind die Rohölpreise um etwa 70 % auf 38 US-\$/bbl im Dezember 2015 gefallen. Die Mitgliedsstaaten der Opec konnten sich während des gesamten Jahres nicht auf eine Kürzung der Ölförderung einigen, um dem fortschreitenden Verfall der Ölpreise entgegenzuwirken. Die Ölförderung aus unkonventionellen Vorkommen in den USA ist im Verlauf des Jahres ebenfalls nur geringfügig zurückgegangen, und Russland produzierte durchgängig auf hohem Niveau. Der Produktionsüberschuss gegenüber dem weltweiten Bedarf ist infolge dieser Entwicklungen nach wie vor groß.

Im Laufe des vergangenen Jahres kam es mit der Aufspaltung der E.on in zwei neue Unternehmen zu einer großen Veränderung bei Deutschlands größtem Energieversorger. Die konventionelle Stromerzeugung aus Kernkraft, Kohle und Gas sowie der globale Energiehandel wurden in dem Unternehmen Uniper zusammengefasst. Die neue E.on SE ist auf die Energiewende fokussiert, bei ihr verbleibt das Ge-

schäft mit den erneuerbaren Energien, der Energievertrieb an Endkunden und das Netzgeschäft. Auf die Veränderungen der Energiemärkte musste Ende 2015 schließlich auch RWE reagieren. Im Dezember wurde angekündigt, die Geschäftsfelder erneuerbare Energien, Netze und Vertrieb im Laufe des Jahres 2016 in einer neuen Tochtergesellschaft zu bündeln. Die konventionelle Stromerzeugung und der Energiehandel sollen im Mutterkonzern verbleiben.

Bei allen Veränderungen und Entwicklungen der Energiewirtschaft im Jahr 2015 bleiben aber auch weiterhin die bekannten Vorteile des Gases, wie niedrige spezifischen CO₂-Emissionen, hohe Effizienzen, beste Regelbarkeit, vielfältige Einsetzbarkeit und hohe Wirtschaftlichkeit bestehen. In der kleinteiligeren und zukünftig dezentraleren Energiewelt sind es gerade diese Produkteigenschaften, die Gas auch in der Energiewende nur sehr schwer ersetzbar machen.

Energie- und erdgaswirtschaftliche Daten Deutschlands

Der deutsche Primärenergieverbrauch (PEV) ist im Jahr 2015 im Vergleich zum Vorjahr um 1,3 % gestiegen und erreichte rund 3 700 TWh (Bild 1). Dieser Anstieg ist auf die regional etwas kühlere Witterung zum Beginn des Jahres 2015 zurückzuführen. Das gesamte Jahr 2015 zählte allerdings zusammen mit den Jahren 2000 und 2007 zu den zweitwärmsten seit dem Beginn der Aufzeichnungen [2].

Dieser leichte Anstieg kann allerdings nicht darüber hinwegtäuschen, dass seit dem Jahr 2006 ein deutlich rückläufiger Trend beim PEV in Deutschland zu beobachten ist. 2015 war durch eine relativ gute Konjunkturentwicklung mit einem Anstieg des Bruttoinlandsproduktes um 1,7 % im Vergleich zu den Vorjahren (BIP-Wachstum in 2014: 1,6 % und in 2013: 0,3 %) geprägt [4]. Nach Bereinigung der Verbrauchsdaten vom Witterungseinfluss wäre der Energieverbrauch in 2015 durch die weiter fortschreitende Energieeffizienz um etwa 1,5 % unter das Vorjahresniveau gesunken [5].

Erdgas hatte 2015 einen Anteil von 21 % am deutschen Primärenergieverbrauch, dies entspricht einer leichten Zunahme zum Vorjahr (20,4 %) (Bild 1). Der inländische Erdgasverbrauch verzeichnete dabei einen Anstieg um insgesamt 5 % und betrug 836 TWh (Bild 2, vorläufige Angabe) [6]. Für diesen Anstieg war hauptsächlich das relativ kühle Frühjahr verant-

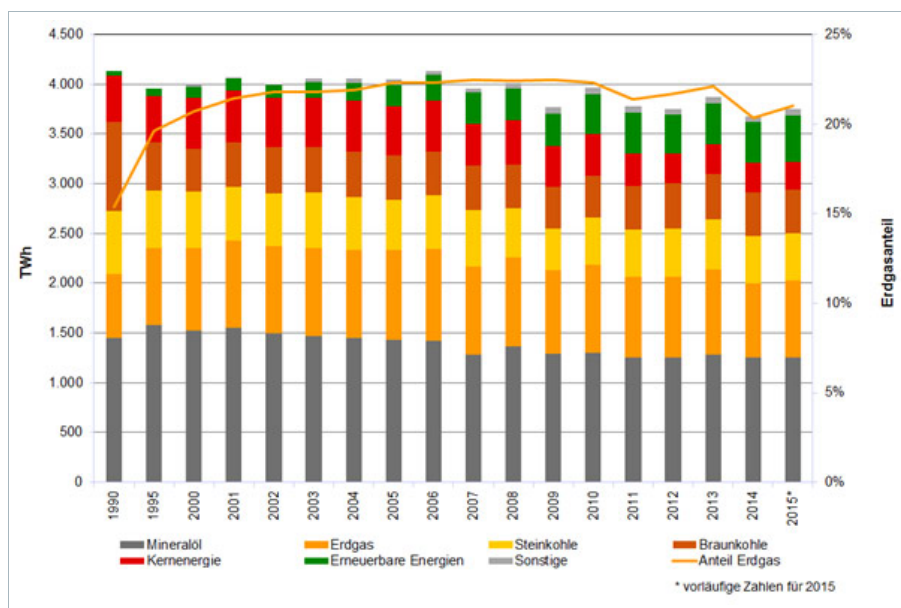


Bild 1 Primärenergieverbrauch Deutschlands nach Energieträgern [3].

wortlich. Wie in Bild 2 deutlich wird, waren insbesondere die Monate von Februar bis April durch einen im Vergleich zum Vorjahr höheren Verbrauch geprägt. Dieser Verbrauch fiel hauptsächlich im Wärmemarkt an. Im Vergleich zum Vorjahr lag der Erdgasverbrauch im April 2015 um fast 50 % über dem Wert vom April 2014.

Der Trend eines rückläufigen Einsatzes von Erdgas bei der Bruttostromerzeugung setzte sich auch in 2015 fort. Erdgas erreichte mit 57 TWh einen Anteil von 8,8 % an der deutschen Stromerzeugung – ein Rückgang von etwa 7 % im Vergleich zum Vorjahr. Im Jahr 2014 trug Erdgas noch zu einem Anteil von 9,7 % zur deutschen Bruttostromerzeugung bei. Die Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohle blieb im Vergleich zum Vorjahr in

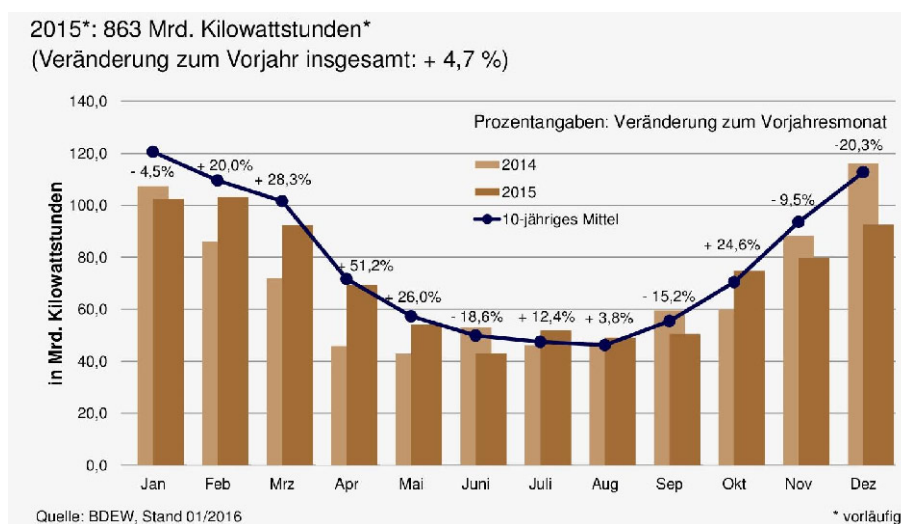
etwa konstant, und die erneuerbaren Energien erreichten mit 32,5 % einen erneuten Höchststand [8].

Der leichte Anstieg des PEV hatte nur einen geringen Effekt auf die CO₂-Emissionen, da ein großer Anteil durch einen Zuwachs der erneuerbaren Energien gedeckt wurde. Bereinigt um den Einfluss der milden Witterung in 2015 würde die Reduktion des CO₂-Ausstoßes gegenüber dem Vorjahr etwa 2 % betragen [9].

Das Erdgasaufkommen in Deutschland betrug 2014 insgesamt 1 303 Mrd. kWh, dies ist insgesamt ein deutlicher Anstieg von rund 20 % im Vergleich zum Vorjahr (Tabelle 1).

Die inländische Förderung (inklusive der eingespeisten Bioerdgasmengen) war im Vergleich zum Vorjahr um 7,3 % rück-

Bild 2 Monatlicher Erdgasverbrauch in Deutschland (2015) [7].



	2014		2015		Veränderung (Basisjahr 2014)
	absolut (TWh)	relativ (mit Basis Erdgas- aufkommen)	absolut (TWh)	relativ (mit Basis Erdgas- aufkommen)	
Inländische Förderung	89,8	8,3 %	83,2	6,4 %	-7,3 %
Einfuhr	1 001,3	92,0 %	1 190,2	91,3 %	18,9 %
Speichersaldo	-3,0	-0,3 %	29,6	2,3 %	
Erdgasaufkommen	1 088,1		1 303,1		19,8 %

Tabelle 1 Erdgasaufkommen 2014 und 2015 [10].

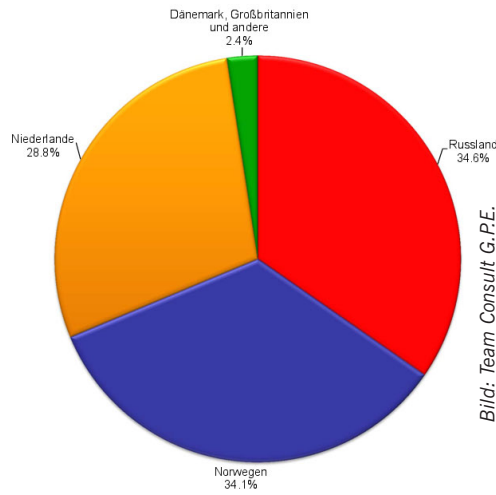


Bild 3 Bezugsquellen der deutschen Erdgasimporte in 2015 [10].

läufig. Der Großteil des Erdgasaufkommens (91,3 %) wurde auch im Jahr 2015 über Importe gedeckt. Größtes Lieferland war wieder Russland mit einem allerdings deutlich rückläufigen Anteil von 34,6 % an den deutschen Importen (2014: 38,6 %). Norwegen als zweitgrößter Lieferant hat 2015 mit 34,1 % wieder Anteile dazugewonnen (2014: 33,1 %). Die Anteile der Niederlande als drittgrößtes Lieferland sind in 2015 ebenfalls gestiegen und lagen bei 28,8 % (2013: 24,1 %). Die Anteile der übrigen Lieferländer an den deutschen Importen waren rückläufig und lagen mit 2,4 % um 1,8 %-Punkte unter dem Vorjahreswert (2014: 4,2%). **Bild 3** zeigt die Anteile der Lieferländer am deutschen Gesamtimport in 2015.

Notwendigkeit für Gaskraftwerke

Wie bereits angedeutet wurde, können Gaskraftwerke eine wichtige Funktion innerhalb der Energiewende ausfüllen. Der wirtschaftliche Betrieb der Kraftwerke ist allerdings seit einigen Jahren ein großes Problem für die Betreiber. Dies hat mehrere Gründe. Die CO₂-Zertifikatspreise lagen trotz Backloading zwischen 6 und 8 €/t, die Preise für Importkohle sind von 72 auf 66 €/t/SKE im dritten Quartal 2015 gefallen [11] und die Börsenpreise für

Strom sind durch die vorrangige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien seit Jahren niedrig. Selbst modernste Gaskraftwerke (wie zum Beispiel das Kraftwerk Irsching in Bayern) standen auch in 2015 in der Merit Order hinter Braun- und Steinkohlekraftwerken und konnten keine ausreichenden Margen erwirtschaften. Sie erreichten nur noch geringe Betriebsstunden oder fungierten als Reservekraftwerke. Die Gaspreise waren trotz des im Jahr 2015 beobachteten Rückgangs noch nicht wettbewerbsfähig für die Stromerzeugung in Deutschland. In der Konsequenz bedeutet dies, wie bereits angedeutet, einen rückläufigen Einsatz von Gas in der Stromerzeugung.

Bild: Team Consult G.P.E.

Diese Entwicklung verhindert die nachhaltige Verminderung von CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung und widerspricht so seit Jahren den Zielen der Energiewende. Dabei wäre Gas als Partner der erneuerbaren Stromerzeugung im Rahmen der Energiewende eigentlich optimal geeignet für eine relativ einfache und schnell realisierbare CO₂-Emissionsminderung, wie am Beispiel des Stromerzeugungsmarktes in Großbritannien erkennbar ist. Flexible Gaskraftwerke und dezentrale KWK könnten wichtige Teile der regionalen Stromnachfrage decken und so den Netzausbaubedarf in den Regionen, die von der Stilllegung der Kernkraftwerke (zum Beispiel in Bayern) betroffen sind, reduzieren. Falls es in Deutschland allerdings zu einem Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2040 kommen sollte, wie er von der Agora Energiewende im November 2015 erneut ins Spiel gebracht wurde, könnten Gaskraftwerke die so entstandene Versorgungslücke schließen. Mögliche Mechanismen zur Erreichung dieses Ziels wären die Einführung einer CO₂-Steuer, eine Anhebung der CO₂-Zertifikatspreise oder die Einführung einer Brennstoffsteuer [12]. Es ist allerdings nicht damit zu rechnen, dass diese Gaskraftwerke so auf die gewohnten Vollbenutzungsstunden kommen. Eine Beschäftigung von unter 1 000 h/a wäre nicht unwahrscheinlich, damit würden allerdings dann auch die spezifischen Kosten der Kapazitätsvorhaltung im Gassystem eine energiewirtschaftliche Herausforderung darstellen.

Preisentwicklung Gas weltweit und ihre Konsequenzen

Der deutsche Grenzübergangspreis für Gas (der noch zu einem gewissen Grad die Entwicklung der Rohölpreise widerspiegelt) setzte seinen bereits im Jahr 2014 begonnen Rückgang auch in 2015 fort und fiel von 2,3 Ct/kWh im Januar auf 1,76 Ct/kWh im Dezember. Der Rohölpreis verzeichnete einen kurzen Preisanstieg von Januar bis Mai, setzte seinen seit dem Sommer 2014 beobachteten Rückgang danach allerdings weiter fort. Im Dezember wurde schließlich ein Durchschnittspreis von etwa 38 US-\$/bbl für die Sorte Brent erreicht. Auch die europäischen Großhandelspreise für Gas, wie zum Beispiel die Notierungen des NBP Month Ahead und NCG Month Ahead, waren rückläufig und lagen im Dezember bei durchschnittlich 1,67 beziehungsweise 1,63 Ct/kWh.

Gründe hierfür könnten neben den gesunkenen Rohölpreisen die stagnierende Industrieproduktion in Europa, der Rückgang der Gasnachfrage in der Verstromung, das überdurchschnittlich warme Jahr oder auch höhere LNG-Importe sein. Auch international waren die Gaspreise im Zuge der guten Angebotsituation im Jahr 2015 rückläufig. Der Henry-Hub-MA-Preis in den USA gab durch die anhaltend hohe Produktion von Shale Gas ebenfalls nach und stand im Dezember bei umgerechnet 0,64 Ct/kWh. Im asiatischen Markt war eine Nachfrageschwäche zu verzeichnen (zu nennen sind hier zum Beispiel das schwächere Wachstum der Industrieproduktion in China, ein Nachfragerückgang in Korea, oder die Wiederinbetriebnahme der ersten KKW in Japan). So ist zum Beispiel der Japan-LNG-Spot-Preis seit Anfang 2015 deutlich gefallen und lag zwischenzeitlich auf dem Niveau des NBP, wie **Bild 4** zeigt.

LNG

Liquefied Natural Gas oder kurz LNG stellt neben dem Import von Pipeline-Gas und der (allerdings rückläufigen) Eigenproduktion eine dritte wichtige Säule in der europäischen Gasversorgung dar. Europa ist nach Asien der zweitgrößte Absatzmarkt für LNG. LNG wird von der EU als wettbewerbsfähige und wichtige flexi-

ble Versorgungsoption für Europa angesehen, besonders auch vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit und der Diversifizierung der Lieferquellen. In Deutschland befindet sich kein LNG-Verflüssigungsterminal, es profitiert allerdings durch seine gute Anbindung an die Terminals in den Niederlanden, Belgien und Großbritannien von den dort angelegten LNG-Mengen. LNG-Importe haben im Jahr 2015 in Europa wieder an Bedeutung gewonnen, und es wurde mehr LNG als im Vorjahr importiert. Die Kapazitäten der Verflüssigungsterminals waren dennoch nur zu etwa 25 % ausgelastet. Dieser Anstieg ist auf einen gestiegenen Erdgasverbrauch zurückzuführen. So wurde zum Beispiel in Großbritannien mehr Gas für die Wärmeversorgung und in Spanien für die Verstromung eingesetzt.

Im Einklang mit der Entwicklung der Ölpreise konnten in Asien seit 2014 rückläufige LNG-Preise auf der Basis langfristiger, ölgebundener Take-or-Pay-Verträge beobachtet werden. Aus dem gleichen Grund wurden langfristig kontrahierte ölpreisindexierte LNG-Mengen in Europa ebenfalls günstiger. Neben den Langfristverträgen gaben auch die LNG-Spot-Preise in Asien und Europa deutlich nach. Bild 4 zeigt, dass die Spreads zwischen den Spotpreisen dieser Märkte in der zweiten Hälfte des Jahres 2015 niedrig blieben.

Der Grund hierfür lag in den rückläufigen Preisen sowie einem Nachfragerückgang in Asien. Zu nennen sind hier zum Beispiel Japan, dem weltweit größten Importeur von LNG, Korea und die Abschwächung des Wirtschaftswachstums in China. In dieser Situation kamen zusätzlich neue Verflüssigungsanlagen in Indonesien und Australien mit einer Verflüssigungskapazität von rund 10 Mio. t/a auf den Markt und erhöhten das LNG-Angebot, primär für den asiatischen Markt, deutlich.

Hierdurch wurden verstärkt LNG-Mengen aus Katar für Europa frei. Schlussendlich war der globale Markt im vergangenen Jahr sehr gut mit LNG versorgt.

Die bereits genannten Faktoren führten zu einer verstärkten Auslastung der europäischen Importterminals, und es wurden 31,4 Mio. t/a (2014: 26,6 Mio. t/a) LNG importiert [14]. Freie Verflüssigungskapazitäten sind allerdings in einem sehr großen Umfang nach wie vor vorhanden. Die gut ausgebaute Transport- und Speicherinfrastruktur sowie die liquiden Spotmärkte in Europa boten in diesem Umfeld eine hohe Aufnahmefähigkeit für LNG,

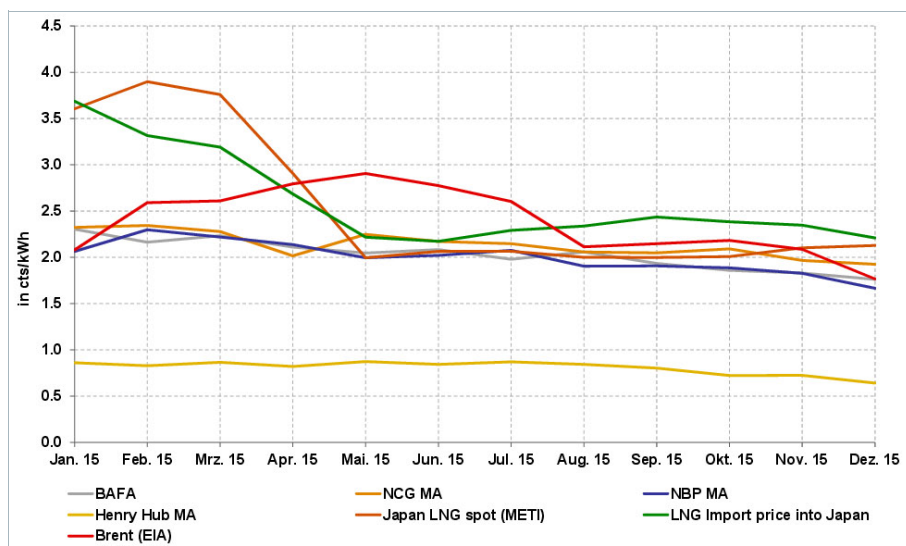


Bild 4 Verlauf verschiedener Gaspreise und des Brent-Ölpreises in 2015 [13].

das keinen Markt in Asien fand. Deutschland als Drehscheibe für Gas in Nordwesteuropa konnte auch ohne eigenen Verflüssigungsterminal über die Hubpreise von den Preissignalen dieser Mengen profitieren. LNG kann perspektivisch für eine weitere Diversifizierung der Importquellen in Deutschland und Europa sorgen.

Auch in der nahen Zukunft wird das globale LNG-Angebot weiter wachsen. In den USA sind die ersten LNG-Exporte vom Sabine Pass Terminal in Louisiana für den März 2016 angekündigt, in den kommenden Jahren kommen dort 53 Mio. t/a an neuen Verflüssigungskapazitäten auf den Markt. Ein erheblicher Anteil des amerikanischen LNG könnte seinen Weg nach Europa finden. Insgesamt befinden sich derzeit weltweit 112 Mio. t/a an Verflüssigungskapazitäten bis 2020 im Bau, und Australien wird den bisherigen Marktführer Katar als größten Produzenten von LNG ablösen. Diese zusätzlichen Mengen könnten mittelfristig für niedrige LNG-Preise sorgen. Da in der EU genügend freie Regasifizierungskapazitäten vorhanden sind, könnte sie sich als flexibler Abnahmemarkt etablieren. Bei entsprechend niedrigen Hubpreisen könnte LNG so auch gegen Kohle in der Verstromung in Position gebracht werden.

Erdgasspeicher

In Deutschland wurden Ende 2014 21 Poren- und 31 Kavernenspeicher mit einem Arbeitsgasvolumen von 24,6 Mrd. m³ betrieben. Das Arbeitsgasvolumen ist damit im Vergleich zum Vorjahr erneut um rund 3 % angestiegen. Trotz der derzeit durch den niedrigen Som-

mer-Winter-Spread schwierigen Marktlage befinden sich elf Kavernenspeicher mit einem Arbeitsgasvolumen von etwa 4,8 Mrd. m³ in Planung oder im Bau [15] (Bild 5).

Im Jahr 2015 wurde durch das verhältnismäßig kühle Frühjahr viel Gas ausgespeichert. Ein weiterer Grund für die verhältnismäßig hohe Ausspeicherung lag in der Erwartung zukünftig niedriger Erdgasbezugspreise. Die seit dem Sommer 2014 gesunkenen Ölpreise und die zum Teil noch ölgebundenen Importverträge versprochen über die verzögerte Weitergabe des gesunkenen Ölpreises günstiges Gas für die Wiederbefüllung der Speicher. Die gesunkenen Gaspreise führten im weiteren Verlauf des Jahres allerdings nicht zu einem saisonal üblichen Speicherfüllstand (Bild 6). Die für eine auskömmliche Speicherbewirtschaftung benötigten Spreads, wie zum Beispiel der Sommer-Winter-Spread, boten keinen großen Anreiz zur Befüllung der Speicher.

Bezogen auf das Gasjahr erreichte der aggregierte Füllstand der Speicher im aktuellen Gasjahr 2015/16 einen Höchststand von 17,8 Mrd. m³ beziehungsweise 80 % (November 2015). Er lag damit, wie bereits erwähnt, deutlich unter den maximalen Füllständen der vergangenen Jahre. Der im weiteren Verlauf des Jahres im Vergleich zum langjährigen Mittel deutlich zu milde Dezember führte allerdings zu vergleichsweise niedrigen Ausspeicherungen, so dass sich zum Ende des Jahres 2015 ein mit den vergangenen Jahren prozentual vergleichbarer Speicherfüllstand einstellte [17].

Die sichere Versorgung mit Erdgas hat erhebliche wirtschaftliche und politische

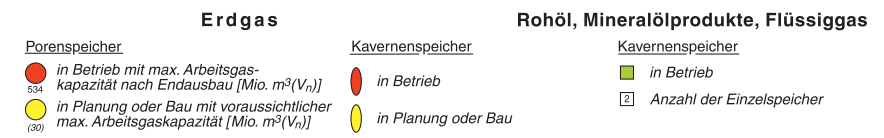
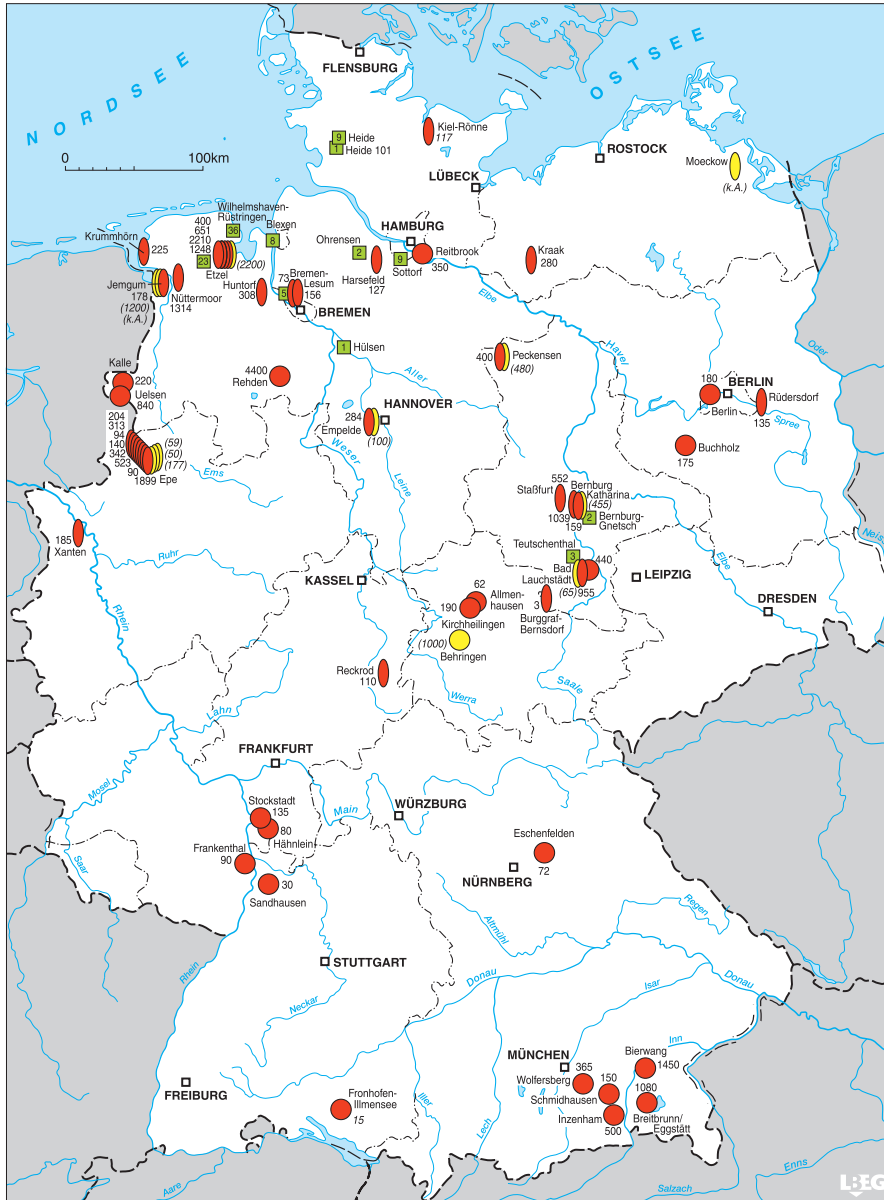


Bild 5 Erdgas-Untertage-speicher in Deutschland [16].

Bedeutung in Deutschland und in Europa. In Deutschland gab es im Jahr 2015 verstärkte Diskussionen und Aktivitäten um die Themen Versorgungssicherheit, Krisenvorsorge und eine mögliche strategische Speicherreserve. Ausgangspunkt dieser Diskussion war die Sicherstellung der Gasversorgung in einer Krisensituation, wie sie etwa durch eine Kälteperiode zum Ende eines Winters bei einem gleichzeitigen Ausfall einer wichtigen Infrastruktur auftreten kann. Im Laufe des Jahres wurden zu dieser Fragestellung ein Gutachten von BBH [19], das

BDEW-Reservemodell [20] sowie schlussendlich ein Eckpunktepapier [21] des BMWi vorgestellt.

Als Ergebnis dieser Diskussion kann festgehalten werden, dass die vorhandene Infrastruktur an Erdgasspeichern in Verbindung mit den Handelsmärkten auch in Krisenzeiten in der Lage ist, einen Versorgungsengpass zu verhindern. Probleme kann es allerdings bei der Sicherstellung der regionalen und lokalen Versorgung geben. Das Maßnahmenpaket des BMWi zur weiteren Verbesserung der Versorgungssicherheit schlägt daher vor, dieses Problem mit marktbasierter Methoden durch eine Stärkung des Regelenergie-marktes zu beheben. Als Optionen wer-

den Demand Side Management (DSM) – das freiwillige, kurzfristige Abschalten von Verbrauchsstellen – und Kontrahierung eines langfristigen Regelenergieprodukts ab 2016 genannt [21].

Internationale Situation

International steigt der Erdgasverbrauch weiter an. Die Welt-Erdgasförderung lag 2014 bei 3 486 Mrd. m³, was ein Anstieg von etwa 1,9 % (+65 Mrd. m³) gegenüber dem Vorjahr bedeutet [22]. Die umfangreiche Gewinnung von unkonventionellem Erdgas in den USA hat dort zu stark sinkenden Gaspreisen und zur Verdrängung von kohlebasierten Anwendungen durch Erdgas bewirkt, wodurch das Angebot an Kohle am Weltmarkt stieg.

Weltweit ist das Thema unkonventionelles Erdgas von großem Interesse in Hinblick auf Versorgungssicherheit, Schaffung eines internationalen Gasmarkts und Gaspreisentwicklung [23]. Neben den positiven Aspekten werden jedoch auch Umweltaspekte (Emissionen, Wasserschutz, Verursachung von Erdbeben) und Fragen zum Einfluss auf den Ausbau von erneuerbaren Energien diskutiert [24 bis 30].

Verursacht durch das hohe Erdgasangebot, lag der Gaspreis in den USA (Henry Hub) 2015 bei rund 0,6 Ct/kWh. Auch in Deutschland ist der Grenzübergabepreis für Erdgas im Laufe des Jahres deutlich gesunken und lag im Dezember 2015 noch bei 1,76 Ct/kWh (Bild 7). Durch die hohe weltweite Verfügbarkeit von Erdgas sind auch in Asien die Erdgaspreise deutlich gesunken und haben sich den europäischen Preisen angenähert. Aufgrund des hohen Angebots und der zunehmenden Verknüpfung der regionalen Erdgasmärkte sind auch längerfristig niedrige Gaspreise zu erwarten.

Im World Energy Outlook 2015 geht die IEA im New Policies Scenario davon aus, dass der weltweite Gasverbrauch jährlich um 1,4 % zunehmen und 2040 bei 5 200 Mrd. m³ liegen wird [32]. Insbesondere im asiatischen Raum sind starke Zuwächse zu erwarten. Etwa 60 % dieser Steigerung wird durch unkonventionelles Erdgas abgedeckt, dessen Anteil 2035 etwa 32 % an der gesamten Erdgasgewinnung ausmachen wird. Die größten Produzenten von unkonventionellem Erdgas werden laut IEA-Angaben die USA, China, Kanada und Australien sowie Argentinien und Mexiko sein. Ähnliche Zahlen finden sich im BP Energy Outlook 2016 [33], in dem im Basisszenario von einem jährlichen Anstieg des weltweiten Erdgasver-

brauchs von 1,8 % ausgegangen wird, sowie im Exxon Energy Outlook 2016 mit einer jährlichen Wachstumsrate von 1,6 % [34]. Im Zuge der zunehmenden Förderung von unkonventionellem Erdgas werden auch die Verteilung als LNG und damit die Verflüssigungskapazitäten in den nächsten Jahren weiter zunehmen [35]. Die IGU sieht als Hauptthemen der nächsten Jahre den globalen LNG-Markt, unkonventionelles Erdgas, Erdgas im Zusammenspiel mit Erneuerbaren und Erdgaseinsatz im Transportsektor [36].

Weiterhin wird zunehmend die Substitution von öl- und kohlebasierten Energiewandlungsverfahren zur Verringerung der Luftverschmutzung und zur Senkung der CO₂-Emissionen in Ballungszentren diskutiert [37]. Im Zusammenhang mit der Senkung der weltweiten CO₂-Emissionen haben sich mehrere Gasproduzenten mit einem offenen Brief an das Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) und an den Präsidenten der Weltklimakonferenz in Paris (COP21) gewendet und die Einführung eines weltweiten CO₂-Preises gefordert [38].

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 198 000 Mrd. m³ und von Ressourcen in Höhe von 650 000 Mrd. m³ aus (Bild 8). Zusätzlich werden Ressourcen in Form von Aquifer gas (24 000 Mrd. m³) und von Gashydraten (184 000 Mrd. m³) anhand von globalen Abschätzungen abgeschätzt [22]. Hierzu stehen jedoch kaum regionscharfe Detailuntersuchungen zur Verfügung. Außerdem ist die Gewinnung von Gashydraten nur mit sehr großem technischen 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 [39]. Inwieweit dieses Potenzial genutzt werden soll, ist weiterhin umstritten. Kritiker sehen beim Einsatz von Fracking-Technologien insbesondere bezüglich des Trinkwasserschutzes ein hohes Risiko. Im

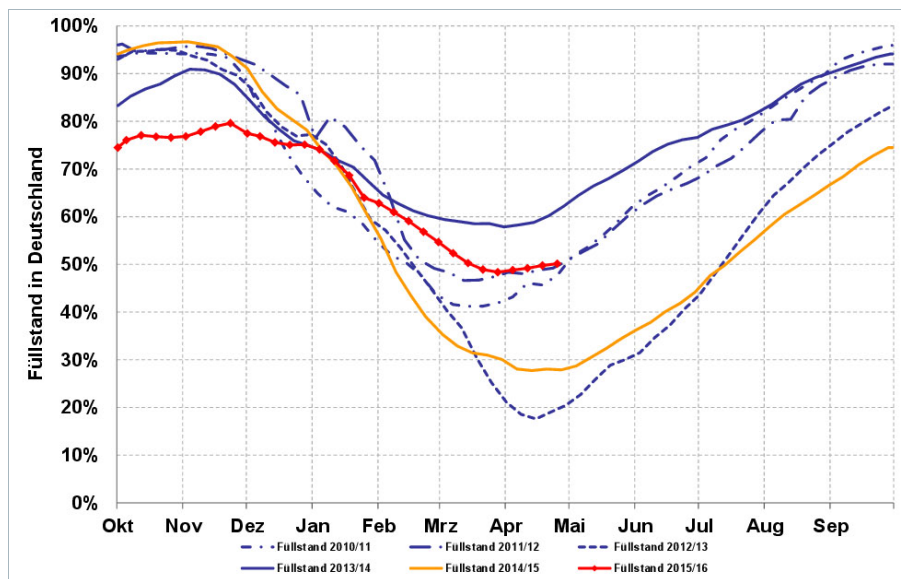


Bild: Team Consult G.P.E.

Bild 6 Füllstände der deutschen Untertagespeicher 2010/11 bis 2015/16 [18].

April 2015 wurde gemeinsam vom Bundeswirtschaftsministerium und vom Bundesumweltministerium ein Gesetzesentwurf zur Anwendung von Fracking in Deutschland beschlossen. Das Regelungspaket umfasst folgende Regelungen:

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

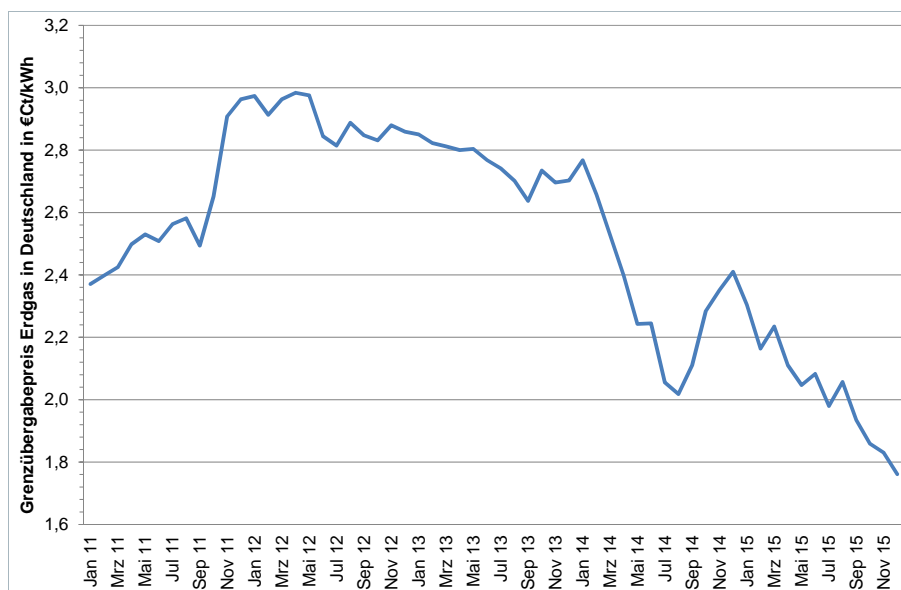
Aufgrund von weiterhin umstrittenen Punkten wurde das Regelungspaket bisher jedoch nicht verabschiedet.

Die europäische Energie- und Klimapolitik in den Jahren 2015 bis 2016

Paket der Europäischen Kommission zur Erdgasversorgungssicherheit und zur Wärme- und Kälteerzeugung

Die Europäische Kommission hat Anfang 2015 ihre Rahmenstrategie zur Verwirklichung der Energieunion vorgelegt. Entsprechend der Rahmenstrategie besteht das Ziel darin, die Privathaushalte und Unternehmen mit sicherer, nachhal-

Bild 7 Entwicklung des Grenzübergangspreises von Erdgas in Deutschland [31].



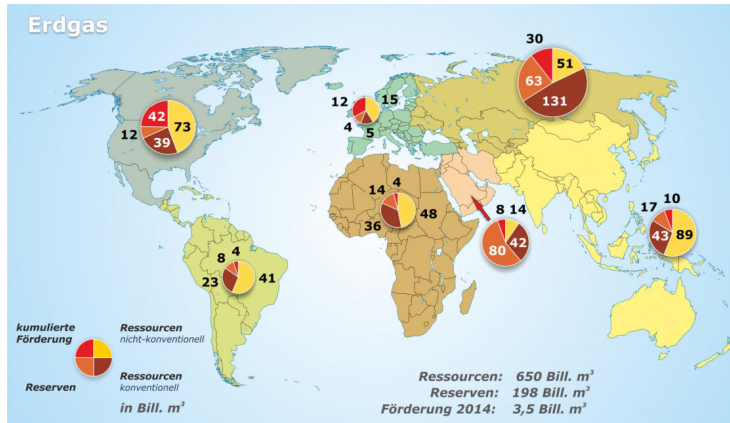


Bild 8 Weltweite Erdgasressourcen und -reserven (ohne Aquifer gas und Gashydrate) [22].

tiger, unter Wettbewerbsbedingungen erzeugter und erschwinglicher Energie zu versorgen.

Im Februar 2016 folgte nun die Vorlage eines ersten konkreten Maßnahmenpakets zur Umsetzung dieser Rahmenstrategie in Bezug auf die Herstellung der Energieversorgungssicherheit. Zu diesem Paket der Europäischen Kommission gehören der Vorschlag für eine EU-Verordnung zur Gasversorgungssicherheit sowie zwei Strategiedokumente zu den Themen LNG und Speicher sowie zur Wärme- und Kälteerzeugung.

Neue EU-Verordnung zur Gasversorgungssicherheit

Die EU-Kommission stellt fest, dass Gas bei der Umstellung auf eine Wirtschaft mit geringen CO₂-Emissionen eine zentrale Rolle zukommt und eine wichtige Komponente im Energiemix der EU bleibt. Zudem leistet die vorhandene, gut ausgebaute Erdgas-Infrastruktur einen wertvollen Beitrag für eine kosteneffiziente und sichere Energieversorgung.

Die Verordnung definiert einen Infrastruktur- und Versorgungsstandard für geschützte Kunden. Präventions- und Notfallpläne zur Bewältigung von Versorgungskrisen sollen zukünftig nicht mehr allein national, sondern grenzüberschreitend von den Mitgliedsstaaten in Regionen erfolgen. Deutschland befindet sich in einem Solidaritätsverbund mit Polen, Tschechien und der Slowakei.

LNG- und Speicherstrategie

Die Europäische Kommission stellt fest, dass Europa der weltgrößte Importeur von Erdgas ist. Europa verfügt insgesamt über beträchtliche LNG-Einfuhrkapazitäten. Diese reichen derzeit aus, um rund 43 % des derzeitigen Gasbedarfs (Stand: 2015) zu decken. Allerdings gibt es nach wie vor beträchtliche regionale Unterschiede im Hinblick auf den Zugang zu

LNG als alternative Gasversorgungsquelle zu verbessern. Die wichtigsten Elemente dieser Strategie sind der Aufbau der für die Vollendung des Energiebinnenmarktes strategisch wichtigen Infrastruktur und die Ermittlung der Projekte, die erforderlich sind, um die Abhängigkeit einiger Mitgliedsstaaten von einer einzigen Versorgungsquelle zu beenden, sowie die Verwendung von LNG als alternativer Kraftstoff.

Strategie für Wärme- und Kälteerzeugung

Auf die Wärme- und Kälteerzeugung für Gebäude und die Industrie entfällt die Hälfte der insgesamt in der EU verbrauchten Energie. Zu 75 % werden dafür fossile Brennstoffe eingesetzt. Mit der vorgeschlagenen Strategie sollen in erster Linie die Hindernisse für die Senkung der CO₂-Emissionen, die durch das Heizen und Kühlen von Gebäuden und in der Industrie verursacht werden, beseitigt werden.

Mit Blick auf die Rolle der erneuerbaren Energien im Wärme- und Kältebereich benennt die Kommission insbesondere die Beschleunigung des Austauschs von veralteten Heizkesseln auf Basis fossiler Brennstoffe durch erneuerbare Wärme und Erhöhung des Einsatzes erneuerbarer Energien in Fernwärme und KWK. Neben Finanzierungslösungen geht die Kommission schließlich unter dem Begriff „Smarte Systeme“ unter anderem auf die Notwendigkeit eines modernen Marktdesigns, Regeln zur Integration von Wärmespeichern (Gebäude und Fernwärme) sowie die Intensivierung von erneuerbaren Energien in der Wärmeerzeugung inklusive KWK ein.

DVGW-seitig werden diese Initiativen der EU-Kommission wie folgt bewertet: Der DVGW hat sich am Konsultationsverfahren der EU-Kommission zu diesem Paket mit einer Stellungnahme beteiligt.

Flüssigerdgas (LNG). Die Europäische Kommission legt eine Strategie für LNG fest, um den Zugang aller Mitgliedsstaaten

Auch in den weiteren Beratungen im Europäischen Parlament und im Ministerrat werden wird sich der DVGW aktiv mit Stellungnahmen und direkten Gesprächen vor Ort einbringen. Auf nationaler Ebene kooperiert der DVGW mit der Deutschen Energie-Agentur (dena) und der Brancheninitiative Zukunft Erdgas im Bereich Flüssigerdgas und Mobilität. Als nationale Kompetenzstelle wollen die Partner dazu beitragen, Markthindernisse bei der Einführung von Flüssigerdgas als Kraftstoff im deutschen Markt abzubauen und die Bundesregierung hierzu beraten. Durch die Umstellung des Schwerlastverkehrs auf verflüssigtes Erdgas können allein in Deutschland insgesamt 35 Mio. t CO₂/a eingespart werden.

Die Erdgasinfrastruktur in Deutschland und der Netzentwicklungsplan Gas 2015

Der Betrieb und Ausbau der deutschen Gastransport- und -verteilnetze werden entsprechend dem Energiewirtschaftsgesetz durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) reguliert. Die BNetzA gibt gemäß §63 EnWG jährlich einen gemeinsamen Monitoringbericht für die Netze des Energiemarktes heraus. Der Bericht dient der Sicherstellung der Markttransparenz. Der Monitoringbericht erscheint jeweils zum Jahresende und gibt die Situation des Vorjahres wieder. Die Netzbetreiber sind zur Abgabe der Daten verpflichtet. Damit ist dieser Bericht die genaueste Zusammenstellung für den deutschen Gasmarkt. Für die folgenden Analysen wird auf den Monitoringbericht 2015 mit den Ergebnissen für das Jahr 2014 zurückgegriffen [40]. Als Basis dienen die Verbrauchszahlen der BDEW-Statistik.

Trotz aller negativer Prognosen erfreut sich der Erdgasmarkt eines weitgehend stabilen Bedarfes. Dies wird in der langjährigen Verbrauchsstatistik des BDEW deutlich (Bild 9). Auch wenn in den vergangenen Jahren eine höhere Volatilität und eine leichtere Verminderung eingetreten ist, bleibt Erdgas ein attraktiver Energieträger. Neben dem inländischen Verbrauch haben die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber zusätzlich eine Transitaufgabe zu erfüllen. Diese Aufgabe hat sich in den vergangenen Jahren deutlich erweitert (Bild 10). Mittlerweile beträgt der Transit mehr als 40 % des deutschen Inlandsverbrauches [41]. Die BNetzA weist in ihrem Monitoringbericht 2015 einen Erdgasexport von 853 TWh für das Jahr 2014 aus mit einer Schwerpunktlieferung von 50 % nach Tschechien am

Grenzübergangspunkt (GÜP) Saida. Hier muss allerdings berücksichtigt werden, dass ein großer Teil diese Exporte wieder als Import über den GÜP Waidhaus erscheinen. Der Erdgasexport hat damit aber dennoch einen neuen Rekord erreicht. Deutschland übernimmt im europäischen Energieverbund eine zunehmend wichtige Rolle als Erdgaslieferknoten.

Nicht zuletzt macht sich diese Entwicklung auch im Ausbau des deutschen Erdgasnetzes bemerkbar. Die bisher 17 aktiven Ferngasnetzbetreiber in Deutschland haben der BNetzA für 2014 eine Hochdrucknetzlänge von 37 580 km gemeldet. Die Verteilnetzbetreiber (Anzahl: 714) haben eine Leitungslänge von 481 103 km in allen Druckbereichen gemeldet (670 Rückmeldungen). Die Gasnetzbetreiber bedienen 13 837 257 Letztverbraucher (Zählpunkte) in Deutschland [40]. Bedingt durch die nicht vollständige Meldung ergibt sich ein Graubereich, der scheinbar einen leichten Rückgang der Leitungslängen im Jahr 2014 hervorruft. Die Statistik des BDEW weist eine positive Entwicklung des deutschen Erdgasnetzes aus, die im **Bild 11** dargestellt ist [41].

Der Monitoringbericht 2015 der BNetzA weist für das deutsche Gasnetz eine nach wie vor hohe Versorgungssicherheit aus. Dazu wird der SAID-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 Unterbrechungen. Bedingt durch den Unfall an der ERM (Erdgasleitung Rhein-Main) war es am 23. Oktober 2014 in Ludwigshafen-Oppau zu einer Explosion und infolge dessen zum längeren Ausfall der Gasversorgung (35 Stunden) von Industrieverbrauchern mit sehr hohen Kapazitätswerten gekommen. Eine Versorgungsunterbrechung von Haushaltskunden war nicht eingetreten. Trotz der schnellen Reaktion des Netzbetreibers zur Wiederaufnahme der Versorgung ergibt sich durch diese einzelne Unterbrechung eine erhebliche Verzerrung des SAID-Index auf den Wert 16,8 Minuten im Jahr 2014. Reduziert man den Ausfall auf alle Haushaltskunden und in Deutschland bleibt der SAID-Index auf seinem langjährigen niedrigen Niveau, im Jahr 2014 waren es konkret 0,87 Minuten. Das entspricht einer Versorgungszuverlässigkeit von mehr als 99,999 % [40].

Die für die Letztverbraucher wesentliche Größe des Netzbetriebes sind die Netzent-



Bild 9 Entwicklung des Erdgasverbrauchs in Deutschland in den Jahren 1999 bis 2015 (Quelle: DBI, nach BDEW).

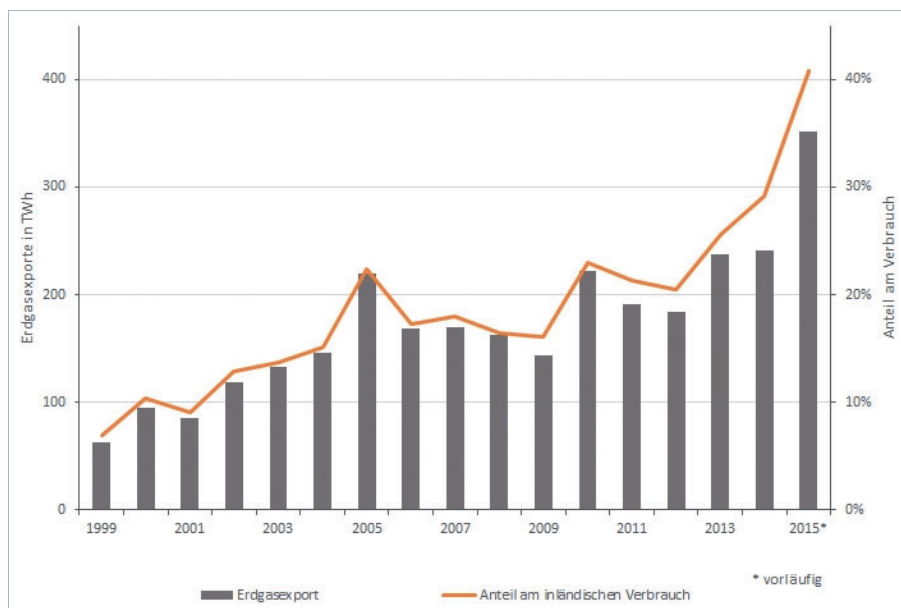


Bild 10 Erdgasexporte aus Deutschland in den Jahren 1990 bis 2015 (Quelle: DBI, nach BDEW).

gelte. Diese sind in der letzten Dekade nahezu unverändert geblieben. Für Haushaltskunden waren dies zum 1. April 2015 rund 1,4 Ct/kWh (netto), bei Gewerbekunden etwa 1,21 Ct/kWh und bei Industriekunden rund 0,33 Ct/kWh. Dies entspricht einem Netto-Anteil von etwa 23 % bei Haushaltskunden, rund 20 % bei Gewerbekunden und etwa 9 % bei Industriekunden. Durch die gesunkenen Einkaufspreise bei Erdgas ist der Anteil der Netzentgelte geringfügig gestiegen [40].

Um die Versorgungssicherheit weiter auf einem sehr hohen Niveau zu halten, wer-

den nach wie vor große Aufwendungen in das Erdgasnetz getätigt. Dabei unterliegen die Investitionen der Ferngasleitungsnetzbetreiber (FNB) der Genehmigung durch die BNetzA. Diese werden langfristig im Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas) festgehalten. Der Ausbauplan sieht für die nächsten zehn Jahre ein Investitionsvolumen von rund 3,6 Mrd. € vor. Darin sind etwa 1,6 Mrd. € für die Marktraumumstellung von L- auf H-Gas vorgesehen. Die Verteilnetzbetreiber (VNB) hatten im Jahr 2014 ein Investitionsvolumen von 1,155 Mrd. € umgesetzt [40].

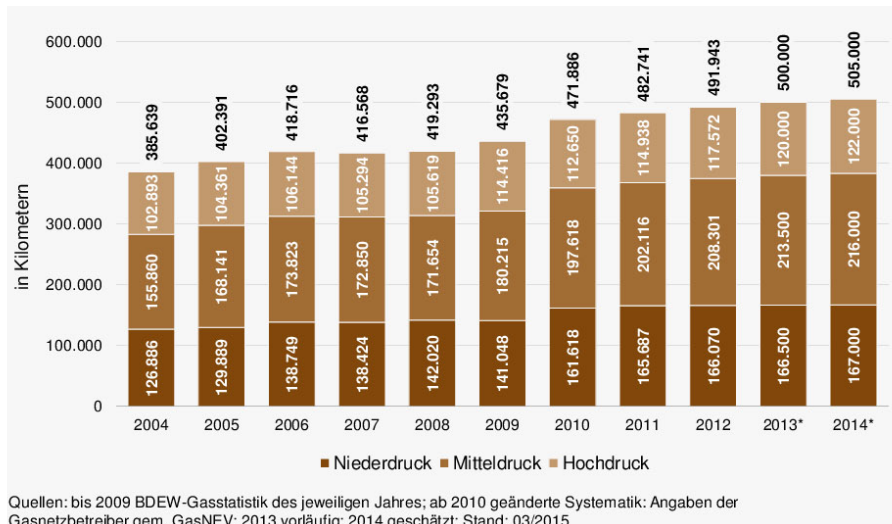


Bild 11 Entwicklung der Gasnetzlänge in Deutschland (Quelle: BDEW 3/2015).

Die Grundlagen für den NEP Gas 2015 sind in einem Szenariorahmen zwischen BNetzA und den FNB Gas abgestimmt. Der für den NEP Gas 2015 gültige Szenariorahmen stammt aus dem Jahr 2014 [42]. Innerhalb des Szenariorahmens werden drei Hauptszenarien gebildet. Diese Szenarien bilden einen Erwartungskorridor für den zukünftigen Erdgasbedarf im Jahr 2025. Im Maximal-Szenario (I) wird gegenüber dem Erdgasverbrauch von 2012 eine Verringerung von insgesamt rund 4 % vorausgesagt. Das mittlere Szenario (II) prognostiziert eine Verringerung um 10 % und das Minimal-Szenario (III) geht von -21 % aus. Für den NEP Gas 2015 wurde das mittlere Szenario gewählt, für das weitere Varianten berechnet wurden. Die Prognose im mittleren Szenario berücksichtigt unterschiedliche Entwicklungen in den einzelnen Verbrauchssektoren. Besonders zu bemerken ist neben dem starken Rückgang im Wärmemarkt bei Haushalten und Gewerbe von etwa 24 % und in der Industrie von rund 7 % eine deutliche Zunahme des Verbrauchs im Verkehrssektor auf das 5-fache des Verbrauchs des Jahres 2011. Der Umwandlungssektor (Kraftwerke, Fernheizwerke) wird nahezu gleichbleibend prognostiziert. Gegenüber dem Vorjahr haben sich die Prognosen teilweise deutlich verändert, da das Basisjahr 2012 gegenüber 2011 eine Senkung des Erdgasverbrauchs vorweggenommen hat [43].

Der NEP Gas 2015 wurde am 23. Februar 2015 veröffentlicht. Bis zum 23. März 2015 fanden die Konsultationen statt. Der überarbeitete NEP Gas 2015 ging zum 1. April 2015 bei der BNetzA ein, die dann am 1. September 2015 ihr Änderungsverlangen an die FNB Gas übergeben hat. Die

finale Version des NEP Gas 2015 wurde dann zum 4. Dezember 2015 veröffentlicht [44]. Von den vorgeschlagenen Maßnahmen des ursprünglichen NEP Gas wurde lediglich eine Maßnahme gestrichen und eine weitere abgeändert. Dies zeigt die zunehmende Routine, mit der der Netzentwicklungsplan Gas bearbeitet wird. Darüber hinaus wurde die Methodik, um gegen Störungen und externen Einflüssen gewappnet zu sein, verfeinert. Schwerpunkte im NEP Gas 2015 sind eine Aktualisierung der L-Gas-Versorgung und deren Kompensation durch H-Gas. Verbunden damit ist eine Analyse der Versorgungssicherheit. Erstmals enthalten ist auch ein Umstellkonzept der an der L-Gasversorgung angebotenen Speicher. Deren Umstellung soll bis zum Jahr 2028 weitestgehend abgeschlossen sein. Zu diesem Zeitpunkt verbleibt lediglich der Speicher Empelde mit einer Ausspeiseleistung von 1,6 GW. Zusätzlich sind einige Überlegungen zu den Möglichkeiten von Power-to-Gas (PtG) enthalten.

Als Ausbaumaßnahmen sind im NEP Gas 2015 insgesamt 71 Maßnahmen unterschiedlicher Größe verankert worden. Darüber hinaus werden 14 Maßnahmen, die bereits im NEP Gas 2014 als „Startnetzmaßnahmen“ verankert waren, fortgeführt. Insgesamt sind bis zum Jahr 2025 der Ausbau von 836 km Leitungslänge und Verdichterkapazitäten von 333 MW geplant. Für die Maßnahmen werden rund 3,21 Mrd. € veranschlagt, deutlich mehr als noch im NEP Gas 2014 mit einer Steigerung von etwa 15 % [44; 45].

Ein Hauptteil der Maßnahmen wird der Umstellung von L- auf H-Gas zugeordnet; dies sind rund 1,6 Mrd. €. Zu diesen Maßnahmen gehört auch ein bisher einmaliges

Projekt der FNB: die Umstellung auf eine „Reverse Flow“-Betrieb der TENP-Leitung. Mit dieser Maßnahme wird ermöglicht, dass die einseitige Flussrichtung auf der TENP-Leitung von Nord nach Süd auch umgekehrt werden kann. Damit wird es möglich, H-Gasmengen aus Italien und Frankreich in die L-Gas-Gebiete von Deutschland, Belgien und den Niederlanden zu leiten. Vorteil des Projektes ist die hohe Kosteneffizienz, denn es müssen keine neuen Pipelines errichtet werden, lediglich die Umrüstung der Verdichter- und Übergabestationen ist erforderlich. Diese Maßnahme stellt die Versorgungssicherheit für die Zeit nach dem L-Gas her und ermöglicht gleichzeitig die Diversifizierung der deutschen Erdgasimporte durch die Verteilung von LNG aus den Terminals in Italien, Frankreich und den Niederlanden. Das Projekt ist damit eingebettet in die Strategie der Europäischen Union zur Sicherung einer flexiblen Energieversorgung Europas: „Das Reverse-Flow-Projekt ist zudem ein wichtiger Schritt hin zu einem besser vernetzten und flexibleren Gasmarkt in Europa, wie im Plan der Europäischen Kommission dargelegt. Durch die Süd-Nord-Flüsse wird die Liquidität zwischen den Handelsplätzen gefördert: dem italienischen PSV, den französischen PEG und der NCG (NetConnect Germany) in Deutschland“ [46].

Biogas und Einspeisung in das Gasnetz

In das Erdgasnetz eingespeistes Biogas (oft auch als Biomethan oder Bioerdgas bezeichnet) weist gegenüber den anderen 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 nahezu 9 000 Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von rund 4 200 MW betrieben (Bild 12), von denen der Großteil für die direkte Verstromung am Ort der Erzeugung verwendet wird [47].

Während zwischen den Jahren 2003 und 2011 die neu zugebauten Kapazitäten sehr stark zunahm, konnten seit 2012

nur noch geringe Zuwächse realisiert werden (Bild 13). 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 Biogasanlage 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 inzwischen zwar weltweit führend, aber auch hier ist kein wesentlicher Ausbau mehr unter den derzeit geltenden förderpolitischen Rahmenbedingungen zu erwarten. Speisten 2006 lediglich zwei Anlagen Biogas in das deutsche Erdgasnetz ein, werden inzwischen 181 Anlagen mit einer Biogas-Einspeiseleistung von etwa 114 600 m³/h (NTP) betrieben [48] (Bild 14).

Anders als in Deutschland entwickelt sich die Biogasbranche im europäischen Ausland sehr positiv. Europaweit gab es Ende 2014 rund 17 240 Biogasanlagen und 367 Einspeiseanlagen für Biogas [49]. Insbesondere in Schweden, Großbritannien und Frankreich gewinnt die Biogaseinspeisung an Bedeutung.

Laut Monitoring-Bericht 2015 der BNetzA [40] speisten zum 31. Dezember 2014 insgesamt 185 Anlagen in das Erdgasnetz ein. Hierbei wurden auch die ans Erdgasnetz angeschlossenen PtG-Anlagen berücksichtigt. Insgesamt wurden 688 Mio. m³ beziehungsweise 7 489 Mio. kWh erneuerbare Gase eingespeist.

Der Verkaufspreis lag im Jahr 2014 zwischen 0,05 und 0,08 €/kWh. 2014 sind die gesamten Wälzungskosten der Netzbetreiber für den Netzanschluss um 23 Mio. € gegenüber dem Vorjahr auf 154 Mio. € gestiegen. Die spezifischen Wälzungskosten sind dagegen seit 2011 um etwa 30 % auf 0,02056 €/kWh gefallen. Seit Januar 2015 liegt die deutschlandweit einheitliche Biogasumlage bei 0,60194 €/(kWh·h·a) [40].

Für die Aufbereitung von Biogas werden zahlreiche Technologien eingesetzt, die in den letzten Jahren insbesondere hinsichtlich der Minimierung des Energiebe-

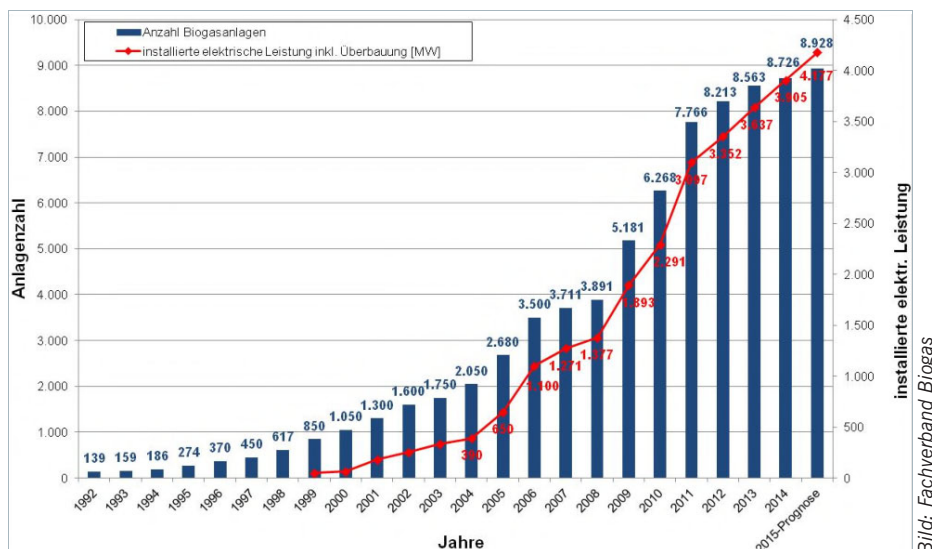


Bild 12 Entwicklung des Biogasanlagen-Bestandes.

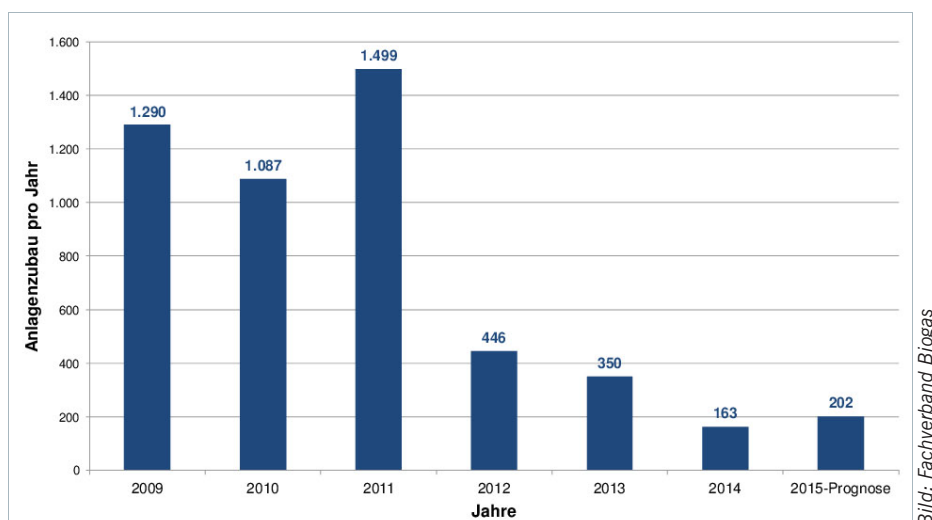


Bild 13 Jährlicher Zubau an Biogasanlagen in Deutschland.

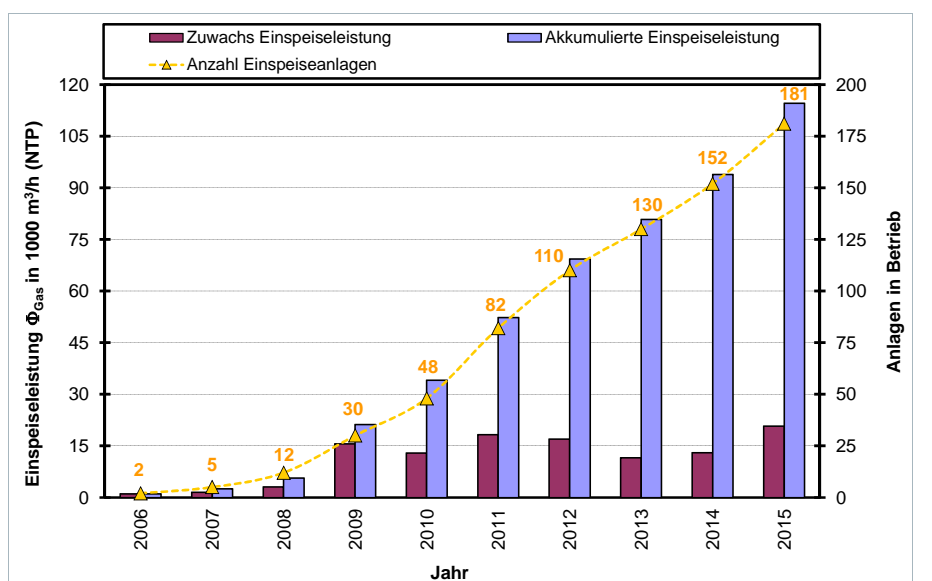


Bild 14 Entwicklung der Biogaseinspeisung in Deutschland (Daten aus [48]).

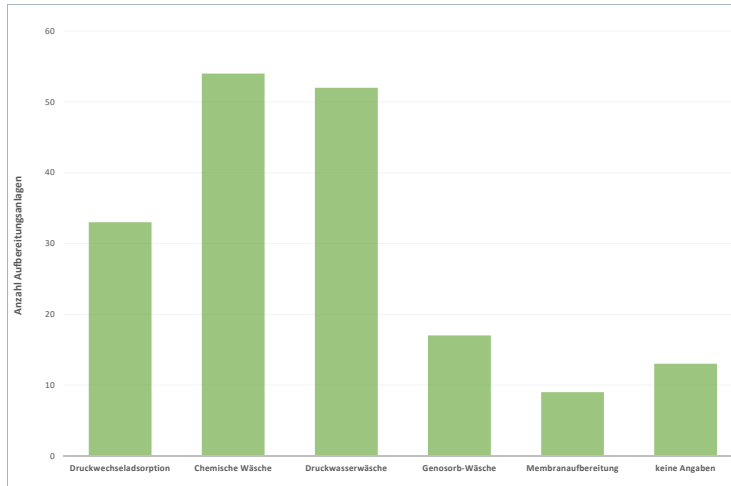


Bild 15
Verwendete Aufbereitungstechnologien (Daten aus [48]).

Power-to-Gas

Chemische Energiespeicher sind die einzige technisch und wirtschaftlich realisierbare Option, erneuerbare Energien in großen Mengen langfristig zu speichern und bedarfsgerecht mit hohen Leistungen bereitzustellen. Damit kommt der PtG-Technologie, mit der Ökostrom durch Elektrolyse in Wasserstoff oder synthetisches Erdgas umgewandelt und im Erdgasnetz gespeichert werden kann, eine Schlüsselrolle bei der erfolgreichen Umsetzung der Energiewende zu. Relevant wird diese Technologie mit einer weiteren Zunahme erneuerbarer Energie in der Stromversorgung. Im Gegensatz zu bereits etablierten Speichern, wie etwa Pumpspeicherkraftwerken, besitzt PtG weitaus größere Potenziale, um langfristig in großen Mengen erneuerbare Energie zu speichern. Die Gasnetz-Infrastruktur mit seinen Speichern ist in diesem Zusammenhang von besonderer gesamtsystemischer Bedeutung.

PtG als Technologie für den Sektorübergang zwischen Strom und Gas wurde in 2015 in verschiedenen Demonstrationsprojekten weiter untersucht. Derzeit sind rund 20 Projekte aktiv. Im Mittelpunkt steht der systemische Vorteil von Power-to-Gas. Der DVGW hat seine PtG-Projektlandkarte überarbeitet (Bild 16) [59]. Uniper hat in Hamburg eine PtG-Demonstrationsanlage mit einer Elektrolyseleistung von 1,5 MW installiert [60]. In dieser wird eine PEM-Technologie getestet, die überlastfähig ist und somit den flexiblen Anforderungen zur Integration volatilen erneuerbaren Stroms gerecht wird. Weiterhin zeichnet sich diese neue Generation von Elektrolyseuren durch eine sehr kompakte und modulare Bauweise aus. In dem Projekt „Energiepark Mainz“ testet ein Konsortium aus mehreren Partnern der Energiewirtschaft, Industrie und Wissenschaft eine modular aufgebaute 6-MW-PEM-Elektrolyse, um Wasserstoff in verschiedenen Anwendungen zum Einsatz zu bringen.

Bestehende Anlagen, wie etwa in Frankfurt (Thüga) oder Falkenhagen (Uniper), speisen Wasserstoff seit 2013 beziehungsweise 2014 in das Erdgasnetz ein. Wegen der bestehenden Restriktionen bei der Zumischung zum Erdgas wurden Untersuchungen weitergeführt, um Bottlenecks in Bezug auf einzelne Komponenten im Gasnetz zu verringern. Ein wesentliches Element sind Erdgas-Porenspeicher, zu denen noch keine belastbaren Aussagen

darf weiterentwickelt wurden (Bild 15). Angaben zu gängigen Aufbereitungstechnologien und Prozessketten finden sich in der einschlägigen Fachliteratur [50].

Entlang der gesamten Prozesskette von Pflanzenanbau und Rohstoffdarreichung über die Erzeugung von Biogas bis hin zur Aufbereitung und Einspeisung gibt es weiterhin eine Vielzahl von Aktivitäten im Bereich Regulierung und technisches Regelwerk sowie Forschung und Entwicklung. Trotz der negativen Entwicklungen bestehen für Biogas Optionen für die Zukunft. Insbesondere im Bereich der Mobi-

lität und in Zusammenhang mit PtG-Technologien und Systemdienstleistungen für die Versorgung mit elektrischer Energie bestehen interessante Möglichkeiten für die Nutzung von Biogas [51 bis 57]. In einer aktuellen Studie des Fraunhofer IWES im Auftrag des Fachverbandes Biogas wird die Rolle von Biogasanlagen für die Stromversorgung in Bezug auf die Bereitstellung von Residuallast und Regelenergie dargestellt. Hiernach können 2030 durch Biogasanlagen 15 % der benötigten Residuallast und 68 (56) % der benötigten negativen (positiven) Regelenergie bei einem Anteil von 7 % an der Gesamtstromerzeugung über Biogasanlagen bereitgestellt werden [58].



Bild 16 Projektlandkarte Power-to-Gas des DVGW [59].

zur Wasserstoffzumischungen zum Erdgas vorliegen. Von dem Verbundprojekt „Sunstorage“, koordiniert von der österreichischen RAG, erhofft man sich in diesem Sektor wesentliche Erkenntnisse [61]. Im DVGW-Forschungsprojekt „Ermittlung der Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur und assoziierten Anlagen“ wurden Auswirkungen der Wasserstoff-einspeisung an einem realen Gasverteilnetz aus Kunststoff untersucht. Die Einspeisung von Wasserstoff erfolgte in mehreren Stufen bis 9 Vol.-%. In zahlreichen Kundenanlagen wurde die Wasserstoffkonzentration und Abgaszusammensetzung an den Gasheizgeräten erfasst. Die Ergebnisse waren positiv, es zeigten sich keine feststellbaren Auffälligkeiten. Die Gesamtheit der Kohlenstoffmonoxid-Messergebnisse blieb praktisch unverändert und liegt in dem Bereich, der auch durch die Schornsteinfegerstatistik der letzten Jahre ausgewiesen wird [62].

In Bezug auf die Verbesserung der rechtlichen Rahmenbedingungen für PtG-Anlagen sind verschiedene Zielrichtungen weiterverfolgt worden, etwa in Bezug auf die Anrechenbarkeit von Netzausbaumaßnahmen oder auf die Biokraftstoffquote. Eine Studie des DVGW hat die wirtschaftlichen Potenziale der PtG-Technologie als Flexibilitäts- und Entlastungselement der Stromnetze quantifiziert. Insbesondere auf der Verteilnetzebene zeigen sich wegen möglicher Vermeidungen von Ausbaumaßnahmen in den übergeordneten Netzen interessante Optionen, etwa als Ersatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren [63]. In einer Meta-studie haben DVGW und VDE eine gemeinsame Position für ein Energiesystem der Zukunft erarbeitet, das Speicher als neues Element benötigt und auf einem

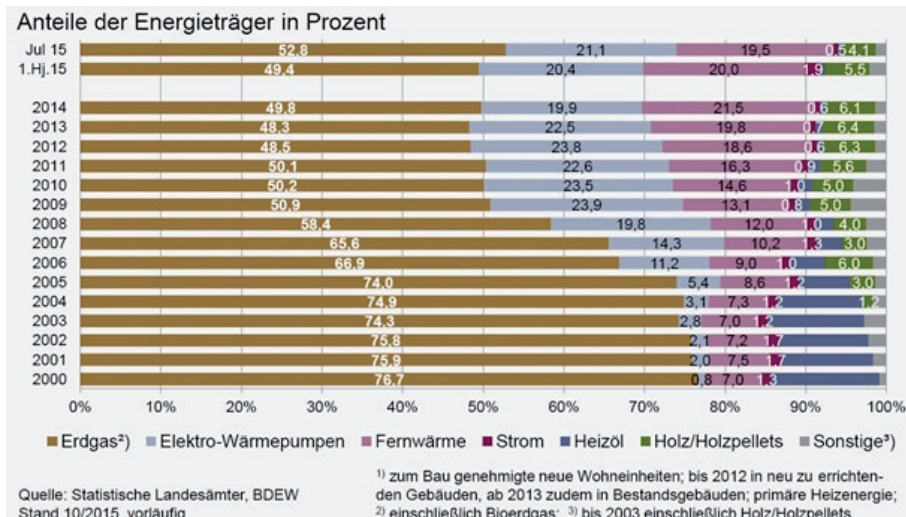


Bild 17 Heizstruktur: Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau in Deutschland.

konvergenten Ansatz der bislang getrennt strukturierten Energiesysteme Strom, Gas und Wärme fußt [64].

Über den Schritt der Methanisierung wird die Flexibilität der PtG-Technologie deutlich erhöht, da keine Restriktionen in Bezug auf die Zumischung zum Erdgas bestehen. Die EU hat in ihrem Horizon-2020-Programm einen Forschungsschwerpunkt zur Energiespeicherung lanciert. Ziel dieses Schwerpunkts ist die Weiterentwicklung und Demonstration der Speichereigenschaften des europäischen Gasnetzes zur Integration erneuerbaren Stroms. Dazu wurde das Projekt „Store&Go“ initiiert, das unter Leitung des DVGW steht [88]. In diesem Projekt werden an drei unterschiedlichen Standorten in Europa innovative Methanisierungstechnologien getestet und Einspeisungen an realen Gasnetzen vorgenommen. Um belastbare Aussagen zu erhalten, sind verschiedene Netztopologien (lokales Netz, Regionalnetz, Transportnetz) ausgewählt worden.

Gas-Heizungstechnologien (Gas-Plus-Technologien)

Der gesamte Energieverbrauch in Deutschland ist 2015 mit 13 335 PJ gegenüber dem Vorjahr um 1,3 % angestiegen. Die Ursachen hierfür liegen vor allem in der kälteren Witterung und dem damit verbundenen höheren Heizenergieverbrauch. Konjunktur und Bevölkerungszuwachs wurden nach einer Abschätzung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen durch eine gestiegene Energieeffizienz nahezu ausgeglichen. Der Anstieg des Heizenergieverbrauchs führte im Jahr 2015 zu einer Erhöhung des Erdgasverbrauchs um 5 % auf 2 807 PJ. Der Absatz von Heizöl stagnierte trotz eines höheren Verbrauchs auf Vorjahresniveau. Der Anteil der erneuerbaren Energien legte insgesamt um rund 11 % auf 1 679 PJ zu, wobei Photovoltaik und Solarthermie um 6 % anstiegen [65; 66]. Der Konjunkturanstieg führte auch zu einem Anstieg des Wohnungsneubaus, im Zeitraum Januar bis August 2015 sind mit 182 745 Wohnungen gegenüber dem Vorjahr 4,4 % mehr Wohnungen gebaut worden¹⁾. Die Anteile der Energieträger (Bild 17) weisen im Neubau für 2015 eine steigende Tendenz für Erdgas von knapp 53 % auf, Elektro-Wärmepumpen und Fernwärme folgen mit jeweils rund 20 % Anteil, der Anteil von Pellets hat weiter abgenommen auf unter 5 % und Heizöl spielt im Neubau praktisch keine Rolle mehr [67].

Die Marktentwicklung der Wärmeerzeuger in Deutschland für das Jahr 2015 ist in Tabelle 2 [68] mit der prozentualen Veränderung gegenüber 2014 aufgeführt. Insgesamt ist der Absatz gegenüber 2014 um 4 % auf 710 000 Stück gestiegen, Gas-

¹⁾ Statistisches Bundesamt, Stand 10/2015.

Marktentwicklung 2015	[%]	[Stück]
Gesamtmarkt Wärmeerzeuger	+4	710 000
➤ Wärmeerzeuger (Gas/Öl)	+6	623 500
– Gas-Brennwerttechnik	+7	439 500
– Gas-NT-Technik	-4	103 500
– Öl-Brennwerttechnik	+30	60 000
– Öl-NT-Technik	-2	20 500
➤ Biomassekessel	-18	29 500
– Scheitholz	-12	14 000
– Pellets	-18	12 500
– Hackschnitzel	-39	3 000
➤ Wärmepumpen (Heizung)	-2	57 000
– Luft-Wasser	+1	40 000
– Sole-Wasser	-10	12 000
– Wasser-Wasser und Sonstige	-2	5 000
➤ Thermische Solaranlagen	-13 %	805 000 m² ≈ 90 000 Stück

Tabelle 2 Marktentwicklung der Wärmeerzeuger in Deutschland 2015 gegenüber 2014 (Quelle: BDH).

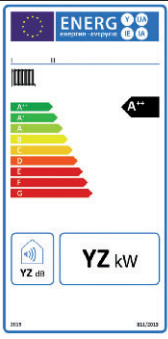
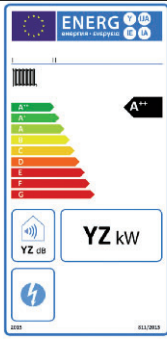
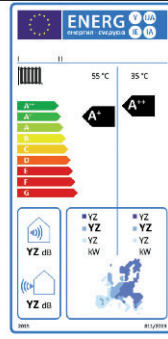
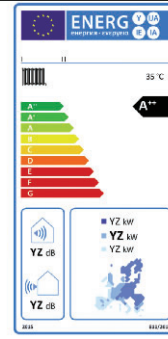
Heizkessel	KWK-Anlagen	Wärmepumpen	Niedertemperatur-Wärmepumpen
			

Bild 18 Label: Effizienzkennzeichnung Etikett.

Brennwertgeräte haben ebenfalls um 7 % auf 439 500 Stück zugelegt.

Der auffallend hohe Anstieg der Öl-Brennwertgeräte um 30 % spielt sich auf einem niedrigen Niveau ab und wird als Resultat des stark gesunkenen Ölpreises gewertet. Die Nutzung von erneuerbaren Energien war rückläufig, das zeigen der Absatz von Biomassekesseln, der insgesamt um 18 % rückläufig war, und von thermischen Solaranlagen, der mit 10 % weniger bei etwa 90 000 Stück gelegen hat. Damit lässt sich der Anteil der Neuanschaffungen mit Einkopplung erneuerbarer Energien im Jahr 2015 auf nur 19 % beziffern.

Ökodesign- und Energiekennzeichnungsrichtlinie

Die Ökodesignrichtlinie [69] legt die Mindesteffizienz- und Mindestemissionsstandards fest für die umweltgerechte Gestaltung, das Inverkehrbringen und die Inbetriebnahme von Raumheizgeräten und Kombiheizgeräten mit einer Wärmenennleistung ≤ 400 kW, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden. In der Energiekennzeichnungsrichtlinie [70] werden Vorschriften für die Energiekennzeichnung von Raumheizgeräten, Kombiheizgeräten und Verbundanlagen aus Raumheizgeräten mit einer Nennleistung ≤ 70 kW festgelegt. Diese Richtlinien sind am 26. September 2015 in Europa in Kraft getreten. Die Mindesteffizienz (jahreszeitbedingte Raumheizungs-Energieeffizienz) für fossile Heizkessel ≤ 70 kW beträgt 86 % ab dem 26. September 2015, für fossile Kessel > 70 kW zusätzlich bei 30 % Teillast 94 %. Die Mindesteffizienz von KWK-Anlagen beträgt 86 %, für Wärmepumpen 100 % mit Ausnahme von Nie-

dertemperatur-Wärmepumpen mit 115 %. Diese Anforderungen werden ab dem 26. September 2017 erhöht. Die Energiekennzeichnungsrichtlinie ist ebenfalls am 26. September 2015 in Kraft getreten und umfasst für Raumheizgeräte die Effizienzklassen A++ bis G und ab dem 26. September 2015 die Effizienzklassen A+++ bis D. Warmwasserbereiter werden ab dem 26. September 2015 in den Klassen A bis G gekennzeichnet und ab dem 26. September 2017 in den Klassen A+ bis F. Bild 18 zeigt die Labels für den Zeitraum bis 25. September 2017 für Heizkessel, KWK-Anlagen, Wärmepumpen und Niedertemperaturwärmepumpen. Gasbetriebene Brennwertkessel können die Effizienzklasse A erreichen, KWK-Anlagen und Gas-Wärmepumpen erreichen die Klasse A+. In die Effizienzklassen A++ und A+++ lassen sich nur Elektro-Wärmepumpen einordnen.

Gaswärmepumpe

Auch im Jahr 2015 finden sich die Gaswärmepumpen eher im Nischenbereich. Marktverfügbar ist das für Einfamilienhäuser konzipierte Komplettsystem zeoTherm (Bild 19) von Vaillant mit Gas-Brennwerttechnik in Verbindung mit der Zeolith-Wärmepumpe, Solarthermie und einem Speicher. Die Gaswärmepumpe erreicht die Effizienzklasse A++ [71].

Die Gas-Wärmepumpe arbeitet modulierend mit 1,5 bis 10 kW beziehungsweise 15 kW Heizleistung und ist im Neubau wie auch im Bestandsgebäude einsetzbar. Energieeinsparungen von bis zu 33 % im Vergleich zu einer Gas-Brennwert-Solar-Kombination sind möglich.

Ebenfalls für den Einsatz in Einfamilienhäusern bietet Viessmann die Zeolith-Wärmepumpe Vitosorp 200-F an, eine Kombination aus Brennwertkessel und



Bild 19 Gas-Wärmepumpe von Vaillant.



Bild: Viessmann

Bild 20 Gas-Hybrid-Kompaktgerät.

Zeolith-Wärmepumpe. Die Leistungen des modulierenden Gerätes liegen bei 1,8 bis 11 kW oder 15 kW. Die Wärmepumpe erlaubt Energieeinsparungen bis 25 % und ist in der Effizienzklasse A+ eingeordnet. Als Wärmequelle können sowohl Solarthermie als auch Erdsonden genutzt werden [72].

Für den Einsatz in Mehrfamilienhäusern, Hotels und in der Industrie bietet Buderus eine Luft-Wasser-Absorptions-Wärmepumpe mit dem Kältemittel Ammoniak-Wasser an, die sich in einer Kaskade mit weiteren zwei Einheiten zusammenschalten lässt und damit eine Heizleistung von 123 kW bei bis zu 165 % Wirkungsgrad und einer maximalen Vorlauftemperatur von bis zu 70 °C erreicht [73].

Gas-Elektro-Hybridsysteme

Viessmann bietet mit dem Gas-Hybrid-Kompaktgerät Vitocaldens 222-F ein Gas-Brennwertgerät in Kombination mit einer



Bild 21 Gas-Hybrid-Gerät von Vaillant.

Luft-Wasser-Elektrowärmepumpe an, mit einer Leistungsbreite von 1 bis 19 kW [74]. Dieses Gerät stuft sich in die Effizienzklasse A++ ein. Bild 20 zeigt das Gerät mit dem integrierten 130 l Trinkwasser-Ladespeicher.

Das Wärmepumpenmodul deckt die Grundlast ab. Bei sehr niedrigen Außentemperaturen und kurzfristigem Spitzenlastbedarf schaltet sich das Gas-Brennwertgerät automatisch zu.

Vaillant hat das Hybridsystem geoTherm&Gasheizung in den Markt gebracht und kombiniert damit ein Gasgerät mit einer Elektro-Wärmepumpe [75]. Als Wärmequelle für die Wärmepumpe können Luft, Wasser und das Erdreich dienen. Die Wärmepumpe mit 3 kW Leistung kann auch hier in der Grundlast bis zu 80 % des jährlichen Wärmebedarfs abdecken (Bild 21).

Elektro-Wärmepumpen mit Photovoltaik

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 PV-Strom zu. In der Fassung EnEV 2014 ist dieses noch weiter bekräftigt und mit der DIN V 18599:2011-12 das notwendige Regelwerk mit dem Monatsbilanzverfahren angepasst worden. Darin wird die Bilanzierung von Strom aus Photovoltaik (PV)- und Windkraftanlagen beschrieben. Die Absenkung des nicht erneuerbaren Anteils am Primärenergiefaktor für Strom in der EnEV fördert auf der einen Seite den Einsatz von Wärmepumpen, auf der anderen Seite ist das Einkoppeln von selbst erzeugtem Strom nur für hocheffiziente, elektrisch beheizte Häuser interessant. Auch rücken derzeit die Wärmepumpenhersteller mit „Smart Grid Ready“ die Nutzung von Überschussstrom, Power-to-Heat (PtH), in den Fokus. Im Jahr 2015

wurden nach BWP-Statistik 57 000 Heizwärmepumpen in Deutschland abgesetzt, davon sind rund 17 000 Wärmepumpen erdgekoppelt. Der Absatz der Warmwasserwärmepumpen wird mit 12 500 Geräten angegeben. Der Solarstrom legt weltweit zwar kräftig zu, jedoch verharrt der PV-Ausbau in Deutschland auf relativ niedrigem Niveau. Er bleibt sogar deutlich hinter den Zielen der Bundesregierung zurück.

Die vom EEWärmeG geforderte Einkopplung von erneuerbarer Energie mittels Elektro-Wärmepumpe erfolgt weiterhin auf einem hohen Absatzniveau, wie in Bild 22 gezeigt.

Die Einkopplung von Solarenergie über PV-Anlagen ist allerdings sehr rückläufig. Bild 23 zeigt einen wesentlich drastischeren Rückgang des PV-Absatzes, als das bei der Solarthermie zu verzeichnen ist.

Kraft-Wärme-Kopplung in der Gebäudeenergieversorgung

Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) 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 beziehungsweise die gleichzeitige dezentrale Bereitstellung von Wärme und Strom. All diese innovativen Technologien sind hocheffizient und können ein Anwendungsportfolio vom Einfamilienhaus 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, gezielt Anreize zu schaffen, um den Marktanteil der KWK-Energieerzeugung weiter zu steigern. Diese Maßnahme stellt einen integralen Bestandteil des Aktionsplans der Bundesregierung zur Erreichung der selbstgesetzten Klimaschutzziele dar.

Die Förderung von KWK-Anlagen wird maßgeblich durch das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) bestimmt, das letztes Jahr überarbeitet wurde und zum 1. Januar 2016 in Kraft getreten ist. Ein zentraler Bestandteil der Novellierung war die Neuordnung der Zuschlagssätze. 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 Vergütungen je nach Anwendungsfall und Anlagengröße werden unterschiedlich bezuschlagt. Zudem erhöht sich die Dauer der Zuschlagszahlungen von KWK-Anlagen bis 50 kW (el.) auf

60 000 Vollbenutzungsstunden [76].

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

Bild 22 Absatzzahlen von Elektro-Wärmepumpen für Heizung.

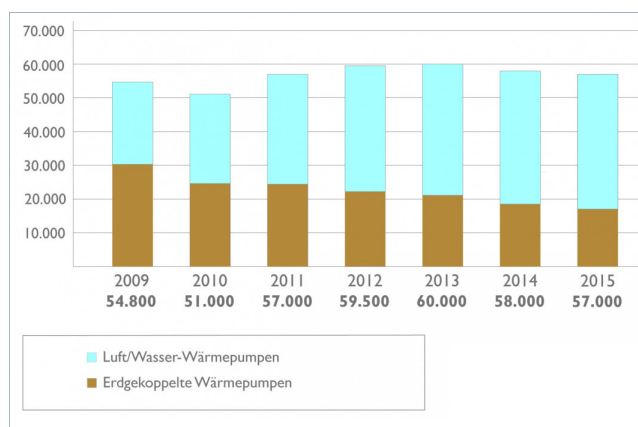


Bild: Bundesverband Wärmepumpe

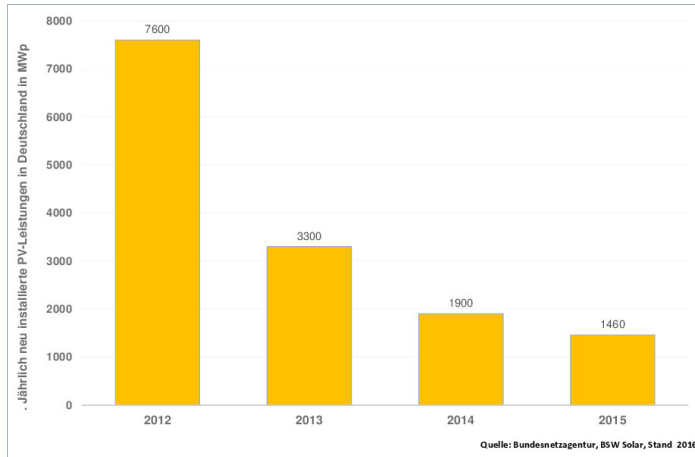
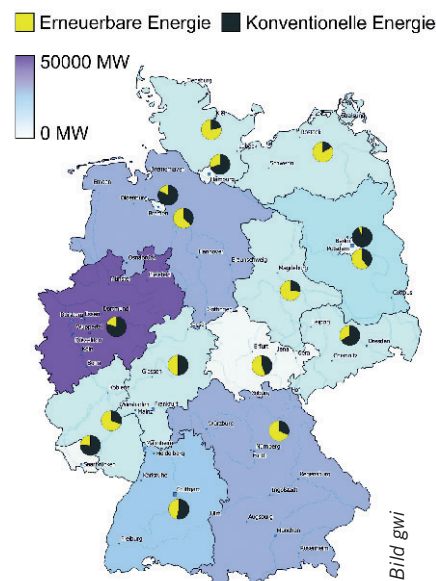


Bild 23 Solar: Einbruch des Absatzes von Photovoltaik-Anlagen.

(StromStG) geregelt sind. Weiterhin zu berücksichtigen ist allerdings die Belastung durch die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2014, indem die zuvor vollständige Entlastung der EEG-Umlage auf eine Freimenge von 10 000 kWh des selbst genutzten Stroms begrenzt wurde. Neuanlagen leisten ab dem 1. August 2014 einen Beitrag von 30 % der EEG-Umlage. Der Umlageanteil für das Jahr 2016 beträgt 35 % und ab 2017 40 %. 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 „Marktprämi-

Bild 24 Georeferenzierte Darstellung der elektrischen Nennleistungsverteilung in Deutschland [78].



nur einmalig möglich ist [77].

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

Erfahrungen beim Einsatz von Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung

Die InnovationCity Ruhr Modellstadt Bottrop repräsentiert ein charakteristisches Stück des Ruhrgebiets mit rund 70 000 Einwohnern und etwa 22 000 Arbeitsplätzen. 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“ stellt eines von zahlreichen Projekten dar und diente der Demonstration der CO₂-Einsparpotenziale durch den Einsatz von KWK-Anlagen im Wohnungs- und kleineren Gewerbebestand. Ein weiterer Fokus lag auf der Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Regionen und der Erarbeitung von Handlungsempfehlungen. Im Rahmen des Projektes wurden 100 KWK-Systeme unterschiedlicher Technologien und Leistungsklassen in einer Auswahl von Gebäudetypen mit unterschiedlichen Wärmestandards installiert. Das leistungsklassenübergreifende Technologieportfolio umfasst 40 Geräte mit Stirling-Motor, 48 mit Otto-Motor und 12 brennstoffzellenbasierte KWK-Systeme.

Für die umfangreichen Analysen wurden unter anderem die anlagen- und objekt-spezifischen Verbrauchsdaten über ein Datenerfassungssystem erfasst. Weite-

re Kriterien sind die Gebäudeeignung, CO₂-Einsparung, Nutzungsgrade und Optimierungspotenziale. Für eine Übertragbarkeit auf andere Regionen und Identifizierung von Hemmnissen sowie deren Beseitigung erfolgte eine Dokumentation von der Installation über die Evaluation des Anlagenbetriebs und -services.

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

Für die Auswertungen der Messdaten lag der primäre Fokus im Projekt auf der ökologischen Analyse der eingesetzten KWK-Anlagen und der Substitution ineffizienter Altanlagen. Für die Bilanzierung wurden die CO₂-Emissionen der beiden Systeme gegenübergestellt, die für das gekoppelte Produkt Strom und Wärme ausgestoßen werden, dabei ist die Betrachtungsebene bezüglich der CO₂-Emissionen maßgeblich.

Der Einfluss der Betrachtungsebene auf die Berechnung der CO₂-Emissionen wird in einer georeferenzierten Darstellung (**Bild 24**) grafisch veranschaulicht. Dabei zeigt der georeferenzierte Datensatz auf Landesebene die Verteilung der elektrischen Netto-Nennleistung (farblich kodiert von weiß (0 MW) bis magenta (50 000 MW)) auf. Die Gewichtung der jeweiligen Netto-Leistungen bezüglich der Bereitstellung durch erneuerbare und konventionelle Energien wird durch die eingefügten Kreisdiagramme dargestellt. Bezogen auf das Projektgebiet InnovationCity Ruhr wird deutlich, dass in NRW die größte elektrische Netto-Leistung zur Verfügung steht. Diese wird allerdings zum größten Teil durch fossile Kraftwerke, wie zum Beispiel Kohlekraftwerke, bereitgestellt. Dementsprechend ist der Strommix auf der Betrachtungsebene NRW mit wesentlich höheren CO₂-Emissionen belastet als auf Bundesebene (deutscher Strommix).

In **Bild 25** ist unter der Berücksichtigung der Betrachtungsebenen NRW und Gesamtdeutschland die CO₂-Einsparung für die eingesetzten KWK-Anlagen in Relation zu der zuvor genutzten konventio-

nellen Energieversorgung (öffentliches Netz und Heizkessel) dargestellt. Die Bilanzierung enthält eine vorläufige Auswertung der messtechnisch aufgenommenen Daten vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme und dem Bilanzende Mitte Mai 2015. Die Analyse umfasst insgesamt 45 KWK-Anlagen, wobei in den ersetzten Altanlagen verschiedene Energieträgerformen als Brennstoff zum Einsatz kamen. Darunter wurden 33 Erdgas-, vier Kohle- und acht Öl-Heizungen betrachtet. Die dargestellten CO₂-Emissionen der jeweiligen Energieträger und des deutschen Strommixes beziehen sich auf eine Berechnung des Instituts Wohnen und Umwelt (IWU) aus dem Jahr 2014 [79]. Für den deutschen Strommix wurden nach der IWU-Berechnung von 2014 spezifische CO₂-Emissionen von 617 g CO₂/kWh angenommen. Die spezifischen CO₂-Emissionen für den Strommix in NRW wurden den veröffentlichten Daten der statistischen Landesämter entnommen und betragen 857 g CO₂/kWh [80]. Die Bilanzierung in Bild 25 verdeutlicht eine mögliche CO₂-Einsparung von 36 % in Bezug auf den bundesdeutschen Strommix. Unter Berücksichtigung des Strommixes von NRW steigt das CO₂-Einsparungspotenzial auf 40 %.

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

Derzeit fahren weltweit etwa 17 Millionen Fahrzeuge mit Erdgas. In Deutschland waren es Ende 2015 ungefähr 100 000 Fahrzeuge. Die Anzahl der Erdgastankstellen liegt bei rund 900. 2015 wurden 5 285 CNG-Fahrzeuge in Deutschland neu zugelassen [81]. Das Angebot umfasst 20 Fahrzeuge von sieben Herstellern [82]. Erdgas wird als CNG (Compressed Natural Gas) an die Fahrzeuge abgegeben und bei rund 200 bar Druck in den Tanks gespeichert. Die CO₂-Minderungspotenziale betragen bis zu 25 %. Der eco-up! von Volkswagen weist mit einem Normverbrauch von 2,9 kg Erdgas pro 100 km beziehungsweise 79 g CO₂ pro Kilometer sehr geringe Energieverbräuche

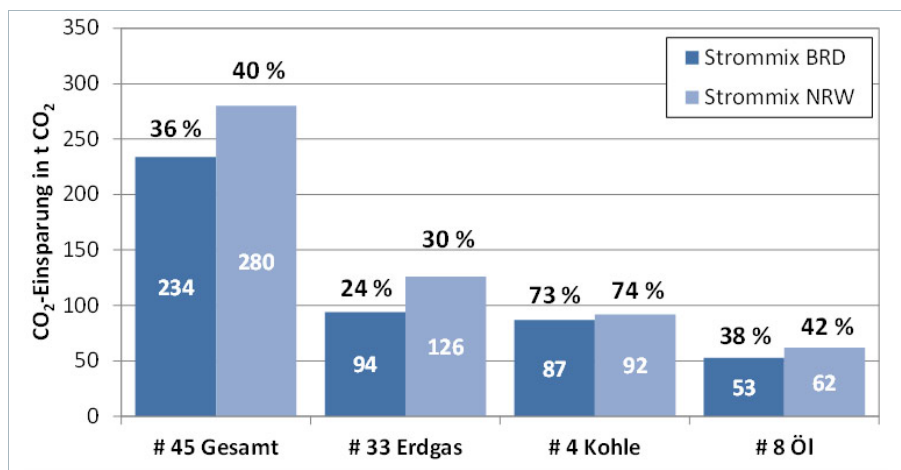


Bild 25 CO₂-Einsparung der KWK-Anlagen gegenüber der zuvor installierten konventionellen Energieversorgung, bestehend aus dem öffentlichen Netz und einem Heizkessel. In dem Diagramm ist der deutsche Strommix dem in NRW gegenübergestellt.

und CO₂-Emissionen auf. Auch hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit und spezifischen CO₂-Vermeidungskosten weist CNG Vorteile im Vergleich zu alternativen Antriebskosten auf [83].

Einen neuen Weg in der Gasmobilität beschreitet Audi. Mit Hilfe der PtG-Technologie wird überschüssiger Windstrom per Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt, und zusammen mit regenerativem CO₂ aus Biogasanlagen ein synthetisches regeneratives Methan hergestellt. Dies kann uneingeschränkt in das Erdgasnetz eingespeist werden, und ist somit an allen Erdgastankstellen bilanziell verfügbar. Die CO₂-Emissionen sinken nochmals ab, je nach Fahrzeugtyp bis 30 g CO₂/km bei einer Well-to-Wheel-Betrachtung. Audi hat auf der IAA 2015 den A4 g-tron vorgestellt, der Ende 2016 verfügbar sein soll [84]. Er folgt damit dem kleineren Audi A3 Sportback g-tron, der 2013 auf dem Automarkt eingeführt wurde. Das neue A4-Modell basiert auf der aktuellen Bau-

reihe B9, die auf der IAA 2015 ihre Premiere feierte. Im Gegensatz zu dem A3 g-tron wird der A4 g-tron einen stärkeren Motor erhalten. Angetrieben wird das Erdgasfahrzeug von einem 2.0-TFSI-Motor mit 170 PS (125 kW). Der CO₂-Ausstoß soll unter 104 g/km liegen und der Erdgasverbrauch bei etwa 3,8 kg pro 100 km. Der Audi wird dann das leistungsstärkste aller CNG-Modelle auf dem Markt sein. Neben dem Motor ist auch das Erdgastanksystem neu konzipiert. Es besteht aus vier einzelnen Erdgastanks (**Bild 26**) aus leichtem Verbundmaterial mit zusammen 19 kg Erdgas-Fassungsvermögen und einem zusätzlichen Benzintank mit rund 25 l Inhalt. So wird eine Reichweite von annähernd 950 km erreicht.

Flüssigerdgas (LNG) als Kraftstoff

Die Rolle von Gas für den Mobilitätsbereich wird derzeit neu bewertet. Die EU-

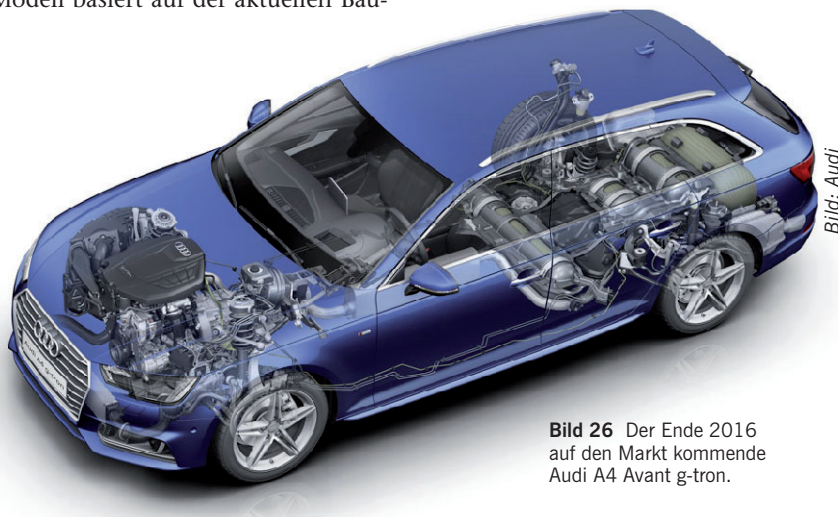


Bild 26 Der Ende 2016 auf den Markt kommende Audi A4 Avant g-tron.

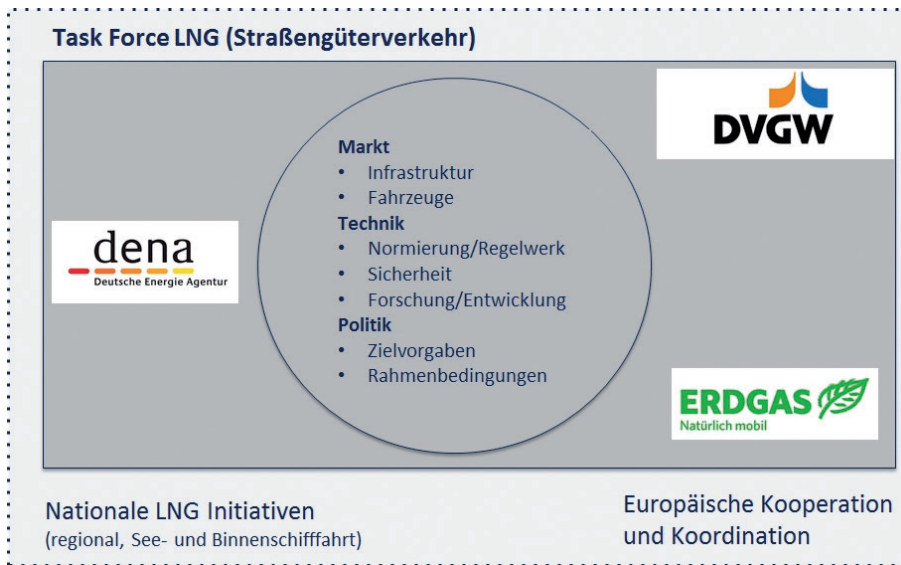


Bild 27 Aufgaben und Struktur der neu gebildeten „Task-Force-LNG“ (Straßengüterverkehr).

Kommission sieht in ihrer Strategie für die Entwicklung alternativer Kraftstoffe Gas als einen wichtigen Baustein, und zwar nicht nur für das bisher verbreitete Compressed Natural Gas (CNG). Auch verflüssigtes Erdgas, Liquefied Natural Gas (LNG), soll forciert werden, insbesondere für den Schwerlastverkehr und die Schifffahrt [85]. 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 Mobilitäts politik und vom Aufbau einer geeigneten Tankstellen-Infrastruktur ab [86]. Treiber sind die Umweltauflagen 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 von der EU-Kommission geförderte Projekte zum Thema (zum Beispiel LNG Blue Corridors [87]).

Das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) erarbeitet derzeit die deutsche Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS). Darin soll die Einführung von LNG als Kraftstoff für den Schwerlastverkehr festgelegt werden. Weitere Ziele sind, Investitionshemmnisse abzubauen, das Vertrauen der Marktteilnehmer in LNG als zuverlässige und wettbewerbsfähige Alternative zu herkömmlichen Kraftstoffen zu stärken und die Risiken des Markteinstieges zu reduzieren. Von zentraler Bedeutung ist die Abstimmung der Aktivitäten mit anderen Marktsegmenten wie Seetransport und Binnenschifffahrt.

Nationale LNG-Task-Force gegründet

Im November 2015 haben die Deutsche Energie-Agentur (dena), der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) und die Brancheninitiative Zukunft Erdgas eine nationale LNG-Task-Force gegründet [88]. Sie wollen künftig gemeinsam die Grundlagen dafür entwickeln, dass Liquefied Natural Gas (LNG) als Kraftstoff im deutschen Markt eingeführt wird. Sie zielt dabei auf den Schwerlastverkehr auf langen Strecken ab, als Alternative zu Diesel. Die Partner wollen Markthindernisse abbauen, der Politik Empfehlungen aussprechen, Standards und Normen entwickeln, erste Projekte umsetzen, eine Mindestinfrastruktur ausbauen und über nationale Aktivitäten zu LNG informieren (**Bild 27**). Bislang fehlte

hierfür in Deutschland eine entsprechende nationale Kompetenzstelle. Diese Lücke wird die Task Force unter der Schirmherrschaft des BMVI nun schließen. Im ersten Schritt entwickeln dena, DVGW und Zukunft Erdgas im Auftrag des BMVI Handlungsempfehlungen als Teil der nationalen Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie, die bis Ende 2016 der EU übergeben werden müssen. Handlungsbedarfe bestehen über die im Oktober 2014 veröffentlichte EU-Richtlinie zum Aufbau der Infrastrukturen für alternative Kraftstoffe.

Das Thema Gas-Mobilität gewinnt durch die Option LNG neuen Schub. Hierzu sind neben F&E-Arbeiten die Schaffung der notwendigen Rahmenbedingungen, auch bei den Regelwerken, wesentliche Stellhebel. Im DVGW ist eigens dafür in 2015 ein Forschungscluster entstanden.

Laufende Forschungen, F&E-Bedarfe und Ausblick

Laufende Forschungen

2015 hat der DVGW seine Forschungsstrukturen neu ausgerichtet. Innovationsforschung wurde als Aufgabe im DVGW fest verankert. Die Arbeiten sind in vier Clustern gebündelt:

- Gaserzeugung und Energiesysteme,
- Smart Grids,
- Kraft-Wärme-Kopplung/Anwendungstechnik sowie
- LNG und Mobilität.

Im Leitprojekt „F&E-Radar“ wurde die Forschungsausrichtung vorbereitet. Gas ist der Partner der Erneuerbaren, da es komplementäre Eigenschaften hat. Gas sichert mit seinen flexiblen und planbaren Eigenschaften die Volatilität der Erneuerbaren ab, bietet eine existierende Infrastruktur und kann als einziger fossiler Energieträger in Gänze erneuerbar dargestellt werden.

Verschiedene Forschungsarbeiten sind in den Clustern angelaufen. Ein Schwerpunkt der Arbeiten liegt derzeit beim Thema Sektorübergang, wobei die Rolle der Verteilnetze besonders betont wird. Hier arbeiten DVGW und VDE/ETG zusammen, um PtG als Element der Lastverschiebung auch kostenseitig neu zu bewerten. Aus diesen Projekten sind interessante Ansätze zu einer zellularen Gestaltung des Energieversorgungssystems entstanden, die derzeit in einer gemeinsa-

men Projektgruppe weitergetrieben werden. Da sich die Bandbreite der Gasbeschaffenheit eher vergrößert, werden Anpassungsstrategien für die Vielzahl der Anwendungstechnologien entwickelt. Anforderungen ergeben sich hierbei zunächst aus den sich ändernden Provenienzen beim Gas, etwa durch die Reduktion deutscher und niederländischer Quellen und die Einspeisung von LNG in unser Gassystem. Die Auswirkungen von möglichen Wasserstoffmischungen aus PtG werden ebenfalls weiter untersucht. Mit der Methanisierung steht jedoch eine Technologie zur Verfügung, mit der EE-Gas ohne Limitationen dem bestehenden Erdgassystem zugegeben werden kann.

EU-Leuchtturmprojekt zu Power-to-Gas

Die EU-Kommission hat 2015 das Leuchtturmprojekt „Store & Go“ [89] genehmigt, an dem sich 27 Partner aus sechs europäischen Ländern beteiligen²⁾.

Das Forschungsziel ist es, die Funktion des Erdgasnetzes als Speicher und Systemintegrator erneuerbarer Energien weiterzuentwickeln und in Demonstrationsprojekten zu überprüfen. In Rahmen des Horizon-2020-Projekts werden drei unterschiedliche PtG-Konzepte in Europa demonstriert und um begleitende Forschungsaktivitäten zu technologischen, ökonomischen und rechtlichen Fragestellungen ergänzt. Der Schwerpunkt liegt in der Herstellung erneuerbarer Gase über den Schritt der Methanisierung (Bild 28). Zudem wird deren Einbindung in unterschiedliche Strom- und Gasnetze auf Transport- und Verteilungsebene untersucht. Der DVGW koordiniert das Projekt.

Der Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung im Hausenergiebereich zeigt weitreichende Potenziale, die Energie- und Wärmewende im Gebäudesektor voranzutreiben. Diese Anlagen erzeugen Wärme und Strom, lassen sich zu virtuellen Kraftwerken in stromgeführter Fahrweise vernetzen, arbeiten energieeffizient und helfen dabei, CO₂ einzusparen. Mit dem Abschluss des Callux-Projekts ging der bislang größte Praxistest für Brennstoff-

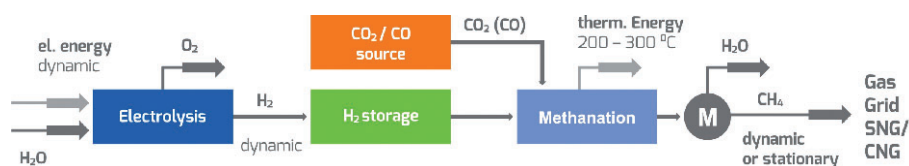


Bild 28 Beispielhafte Prozesskette des Store & Go-Projekts.

zellen-Heizgeräte in Europa zu Ende, der die Technologie marktreif gemacht und entscheidende Impulse für die Marktvorbereitung gegeben hat. Der Feldtest 100-KWK-Anlagen im Ruhrgebiet zeigt die Potenziale der KWK-Technik in repräsentativen Bestandsgebäuden in der Praxis und umfasst sowohl Brennstoffzellenheizgeräte wie auch motorische Anlagen.

In Bezug auf die Förderung von LNG hat der DVGW in 2015 eine Potenzialstudie auf den Weg gebracht, um Handlungsempfehlungen beim Einsatz von LNG zu erarbeiten. Darüber hinaus werden die maßgeblichen Prozessketten ökologisch und ökonomisch bewertet sowie regulatorische und sicherheitsrelevante Aspekte untersucht. Mit dieser Studie unterstreicht der DVGW seine Bereitschaft, die Markteinführung von LNG als Kraftstoff maßgeblich zu unterstützen.

Am 2. Juni 2015 wurde in Paris das European Research Institute for Gas and Energy Innovation (Erig) gegründet. Diese Organisation wird von sieben führenden europäischen Forschungs- und Entwicklungsorganisationen der Gaswirtschaft, darunter der DVGW, getragen, um den Energieträger Gas in den Übergang hin zu einem auf erneuerbare Energien basierenden Energiesystem der Zukunft zu führen. Schwerpunkte der Arbeiten in Erig sind Energieumwandlungsprozesse in den Bereichen Haushalt, Gewerbe und Industrie sowie Sicherheit, Zuverlässigkeit und wirtschaftliche Nachhaltigkeit des europäischen Gasinfrastruktursystems und der Gasspeicheranlagen. Neben der Vergrößerung des Anteils erneuerbarer und synthetischer Gase wie Biogas, bioSNG, Wasserstoff oder Methan gehört es zu den vorrangigen Zielen von Erig, die Integration der volatilen erneuerbaren Energie im Gassystem durch flexible Gasoptionen (PtG) zu unterstützen [90].

Ausblick

Energieeinsparbemühungen und Effizienzsteigerungen werden sich in den an-

gestammten Erdgasmärkten, insbesondere in der Wärmebereitstellung, strukturell ohne Zweifel auswirken. Trotzdem zeigt die Praxis im Neubau und im Bestand, dass Erdgas aufgrund des günstigen Kostenniveaus auch perspektivisch wegen der langfristigen Verfügbarkeit, der robusten Technik und den positiven Umwelteigenschaften seinen Platz im Wärmemarkt hat. Die Absatzzahlen der Gaswärmeerzeuger lagen auch in 2015 weiterhin auf hohem Niveau, wobei sich im Neubau die Kombination aus Erdgas und Solarenergie als Standardlösung zeigt. Im Bestand können mit der Umstellung auf die Brennwertechnik bei passender Systemintegration sofort CO₂-Einsparungen bis zu 30 % erzielt werden.

Erdgas ist der einzige fossile Energieträger, der zu 100 % regenerativ dargestellt werden kann. Neben der klassischen Biogaserzeugung aus Biomasse kann über die PtG-Technologie großtechnisch erneuerbares Gas aus Windenergie und PV erzeugt, über bestehende Infrastrukturen verteilt und einer breiten Anwendung in der Strom- beziehungsweise Residualleistungserzeugung, KWK, Hausenergieversorgung, stofflichen Verwendung und der Mobilität zugeführt werden.

Um die Chancen für den Energieträger Gas in einer zunehmend regenerativen Energiewelt zu halten und neue Optionen zu entwickeln, hat die Gaswirtschaft ihre Anstrengungen erhöht. Gebündelt über den DVGW hat die Branche in 2015 die Innovationsforschung ausgebaut und mit einem Leitprojekt „F&E-Radar“ die Weichen für die Rolle des Produktes Erdgas und der Gasinfrastruktur gestellt, als Paar mit den Erneuerbaren.

Literatur

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

www.eBWK.de

²⁾ Das Projekt wird gefördert mit den Mitteln der Europäischen Union unter der Vertragsnummer 691797.