

Gas



Bild: Open Grid Europe

Noch vor einigen Jahren wurde die deutsche Energiewende von manchen Beobachtern als „Sonderweg“ bezeichnet. Dem deutschen Beispiel werde international kaum jemand folgen, so die kritische Prognose. Zudem wurden Erdgas, erneuerbare Gase und Gasinfrastrukturen im Energiekonzept der Bundesregierung 2010 nur am Rande erwähnt. Dies hat dazu geführt, dass die Beiträge von Gas zu einer sicheren, bezahlbaren und klimaschonenden Energiewende durchgehend in den nationalen Gesetzgebungsakten kaum berücksichtigt wurden. Erst Ende 2015 wurde im Rahmen der UN-Klimaschutzkonferenz COP 21 in Paris ein multilaterales Abkommen paraphiert. Dieses verpflichtet die internationale Staatengemeinschaft dazu, die Emissionen von Treibhausgasen zu reduzieren. Damit soll der Anstieg der Erderwärmung um maximal 2 °C, beziehungsweise um höchstens 1,5 °C bis zum Jahr 2050, begrenzt werden. Gas kann eine tragende Rolle spielen, diese Klimaziele zu erreichen [1].

Laut dem World Energy Outlook 2007 der IEA [2] wird Erdgas bis 2040 hinter Erdöl der zweitwichtigste fossile Energieträger mit einer jährlichen Steigerungsrate von 1,6 %. Während bei den etablierten Nutzerländern insbesondere die Substitution von Kohle- und Erdölanswendungen

im Fokus steht, wird sich die Gasnutzung in Schwellenländern und stark wachsenden Ökonomien in sämtlichen Nutzungsfeldern entwickeln. Ein wichtiger Treiber ist auch die Verbesserung der Luftqualität in Ballungsräumen.

Gas im internationalen, europäischen und deutschen Umfeld

Entwicklungen auf internationaler Ebene

2016 wurden weltweit 3,620 Bio. m³ (NTP, Normal Temperature Pressure) Erdgas gefördert, was einen Anstieg von 1,3 % gegenüber dem Vorjahr bedeutet. Die größten Produzenten waren 2016 die USA (20,9 %), die Russische Föderation

(17,7 %) und der Iran (5,6 %). Der Erdgasverbrauch nahm im Vergleich zu 2015 um 1,4 % zu. Größte Verbraucher waren die USA (21,6 %), die Russische Föderation (12,1 %) und China (5,7 %). Weltweit wurden 2016 rund 1,1 Bio. m³ (NTP) Erdgas exportiert. Größter Exporteur war die Russische Föderation (19,2 %), gefolgt von Katar (11,4 %) und Norwegen (10,6 %). Größter Importeur war Deutschland (10,3 %) gefolgt von Japan (10,0 %) und den USA (7,8 %).

Die weltweiten Reserven und Ressourcen an Erdgas wurden in den letzten Jahren weiter nach oben korrigiert. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe [3] geht derzeit von weltweiten Erdgasreserven von 196,6 Bio. m³ und von Ressourcen in Höhe von 643 Bio. m³ aus (Bild 1). Zusätzlich werden Ressourcen in Form von Aquifergas (24 Bio. m³) und von Gashydraten (184 Bio. m³) anhand von globalen Abschätzungen angegeben. Hierzu stehen jedoch kaum regionscharfe Detailuntersuchungen zur Verfügung. Außerdem ist die Gewinnung von Gashydraten nur mit einem sehr großen technischen Aufwand zu bewerkstelligen. Insgesamt sind auch bei einer erwarteten signifikanten Steigerung des weltweiten Erdgasverbrauchs keine Verknappung beziehungsweise stark steigenden Erdgaspreise zu erwarten.

Verflüssigtes Erdgas (LNG, Liquefied Natural Gas) gewinnt weltweit an Bedeutung. Der globale Handel lag 2016 bei

Autoren

Dr.-Ing. **Frank Graf**, DVGW-Forschungsstelle am KIT, Karlsruhe; Prof. Dr. **Gerald Linke**, Dipl.-Ing. Dipl.-Wirtsch.-Ing. **Frank Gröschl**, Dr. jur. **Uwe Wetzel**, **Fredrik Brandes**, Dr.-Ing. **Michael Walter**, Dr.-Ing. **Dietrich Gerstein**, alle DVGW e. V., Bonn; Dr. **Volker Bartsch**, DVGW e. V., Berlin; Prof. Dr.-Ing. **Hartmut Krause**, DBI Gastechnologisches Institut, An-Institut der TU Bergakademie Freiberg; Dipl.-Ing. **Frank Burmeister**, Gas- und Wärmeinstitut Essen e. V.

einem Volumen von 258 Mio. t [4]. Das entspricht etwa 10 % des weltweiten Erdgasmarktes. Die Anzahl der LNG-Importeure hat sich in den letzten 20 Jahren auf etwa 30 verdreifacht. Die weltweite Verflüssigungskapazität lag Ende 2016 bei 340 Mio. t/a, die Regasifizierungskapazitäten bei 795 Mio. t/a [4]. In Europa werden derzeit 32 LNG-Terminals mit einer Kapazität von mehr als 180 Mio. t/a betrieben [5]. Mit dem Ausbau des LNG-Marktes erhöht sich die Flexibilität bei der Erdgasbeschaffung [6]. Dies wirkt sich wiederum positiv auf die Versorgungssicherheit aus.

Globale und europäische Gasmarktentwicklung

Erdgas als CO₂-armer und nahezu schadstofffreier Energieträger hat eine zentrale Rolle beim Umbau der Energieversorgung auf saubere und flexible Technologien. Nach Szenarien der Internationalen Energieagentur (IEA) ist Erdgas der einzige fossile Energieträger, der in den kommenden Jahrzehnten seinen Anteil am Energiemix erhalten beziehungsweise sogar ausbauen wird [7].

Aktuell ist der internationale Gasmarkt von einer Überversorgung und einem damit verbundenen insgesamt niedrigen Preisniveau geprägt. Erdöl- und Erdgaspreise haben 2017 zwar leicht angezogen. Dennoch hat sich die Wettbewerbsposition von Erdgas insbesondere in der Stromerzeugung verbessert und so zu einem Zuwachs des Erdgasverbrauchs im Kraftwerksmarkt geführt. Grund hierfür waren nicht zuletzt anziehende Preise für Kohle. Auch der industrielle Verbrauch und der Absatz im Wärmemarkt haben weltweit zugelegt. Hinzu kommt, dass vergleichsweise junge Märkte insbesondere im asiatisch-pazifischen Raum ihren Erdgasverbrauch gesteigert haben, insbesondere in China. Dies liegt vor allem an den ambitionierten Zielen des Landes zur Luftreinhaltung in Ballungszentren und zur Reduktion von Treibhausgasen. China gibt deshalb Erdgas den Vorrang vor anderen Brennstoffen.

Der Erdgasverbrauch in der EU erreichte 2017 rund 483 Mrd. m³. Das sind 5 % mehr als im Vorjahr [8]. Gründe hierfür sind das kräftige Wirtschaftswachstum und ein Wechsel in der Stromerzeugung von Kohle zu Erdgas. Der Anteil von Gas in der Stromerzeugung erreicht damit rund 20 %. Bei gleichzeitig zurückgehender heimischer Produktion ist der Anteil der Importmengen am Erdgasaufkommen weiter gestiegen. Den größten Zuwachs hatten Pipeline-Importe insbeson-

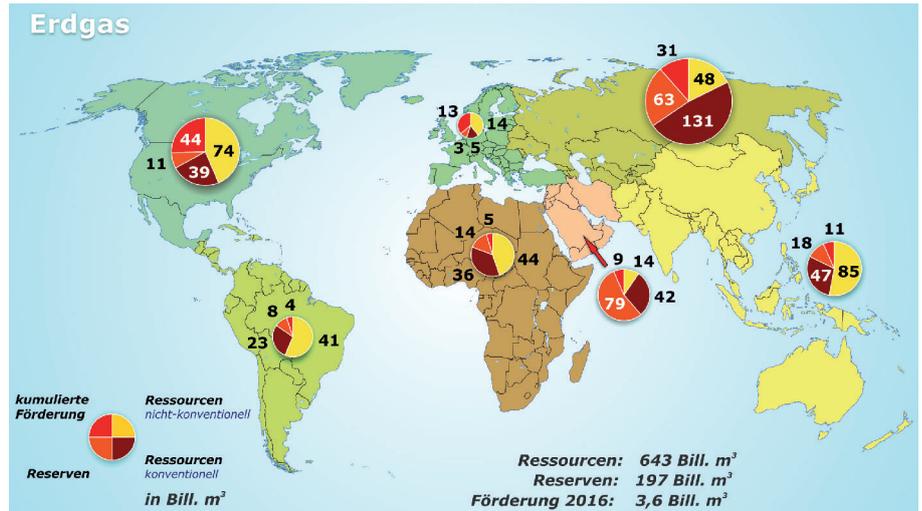


Bild 1 Weltweite Erdgasressourcen und -reserven (ohne Aquifergas und Gashydrate) [3].

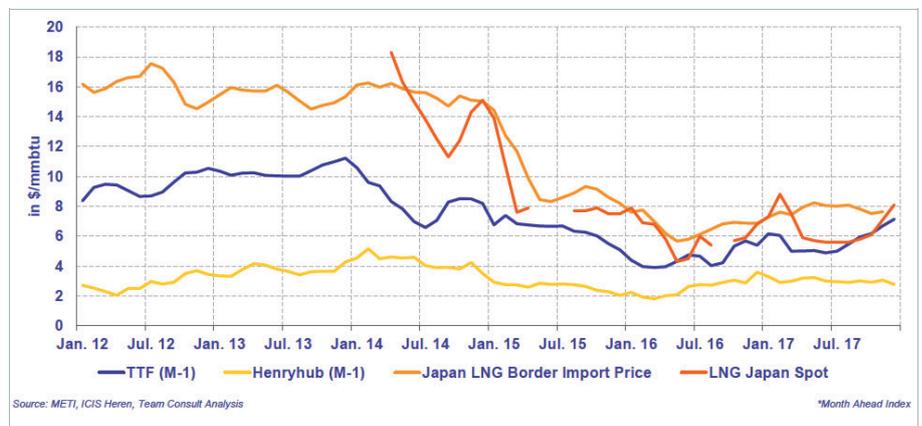


Bild 2 Preisentwicklung für Erdgas in mmbtu (million British thermal units) an wichtigen Handelspunkten (Quelle: TeamConsult Berlin).

dere aus Russland.

In 2017 wurden 45,5 Mio. t beziehungsweise fast 60 Mrd. m³ LNG importiert. Obwohl die LNG-Importmengen im Vergleich zum Vorjahr gestiegen sind, verbleiben sie weit unter dem Höchststand aus dem Jahr 2010. Dies gilt insbesondere für Nordwesteuropa, während Lieferungen für Südeuropa zugenommen haben.

Auf den globalen Handelsmärkten konnten sich die Gaspreise vom niedrigen Niveau in 2016 leicht erholen, bewegen sich aber weiterhin auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau (Bild 2). Eine Ursache liegt in den wieder anziehenden Notierungen für Rohöl und für Erdölprodukte. Der Grund: Insbesondere langfristige Gasimportverträge asiatisch-pazifischer Käufer sind weiterhin an Erdöl gebunden. Die Gaspreise folgen deshalb den Entwicklungen an den Ölmärkten zeitversetzt. In Deutschland orientieren sie sich an saisonalen und internationalen Entwicklungen.

Der Handel mit Erdgas an europäischen und deutschen Hubs (TTF, Title Transfer Facility; NBP, National Balancing Point; NCG, NetConnect Germany) hat in den letzten Jahren weiter zugenommen. Zudem sind langfristige Bezugsverträge in Europa von Bindungen an Erdöl und dessen Produkte weitgehend auf Gasindexierung beziehungsweise vergleichbare Preismodelle umgestellt worden. In Europa haben niedrige Temperaturen und eine insgesamt anziehende Nachfrage die Preise für Erdgas an den Handelsmärkten ansteigen lassen.

Auf konstant niedrigem Niveau notiert hingegen der US-amerikanische Gaspreis. Grund hierfür sind die nahezu unbegrenzten Fördermöglichkeiten für Schiefergas.

In Deutschland konnten sich Gaspreise auf der Großhandelsstufe gegenüber 2016 erholen. Insbesondere zu Beginn des Jahres kam es aufgrund hoher Nachfrage zu einem Preisanstieg. Saisonal bedingt sind

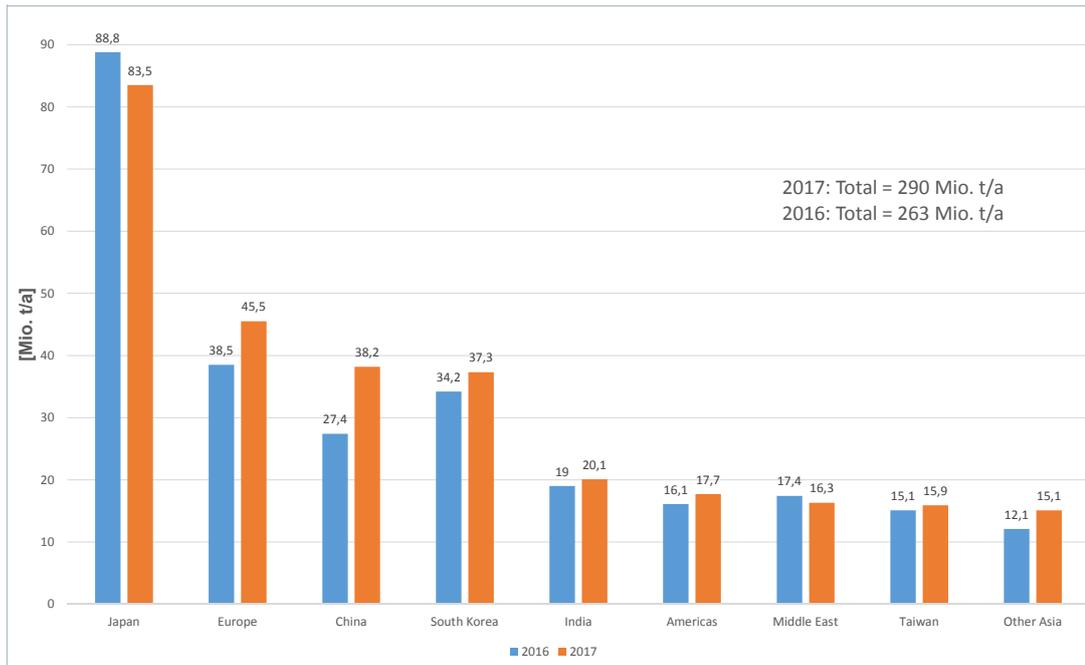


Bild 3 Entwicklung von LNG-Importen 2016 und 2017 [10].

Die deutsche Förderung ist um 7,6 % auf derzeit 71,5 Mrd. kWh weiter zurückgegangen und trägt somit noch rund 7 % zum Erdgasaufkommen bei.

Die Importmengen aus den Niederlanden werden zukünftig zurückgehen. Denn aufgrund von geotektonischen Ereignissen in der Umgebung des Groningen-Gasfeldes hat die niederländische Regierung einen Fahrplan zur Reduktion der Förderung aus dieser Region aufgestellt. Danach werden Förder- und so-

mit auch Exportmengen schrittweise zurückgefahren. In den kommenden Jahren sollen dann keine Mengen mehr für den Export bereitgestellt werden.

Die Preise für Haushaltkunden sind weiter leicht gesunken. Nach Analysen des BDEW [9] liegen diese bei Mehrfamilienhäusern bei 5,15 Ct/kWh einschließlich Steuern und Abgaben und bei 5,70 Ct/kWh bei Einfamilienhäusern. Etwa zur Hälfte bestimmen Steuern (Erdgas- und Mehrwertsteuer) und Netzentgelte inklusive Konzessionsabgaben den Endkundenpreis.

LNG im Fokus

LNG ist im Gegensatz zu Pipelinegas flexibel. Ein Vorteil des LNG-Handels ist die Möglichkeit, auf regionale Preis- und Nachfragesignale reagieren zu können und verschiedene Lieferregionen zu erreichen. Der Handel mit LNG verzeichnet weltweit große Wachstumsraten (Bild 3). 2017 wurde mit 290 Mio.t eine neue Höchstmarke erreicht. Dies sind fast 30 Mio. t mehr als im Vorjahr. Prognosen gehen davon aus, dass sich der LNG-Handel bis zum Jahr 2035 noch einmal verdoppelt.

Größter Markt für LNG ist der asiatisch-pazifische Raum. 2017 wurden dort etwa 210 Mio.t importiert. Dies entspricht etwa 72 % des globalen LNG-Handelsvolumens. Größter Importeur in dieser Region ist Japan, gefolgt von China und Südkorea.

Europa ist mit Importen von 45 Mio. t der zweitgrößte Importeur von LNG. Spanien, Frankreich und Italien sind hier

führend. Im Vergleich zu Lieferungen per Pipeline ist LNG in Europa jedoch aktuell nicht wettbewerbsfähig. Zu erwarten ist, dass russisches Erdgas und US-amerikanisches LNG zunehmend um Marktanteile in Europa konkurrieren werden. Die Erhöhung des Angebotes aus amerikanischer Produktion wird mittelfristig zu einer Überversorgung führen. Inwieweit LNG Marktanteile gewinnen kann, wird von Vermarktungsstrategien für russische Exportmengen und den Entwicklungen der Erdgasnachfrage insbesondere in der Stromerzeugung abhängen.

Zurzeit wird die Verflüssigungskapazität weltweit ausgebaut, insbesondere in Australien und den USA. Diese Mengen werden die Liquidität auf den LNG-Märkten weiter erhöhen. Möglicherweise kann es dadurch kurzfristig zu einem Überangebot kommen. Dem steht allerdings eine wachsende Nachfrage im asiatisch-pazifischen Raum gegenüber, insbesondere in China, Indien und in vergleichsweise neuen Märkten wie Vietnam oder Pakistan. Denn diese Region kann nur zum Teil aus heimischer Produktion oder über Pipelines mit Erdgas versorgt werden. Sie hängt somit stark von LNG-Importen ab und wird einen Großteil des zusätzlichen Angebots absorbieren.

Erdgasaufkommen in Deutschland

Das Erdgasaufkommen in Deutschland stützt sich weiterhin auf eine gut diversifizierte Bezugsbasis. 913,5 Mrd. kWh Erdgas wurden importiert [11]. Hauptlieferanten sind Russland (40 %), Norwegen (31 %) und die Niederlande (22 %).

Erdgasverbrauch in Deutschland

Nach Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen lag der Primärenergieverbrauch in Deutschland in 2017 bei 13 525 PJ und ist damit im Vergleich zum Vorjahr um 0,8 % gestiegen [11].

Betrachtet man die einzelnen Energieträger, ergibt sich ein unterschiedliches Bild. Deutliche Rückgänge gab es bei Kohle und Kernenergie jeweils um etwas mehr als 10 % im Vergleich zu 2016. Der Verbrauch von Mineralöl und Erdgas hat mit 3 % (Mineralöl) beziehungsweise 5,2 % (Erdgas) zugenommen. Auch die erneuerbaren Energien konnten mit einem Zuwachs von 6,1 % deutlich zulegen.

Mit einem Verbrauch von 985 Mrd.

Tabelle 1 Erdgasaufkommen und -verbrauch in Deutschland 2016 und 2017 in Mrd. kWh [11].

	2016 [Mrd. kWh]	2017 [Mrd. kWh]	Veränderung [%]
Förderung Inland	77,4	71,5	-7,6
Importe	1 107,1	1 266,1	+ 14,4
Erdgasaufkommen	1 184,5	1 337,6	+ 12,9
Exporte	249,8	355,7	+ 42,4
Speichersaldo	+ 1,6	+ 3,1	-
Erdgasverbrauch	936,3	985,0	+ 5,2

kWh (**Tabelle 1**) ist Erdgas nach dem Mineralöl der zweitwichtigste Energieträger in Deutschland mit einem Anteil am Primärenergieverbrauch von 23,7%. Zugenommen hat der Erdgasverbrauch insbesondere im Kraftwerksbereich zur Strom- und Wärmeversorgung. Hier konnte es aufgrund zurückgehender Preise gegenüber Kohle zulegen. Dies ist auch aus Umweltsicht eine positive Entwicklung, da durch den verstärkten Einsatz von Gaskraftwerken Energieträger mit hohem CO₂-Fußabdruck zurückgedrängt wurden.

Wichtigstes Marktsegment ist weiterhin der Wärmemarkt gefolgt von der industriellen Verwendung. Im Wärmemarkt kam es temperaturbedingt insbesondere aufgrund des kalten Jahresbeginns zu verstärkter Nachfrage nach Erdgas. In der Industrie wurde verstärkt Erdgas zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt.

Gasspeicher und -netze

In Deutschland wurden Ende 2016 insgesamt 18 Poren- und 32 Kavernenspeicher mit einem Arbeitsgasvolumen von 24,2 Mrd. m³ (im Endausbau 24,3 Mrd. m³) betrieben [12]. Hinter den USA, Russland und der Ukraine verfügt Deutschland damit über die weltweit viertgrößte Speicherinfrastruktur. Weitere fünf Speicher mit einem Arbeitsgasvolumen von 3,5 Mrd. m³ sind in Planung oder Bau (**Bild 4**). Wegen der zunehmenden Anforderungen an die Flexibilität beim Speicherbetrieb und der abnehmenden Volatilität des Gaspreises wird der wirtschaftliche Betrieb von Speichern immer schwieriger [13]. Dennoch sind Gasspeicher ein wichtiges Element der Gasinfrastruktur, gerade auch im Kontext der Energiewende zur saisonalen Speicherung von erneuerbaren Energien über Power-to-Gas (PtG)-Prozesse [14].

Gemäß §63 EnWG gibt die Bundesnetzagentur (BNetzA) jährlich einen gemeinsamen Monitoringbericht für die Netze des deutschen Energiemarktes heraus. Zur Sicherstellung der Markttransparenz sind die Netzbetreiber zur Abgabe der erforderlichen Daten verpflichtet. Statistische Grundlagen für die folgenden Analysen sind der Jahresbericht 2017 der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. [15] und der Monitoringbericht 2017 mit den Ergebnissen für das Jahr 2016 [16].

Der Erdgasverbrauch im deutschen Erdgasnetz hat sich in den vergangenen Jah-

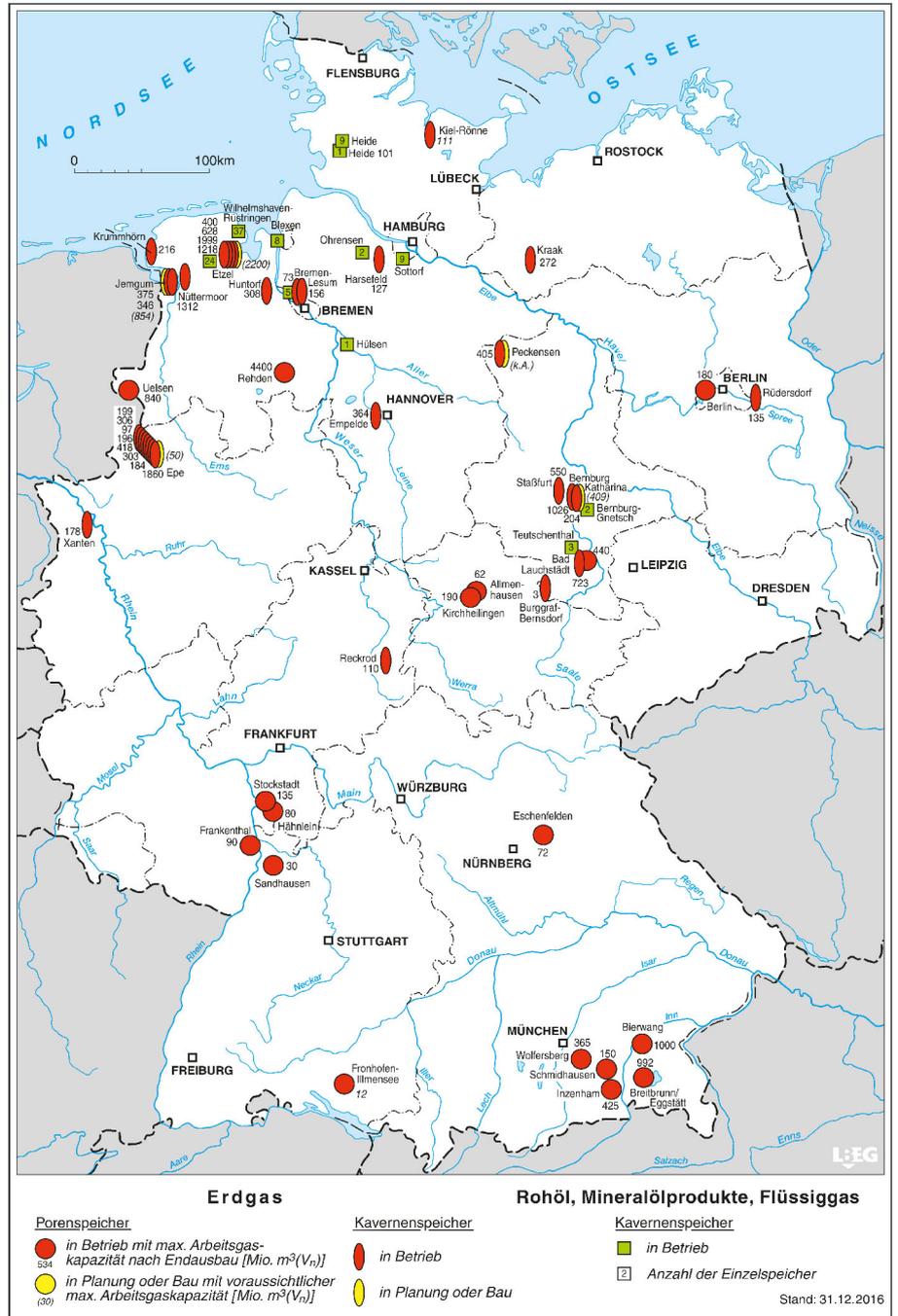


Bild 4 Erdgas-Untertagespeicher in Deutschland [12].

ren positiv entwickelt. Deutlich wird dies in der langjährigen Verbrauchstatistik des BDEW (**Bild 5**). Seit 2006 liegen auch die um Temperatur, Schalltage und fluktuie-

renden Brennstoffeinsatz in Kraftwerken bereinigten Daten vor. Lediglich für das Jahr 2017 sind die Daten noch vorläufig.

Neben der Versorgungsaufgabe hat das deutsche Erdgastransportnetz auch eine wesentliche Transitfunktion. Diese hat in



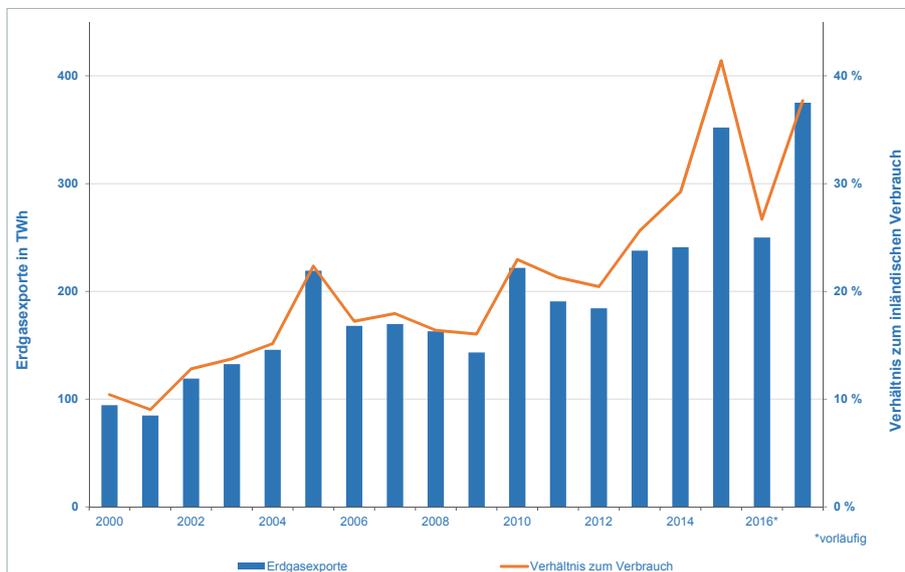
Bild 5 Erdgasverbrauch in Deutschland, real und bereinigt (Stand 2/2018 [15]).

den vergangenen Jahren erheblich zugenommen. Im Jahr 2017 ist der Transit erneut gestiegen. Der Erdgas-Export erreicht derzeit etwa 38 % des deutschen Inlandsverbrauches (Bild 6). Damit übernimmt Deutschland im europäischen Energieverbund eine zunehmend wichtige Rolle als Erdgaslieferknoten.

Diese Entwicklung spiegelt den zunehmenden Erdgasbedarf in der Europäischen Union wider. Ausschlaggebend hierfür ist der gegenüber anderen fossilen Energieträgern kleinere CO₂-Fußabdruck von Erdgas.

Dieser zunehmende Erdgasbedarf macht sich auch im Ausbau des deutschen Erdgasnetzes bemerkbar. Die im

Bild 6 Entwicklung der Erdgasexportmengen im deutschen Transportnetz (Stand 2/2018 [15]).



Jahr 2016 aktiven Ferngasnetzbetreiber in Deutschland [16] haben der BNetzA für das Jahr 2016 eine Hochdrucknetzlänge von 38 758 km gemeldet. 696 Verteilnetzbetreiber haben eine Leitungslänge von 497 429 km in allen Druckbereichen gemeldet. Die Gasnetzbetreiber bedienen damit insgesamt etwa 14,49 Millionen Letztverbraucher in Deutschland, davon sind etwa 12,42 Millionen (rund 86 %) als Haushaltskunden einzustufen. Diese machen aber nur 29 % des Erdgasverbrauches aus [16]. Der BDEW als langjähriger Beobachter des Gasmarktes führt eine von der BNetzA abweichende Statistik nach Druckniveau aus. Die Erhebung erfolgt auf freiwilliger Basis der Mitglieder. Diese weist wie in den vergangenen Jahren eine positive Entwicklung des deutschen Erdgasnetzes aus (Bild 7).

Für den Erhalt des Erdgasnetzes haben

die Netzbetreiber im Jahr 2016 insgesamt 1,49 Mrd. € investiert. Der überwiegende Teil mit 1,02 Mrd. € entfiel dabei auf die Verteilnetzbetreiber. Dies entspricht in etwa dem Niveau der beiden Vorjahre. Die Planzahlen für 2017 sahen zumindest für die FNB eine deutliche Steigerung von 470 auf 1 132 Mio. € [16]. Daraus lässt sich das fortlaufende Interesse am Erhalt der Gasinfrastruktur ableiten.

Die Versorgungssicherheit im deutschen Erdgasnetz liegt nach wie vor auf einem sehr hohen Niveau. Der Monitoringbericht 2017 der BNetzA weist dazu einen System Average Interruption Duration Index (SAIDI) von 1,03 Minuten aus, im Vorjahr waren es noch 1,70 Minuten [16]. Zu etwa 83 % waren davon Haushaltskunden und Kleinverbraucher betroffen. Bezieht man diesen Wert auf die Anzahl der Kunden in den Gruppen, so sind Haushaltskunden im Durchschnitt weniger betroffen. Der langjährige Trend des SAIDI ist fallend auf einem sehr niedrigen Niveau. Damit erzeugen schon vergleichsweise kleine Unterbrechungen starke Veränderungen. Im Stromnetz liegt der SAIDI deutlich höher bei etwa 10,7 Minuten. Der SAIDI gibt die durchschnittliche Dauer der Unterbrechungen der Gasversorgung von Letztverbrauchern innerhalb eines Jahres an. Ausgenommen sind Naturkatastrophen und geplante Unterbrechungen.

Die Netzentgelte der deutschen Netzbetreiber inklusive der Abrechnung, Messung und dem Messstellenbetrieb sind in den vergangenen Jahren trotz zahlreicher Maßnahmen zur Kostensenkung gestiegen. Stichtag des Monitoringberichtes der BNetzA ist jeweils der 1. April eines Jahres. Im Jahr 2016 waren es für Haushaltskunden 1,5 Ct/kWh (netto), bei Gewerbekunden (bis 116 MWh) 1,25 Ct/kWh und bei Industriekunden etwa 0,28 Ct/kWh. Der Anteil der Netzentgelte am Gaspreis der Haushaltskunden beträgt damit 25 %, 28 % bei Gewerbekunden und 11 % bei Industriekunden [16]. Die Preisentwicklung in den vergangenen zehn Jahren (für die Letztverbrauchergruppen) war allerdings deutlich differenzierter. So stiegen die durchschnittlichen Netzentgelte für Haushaltskunden lediglich um 25 %, für Gewerbekunden waren es 34 % und für die Industriekunden etwa 65 %.

Der weitere Ausbau des Transportnetzes in Deutschland wird im Wesentlichen im Netzentwicklungsplan (NEP) festgehalten und durch die BNetzA genehmigt. Grundlage für den jährlich aktualisierten NEP ist der Szenariorahmen, der üblicher-

Bild 7 Statistik der Gasnetzlängen von FNB und VNB (Stand 2/2017 [17]).

weise im Jahr zuvor zwischen den Netzbetreibern, den Bedarfsträgern und der BNetzA abgestimmt wird. Für die Genehmigungsperiode des NEPGas 2016 waren jedoch Verzögerungen eingetreten, die aus Nachforderungen sowohl von Seiten der BNetzA als auch von nachträglich erhobenen Bedarfen resultierten. Daraufhin wurde der Genehmigungsprozess zum NEP2016 erst am 16. Oktober 2017 abgeschlossen [18].

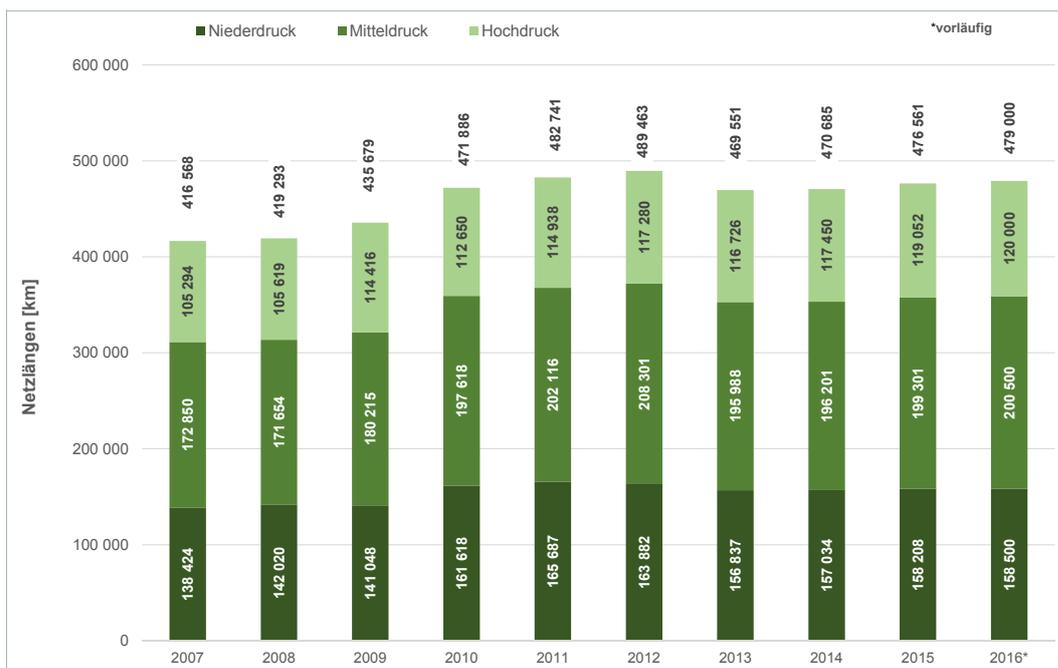
Basis des NEPGas 2016 war der im Jahr 2015 verabschiedete Szenariorahmen [20]. Dieser wurde mit dem Begehren der BNetzA um zusätzliche Szenarien zu einer veränderten Verteilung des Erdgasaufkommens erweitert. Hintergrund waren veränderte Prognosen der inländischen L-Gasförderung, der zu erwartenden L-Gaslieferungen aus den Niederlanden sowie neu zu berücksichtigende Gaskraftwerke. Daraus folgte ein erweiterter Konsultationsprozess. Im Ergebnis der Beratungen wurde ein neuer NEP2016 am 16. Oktober 2017 der Öffentlichkeit vorgestellt.

Zusammenfassend ergeben sich bis zum Jahr 2026 Investitionen im deutschen Ferngasleitungsnetz in Höhe von insgesamt 3,9 Mrd. €. Im Einzelnen sind das rund 823 km Leitungsneubau und etwa 429 MW neu installierte Verdichterleistung. Die BNetzA hat in diesem Zusammenhang Maßnahmen zum Anschluss der „Nord Stream 2“-Leitung zunächst zurückgestellt. Mit diesen Investitionen sichern die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber unter anderem die Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas in den betreffenden Gebieten. Die Zahl der für die L-H-Gas-Umstellung erforderlichen Maßnahmen und das damit verbundene Investitionsvolumen erhöht sich gegenüber dem letzten Netzentwicklungsplan Gas aufgrund des erweiterten Betrachtungszeitraums erneut. Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen die Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Rahmen der Marktraumumstellung als eine zentrale Aufgabe.

Der im vergangenen Jahr erstmals vorgelegte Umsetzungsbericht 2017 der Fernleitungsnetzbetreiber [19] legt detailliert Rechenschaft zur Umsetzung von geplanten Maßnahmen aus den vorangegangenen

Netzentwicklungsplänen vor. So konnten fünf Maßnahmen abgeschlossen werden. Darüber hinaus geht der Bericht ausführlich auf die veränderten Rahmenbedingungen aus den aktuellen Prognosen der verringerten Produktion in den L-Gas-Förderregionen ein. Es werden Maßnahmen vorgeschlagen, die eine kompensierende Wirkung entfalten können. Dazu gehören einerseits veränderte Fahrweisen der L-Gas-Untergrundspeicher und der angeschlossenen Netze sowie ein Vorschlag zur Beschleunigung der Umstellung von Endnutzengeräten. So müssen die jährlichen Geräteumstellzahlen von 450 000 auf 550 000 Geräte angehoben werden. Dennoch kommen die Fernleitungsnetzbetreiber zu dem Schluss, dass die Versorgungssicherheit für die heute mit L-Gas versorgten Gebiete durch die konsequente Umsetzung der eingeleiteten L-H-Gas-Umstellung und temporäre technische Konvertierung sowie Beibehaltung des Konvertierungsentgeltes von H-Gas zu L-Gas weiterhin gewährleistet werden kann [19].

Mittlerweile laufen die ersten Arbeiten zur Erstellung des NEPGas 2018. Dazu wurde im vergangenen Jahr unter Berücksichtigung der bereits genannten Entwicklungen der neue Szenariorahmen festgelegt [21]. Dieser wurde durch die BNetzA im Dezember 2017 bestätigt. Der erste Konsultationsentwurf zum NEPGas 2018 [22] wurde mittlerweile in einem öffentlichen Workshop diskutiert (20. Februar 2018). Im 3. Quartal des Jahres 2018 sollte der finale Entwurf der BNetzA vorliegen.



Gas aus erneuerbaren Quellen

Bisher stammt etwa 1 % des deutschen Gasbedarfs aus erneuerbaren Quellen (sogenannte EE-Gase). Neben Biogas wird in geringem Umfang auch Wasserstoff und synthetisches Methan (SNG) aus PtG-Anlagen in das Erdgasnetz eingespeist. Durch Nutzung der vorhandenen Erdgasinfrastruktur wird eine zeitliche und örtliche Entkopplung der Erzeugung und Verwertung ermöglicht. Die EE-Gase können in sämtlichen Gasanwendungen zur Stromerzeugung (Gaskraftwerke, Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Anlagen) und zur Wärmeerzeugung (Haushalt, Gewerbe und Industrie) sowie als Kraftstoff in Erdgasfahrzeugen eingesetzt werden. Sie tragen somit zur Senkung der CO₂-Emissionen im Mobilitätssektor bei.

In Deutschland werden derzeit etwa 9 350 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von rund 4 500 MW betrieben (Bild 8). Ein Großteil davon wird für die direkte Verstromung am Ort der Erzeugung verwendet. Während zwischen den Jahren 2003 und 2011 die Kapazitäten stark zunahm, werden seit 2012 nur noch geringe Zuwächse registriert (Bild 9). Durch die 2014 in Kraft getretene EEG-Novelle wurde eine jährliche Deckelung von 100 MW für den Neubau von Bioenergieanlagen eingeführt und die Vergütungssätze stark gekürzt. Die bisherigen Boni (zum Beispiel für die Gasaufbereitung) wurden gestrichen, und der Neubau von Biogasanlagen kam nahezu zum Erliegen. Mit dem EEG 2017 wurden Ausschreibungsverfahren für die Erzeugung von elektrischer Ener-

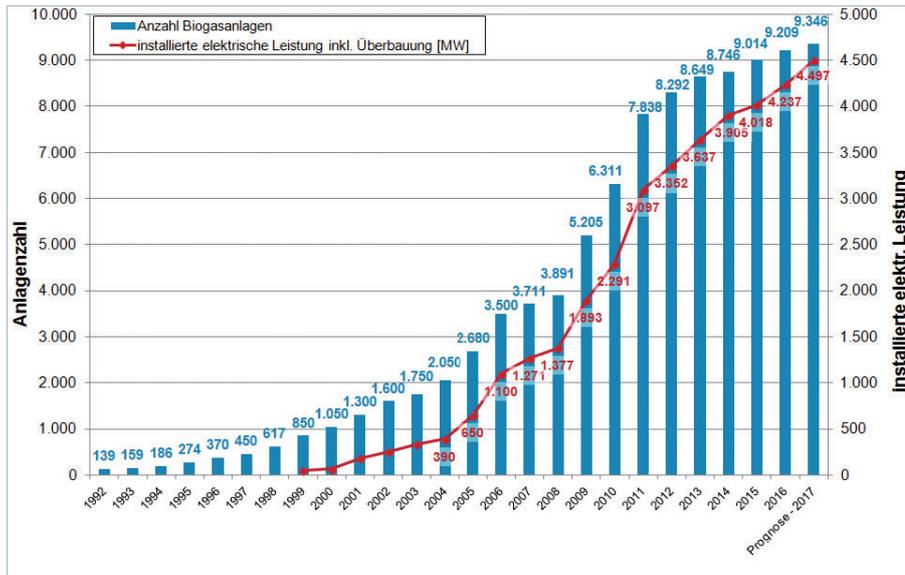


Bild 8 Entwicklung des Biogasanlagen-Bestandes (Stand: 10/2017 [23], Quelle: Fachverband Biogas e. V.).

- EU-Richtlinie zu Gebäudeenergieeffizienz [26],
- EU-Richtlinie zu erneuerbaren Energien [27],
- EU-Richtlinie zu Energieeffizienz,
- Madrid-Forum 2017.

EU-Verordnung zur Gasversorgungssicherheit

Im September 2017 hat das Europäische Parlament die politische Einigung zur Änderung der Erdgas-Versorgungssicherheits-Verordnung bestätigt. Die neue Verordnung basiert auf der regionalen Zusammenarbeit benachbarter Mitgliedsstaaten. Diese werden verpflichtet, grenzüberschreitende Risikobewertungen und darauf aufbauend Präventions- und Notfallpläne zu erstellen. Ein Solidaritätsmechanismus soll sicherstellen, dass im Notfall Gaslieferungen an betroffene EU-Staaten erfolgen. Die Verordnung statuiert neue Melde- und Informationspflichten für Unternehmen und erweitert die Rechte der EU-Kommission zur Einsichtnahme in Lieferverträge. Mit Veröffentlichung im Amtsblatt der EU tritt die Verordnung in Kraft. Eines nationalen Umsetzungsaktes bedarf es nicht.

EU-Richtlinie zu Gebäudeenergieeffizienz

Die Europäische Kommission, das Europäische Parlament und der EU-Ministerrat haben sich im sogenannten Trilogverfahren auf einen gemeinsamen Text zur Gebäudeeffizienzrichtlinie geeinigt. Ziel ist ein hochenergieeffizienter und dekarbonisierter Gebäudebestand bis zum Jahr 2050.

Zudem wurden die Mitgliedsstaaten zum Aufbau einer Ladeinfrastruktur für E-Autos in Gebäuden verpflichtet. Nicht-Wohngebäude mit mehr als zehn Parkplätzen müssen bei Neubau und umfangreichen Renovierungen mit einem Ladepunkt für Elektrofahrzeuge ausgerüstet sein, und an einem Fünftel der Parkplätze muss eine Vorverkabelung erfolgen. Ab 2025 müssen Mitgliedsstaaten Anforderungen für alle Nicht-Wohngebäude mit mehr als 20 Parkplätzen, also auch im Gebäudebestand, einführen. Im Falle der Wohngebäude soll bei Neubau oder Renovierungen, die den Parkplatz oder die elektrische Infrastruktur betreffen, bei mehr als zehn Parkplätzen jeweils eine Vorverkabelung für jeden Stellplatz erfolgen.

Ebenso soll ein „Intelligenzindikator“ für Gebäude eingeführt und von der EU-

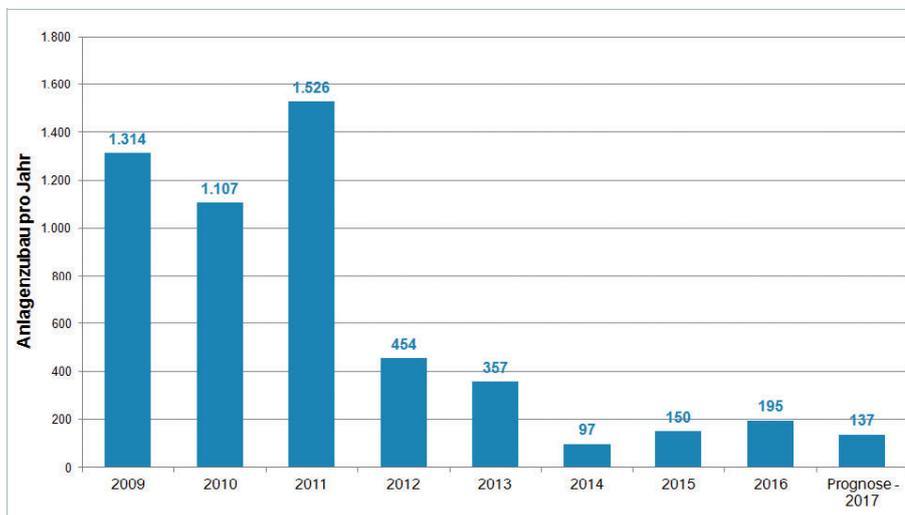


Bild 9 Jährlicher Zubau an Biogasanlagen in Deutschland (Stand: 10/2017 [23]).

gie aus Biomasse eingeführt, wobei der jährliche Zubau auf 150 MW begrenzt ist.

Bei der Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Erdgasnetz ist Deutschland inzwischen zwar weltweit führend, aber auch hier ist bei den derzeit geltenden förderpolitischen Rahmenbedingungen kein wesentlicher Ausbau mehr zu erwarten. Speisten 2006 lediglich zwei Anlagen Biogas in das deutsche Erdgasnetz ein, werden inzwischen 210 Anlagen (davon sechs PtG-Anlagen) mit einer Biogas-Einspeiseleistung von rund 130 000 m³/h (NTP) betrieben (Bild 10). Laut Biogas-Monitoring-Bericht 2017 der BNetzA, der neben eingespeistem Biogas auch Wasserstoff und synthetisches Erdgas aus PtG-Anlagen berücksichtigt, lag 2016 die eingespeiste Biogasmenge bei 856 Mio. m³ (davon 1 Mio. m³ aus PtG-Anlagen). Dies entspricht einer Energiemenge von 9,2 TWh (4,8 GWh aus PtG-Anlagen).

Im gleichen Zeitraum sind die gesamten Wälzungskosten der Netzbetreiber für den Netzanschluss um rund 3,4 % auf 172 Mio. € gesunken und lagen durchschnittlich bei 1,865 Ct/kWh.

Trotz der gebremsten Entwicklung der letzten Jahre bestehen auch zukünftig Optionen für Biogas [24]. Insbesondere im Bereich der Mobilität, in Zusammenhang mit PtG-Technologien und Systemdienstleistungen für die Versorgung mit elektrischer Energie, bestehen weiterhin Möglichkeiten für dessen Nutzung.

Aktuelle europäische Energiegesetzgebung

Auch in den vergangenen zwölf Monaten waren die Europäischen Institutionen (EU-Kommission, EU-Parlament und EU-Ministerrat) auf dem Gebiet der Energieversorgung aktiv. Nachfolgend werden folgende Themen kurz dargestellt:

- EU-Verordnung zur Gasversorgungssicherheit [25],

Bild 10 Entwicklung der Biogaseinspeisung in Deutschland [23].

Kommission bis 2019 erarbeitet werden. Der Indikator dient dem Zweck, die Fähigkeit von Gebäuden wiederzugeben und die zugeführte Energie effizient und am Bedarf des Nutzers ausgerichtet einzusetzen. Zudem sollen verbaute Systeme und Sensoren intelligent genutzt werden und systemdienlich mit Energienetzen kommunizieren. Die Richtlinie muss noch im EU-Amtsblatt veröffentlicht und bis Mitte 2020 in deutsches Recht umgesetzt werden.

EU-Richtlinie zu erneuerbaren Energien

Die Überarbeitung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED) befindet sich weiterhin in der Beratung im Europäischen Parlament. Die dafür zuständigen Ausschüsse bearbeiten derzeit die Änderungsanträge am Entwurf der EU-Kommission. Die Mehrheit der Anträge betrifft die Forderung, den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch erheblich auszubauen (mindestens 30 %). Auch über die jetzige Laufzeit bis 2020 hinaus sollten national verbindliche Ziele festgelegt werden. Die Kommission hat in ihrer Neufassung für die RED selbst ein Ziel von 27 % bis 2030 vorgeschlagen.

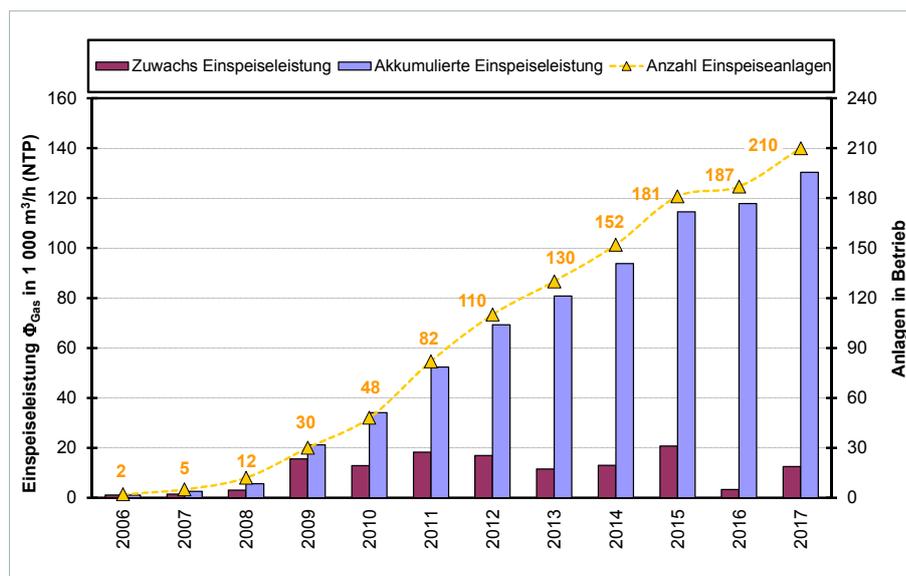
EU-Richtlinie zu Energieeffizienz

Auch zur Energieeffizienz-Richtlinie (EED) hat das Europäische Parlament seine Beratungen fortgesetzt. Hinsichtlich der Festlegung eines Energieeffizienz-Zieles variieren die Forderungen von 27 bis zu 40 % beim Anteil für erneuerbare Energien. Auch die Einführung von national verbindlichen Zielen ist weiterhin im Parlament und auch zwischen den EU-Institutionen (EU-Kommission, EU-Ministerrat, EU-Parlament) umstritten.

Madrid-Forum

Am 19. und 20. Oktober 2017 hat das 30. Madrid-Forum stattgefunden [28]. Dabei trafen sich Vertreter der EU-Kommission, der europäischen Gasregulierungsbehörde ACER und der Vereinigung der Transmission network Operator Entsog, um über die Weiterentwicklung zu diskutieren und gemeinsame Positionen auszulegen.

Die Teilnehmer sprachen sich dafür aus, die zukünftige Rolle des Erdgases verstärkt zu kommunizieren und umfassende und strategische Diskussionen zu beginnen. Gas in seinen verschiedenen Formen müsse demnach eine bedeutende Rolle



beim Dekarbonisierungsprozess und dem zukünftigen Energiemix spielen. Das Forum glaubt an ein duales Energiesystem unter Beteiligung von Erdgas und erneuerbaren Energien.

In diesem Sinne begrüßte das Forum die Absicht der EU-Kommission, im Jahr 2018 eine Studie durchzuführen, in der die Wechselwirkungen und möglichen Synergien zwischen dem Gas- und Elektrizitätssektor sowie den Aussichten auf erneuerbare Gase und dekarbonisiertes Gas untersucht werden. Ebenso soll die geplante Studie ermitteln, welche Rolle Gas und die Gasinfrastruktur im Dekarbonisierungsprozess spielen können. Der DVGW kann und wird sich in 2018 mit seinen Aussagen aus dem Energieimpuls in diese europäische Initiative einbringen.

Energiepolitische Entwicklungen in Deutschland

Das Bundeskabinett hat im Herbst 2016 mit dem Klimaschutzplan 2050 den Rahmen für die Energie- und vor allem für die Klimaschutzpolitik der kommenden Legislaturperioden definiert. Bis zum Jahr 2050 sollen die klimaschädlichen Treibhausgasemissionen in Deutschland in allen Sektoren um mindestens 80 %, nach Möglichkeit um 95 %, sinken. Auch wenn dieses Ziel ambitioniert erscheint, ist es angesichts der ökologischen, ökonomischen und sozialen Folgen des Klimawandels notwendig, seine Erreichung mit höchster Intensität und Konsequenz anzustreben – und damit unmittelbar zu beginnen.

Die Fortsetzung der bisherigen Energie- und Klimaschutzpolitik wird aber mit hoher Wahrscheinlichkeit dazu führen, dass die Klimaschutz- und Treibhausgasreduk-

tionsziele Deutschlands für die Jahre 2030 und 2050 verfehlt werden [29]. Die in den verschiedenen Sektoren eingesetzten klimaschädlichen Energieträger Kohle und Erdöl verursachten im Jahr 2016 rund 74 % der energiebedingten Emissionen [30]. Dies führt zu dem „Energiewendeparadox“ in Deutschland: Obgleich der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 6 % im Jahr 2000 auf über 31 % im Jahr 2016 zugenommen hat [31], verringerten sich die CO₂-Emissionen im gleichen Zeitraum um lediglich 11,4 %. In 2016 und 2017 steigerte Deutschland seine CO₂-Emissionen im Vergleich zu 2015 sogar um rund 4 Mio. t [30]. Die Entwicklungen der vergangenen Jahre machen deutlich, dass es von entscheidender Bedeutung ist, die Energiewende deutlich fokussierter und konsequenter als bisher am Kriterium der Klimateffizienz und der kontinuierlichen Senkung der CO₂-Emissionen auszurichten. Es liegt folglich nahe, dass die Potenziale von Gasen und der vorhandenen Gasinfrastruktur wesentlich stärker als bisher berücksichtigt werden sollten.

Gemäß eines Konzeptes des DVGW, können die Klimaschutzziele durch einen dreistufigen Prozess und die Nutzung von Gasen und Gasinfrastrukturen kosteneffizient und systemisch sicher erreicht werden (siehe auch „Der Energie-Impuls des DVGW“):

Im ersten Schritt ermöglicht der *Fuel-Switch*, also der Ersatz von Kohle und Erdöl durch Erdgas, in kurzer Zeit signifikante Klimaschutzeffekte, ohne einen kostenaufwendigen und umfangreichen Ausbau von Infrastrukturen. Die vorhandenen Gasinfrastrukturen können hierfür genutzt werden.

Bild 12 Energieverbrauch von Gas in Deutschland nach Anwendungen [39].

Gasheizungsmarkt

Erdgas (einschließlich Bioerdgas und Flüssiggas) bleibt der wichtigste Energieträger im Heizungsmarkt. Im Wohnungsbestand ist der Anteil gasbetriebener Heizungsanlagen seit 2010 mit knapp 50 % konstant (Bild 13). Systeme auf Basis von Heizöl sind rückläufig, zugunsten der Fernwärme und der Elektro-Wärmepumpen.

Im Neubau bilden Heizsysteme mit Erdgas ebenfalls die größte Gruppe (Bild 14). Ihr Anteil ist jedoch weiterhin rückläufig und betrug im September 2017 knapp 40 % [40]. Die Wärmepumpen – überwiegend elektrische – werden weiterhin zunehmend im Neubau eingesetzt. Sie sind mit einem Anteil von 27,5 % etwa gleichauf mit der Fernwärme mit 24 %. Stromdirektheizungen, Heizölsysteme sowie Holz- und Holzpelletkessel haben im Neubausektor aktuell eine untergeordnete Bedeutung.

Im deutschen Wärmemarkt dominieren dementsprechend Geräte mit Gas-Brennwerttechnik. Der Absatz von Gas-Brennwertkesseln ist im Jahr 2017 gegenüber 2016 um 3,6 % auf 472 800 Geräte gestiegen (Tabelle 2). Die häufig mit Gas-Brennwertgeräten gekoppelte Nutzung von Solarthermie war in 2017 leicht rückläufig. Der Zubau ging mit rund 78 000 installierten Anlagen leicht zurück. Damit waren Ende 2017 in Deutschland 2,32 Millionen Solarthermieanlagen mit einer kumulierten Kollektorfläche von 20,6 Mio. m² in Betrieb [42].

Gas-Niedertemperaturkessel hatten 2017 einen Anteil von 10 % am Gesamtabsatz, was etwa dem Wert von 2016 entspricht [43]. Öl-Brennwertkessel waren mit gut 8 % vertreten. Der Anteil der Öl-Niedertemperaturkessel blieb unter 1 %. Die Anzahl der abgesetzten Wärmepumpen stieg gegenüber dem Vorjahr um knapp 18 % auf 78 300 verkaufte Geräte. Davon waren 29 % Erdreich- und 71 % Luft-Wärmepumpen. Der Zuwachs der Absatzzahlen von Warmwasserwärmepumpen fällt mit 8 % beziehungsweise 13 500 Geräten geringer aus. Der Trend der letzten Jahre setzt sich demnach fort, sodass 2017 ein Absatzrekord bei den Wärmepumpen erzielt wurde. Diese Entwicklung wird nach Ansicht des Bundesverbandes Wärmepumpe e. V. besonders

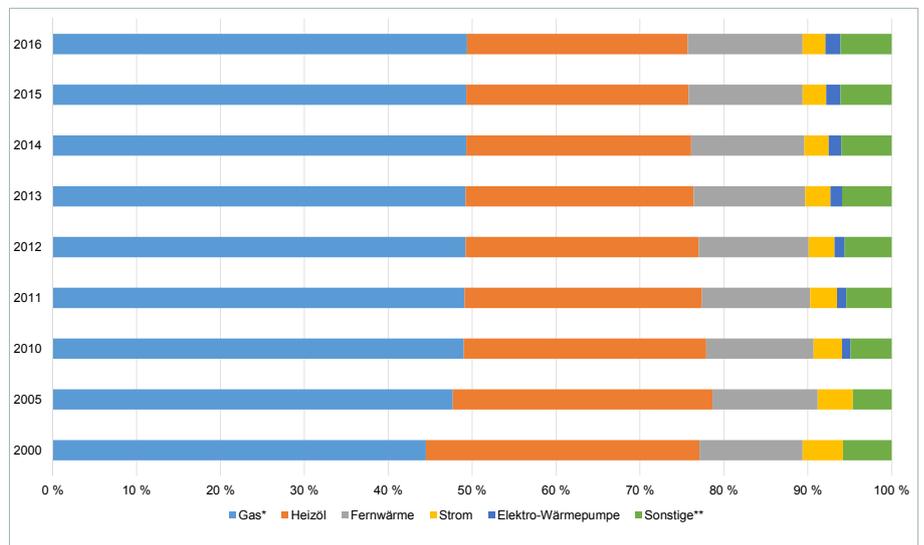
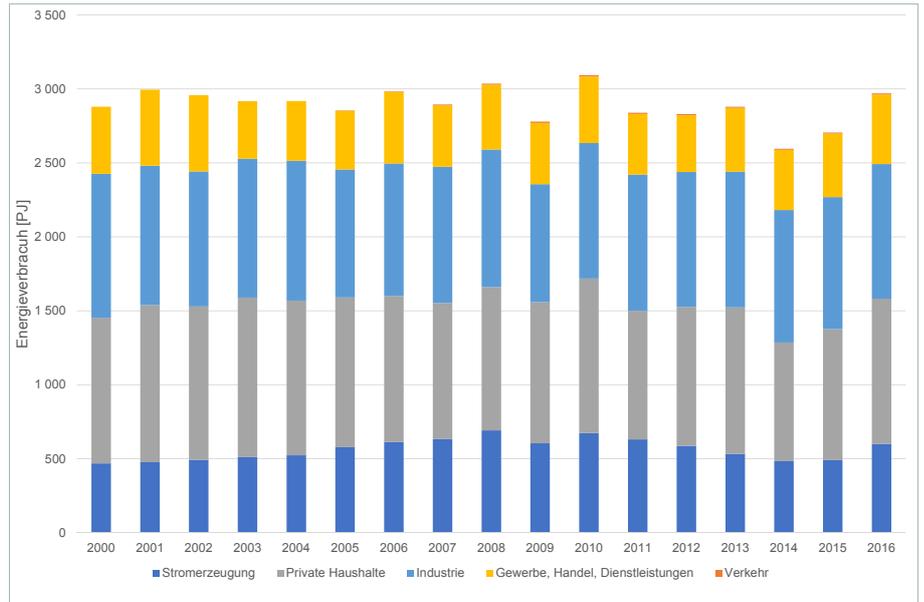


Bild 13 Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland in den Jahren 1995 bis 2016 (* einschließlich Bioerdgas und Flüssiggas; ** hierzu zählen Festbrennstoffe (Holz, Holzpellets, sonstige Biomasse, Koks/Kohle und sonstige Heizenergie) [41]).

Wärmeerzeuger – Absatz in Deutschland nach Kategorie 2017			
	Anzahl 2017	Anteil 2017 [%]	Entwicklung seit 2016 [%]
Gesamtmarkt Wärmeerzeuger	711 900	–	+ 2,7
Gas-Brennwertkessel	472 800	66,4	+ 3,6
Gas-NT-Kessel	71 900	10,1	+ 1,3
Öl-Brennwertkessel	59 800	8,4	– 10,7
Öl-NT-Kessel	2 800	0,4	– 30,0
Wärmepumpen	78 300	11,0	+ 17,7
Biomasse-Kessel	26 300	3,7	– 7,7

Tabelle 2 Marktentwicklung der Wärmeerzeuger in Deutschland 2017 [43].

durch die staatliche Förderung von Wärmepumpen und die verschärften Anforderungen der Energieeinsparverordnung bestimmt. Biomassekessel hingegen weisen rückläufige Absatzzahlen auf. Ihr Anteil am Gesamtabsatz betrug 2017 knapp 4 % [43; 44].

Gas in Gewerbe, Handel und Dienstleistung

Erdgas dominiert neben Strom den heutigen Energieeinsatz im GHD-Sektor, (Bild 15). Der Anteil der erneuerbaren Energien zur Energiebereitstellung im GHD-Sektor hat mit der Energiewende zu-

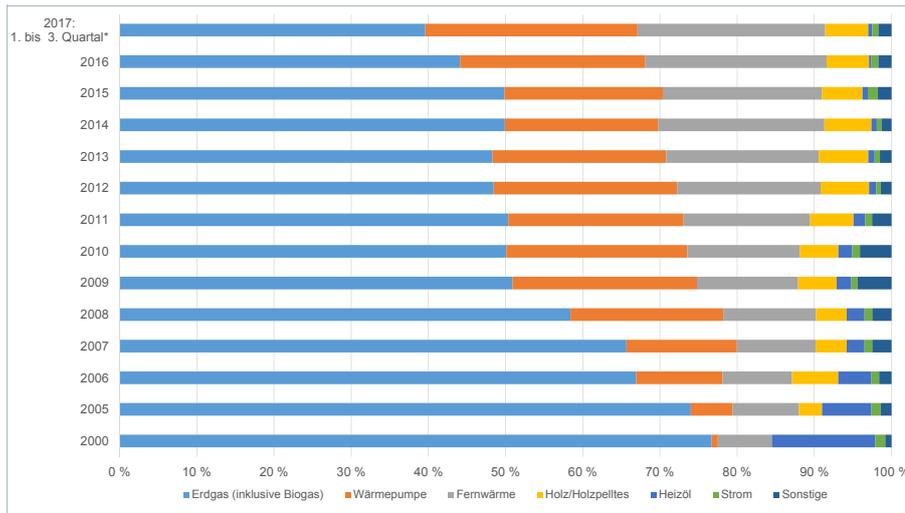


Bild 14 Beheizungsstruktur des Wohnungsneubaus in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2017 (*vorläufig [40]).

während der Anteil der Energieträger Strom und Gas zunimmt (Bild 15).

Die Energiebedarfsstruktur des GHD-Sektors weist Ähnlichkeit zu den Haushalten auf. So korreliert der Verlauf des Endenergiebedarfs mit dem der Gradtagzahlen, die ein Maß für den Heizwärmebedarf darstellt. Der Raumwärmebedarf dominierte den Energiebedarf im GHD-Sektor in den vergangenen Jahren und schwankte zwischen einem Anteil von 40 bis 50 % (Bild 16). Der Energiebedarf der übrigen Anwendungen ist seit dem Jahr 2010 nahezu konstant. Die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser erfolgt im GHD-Sektor überwiegend durch den Einsatz von Gas und Strom (Bild 17). Beispielsweise wurden im Jahr 2015 gut 50 % der Raumwärme durch Gas bereitgestellt. Die Warmwasserbereitstellung erfolgte zu 31 % mit Gas und zu 32,6 % mit Strom.

Erdgas hat im GHD-Sektor demnach noch ein erhebliches Potenzial, besonders im Bereich der Raumwärme. Tendenziell ist zwar ein Rückgang des Wärmebedarfs aufgrund zunehmender Gebäudeabdämmung zu erwarten, jedoch liegen noch ungenutzte Effizienzpotenziale vor. Rund 25 % der Raumwärme wurden 2015 durch heizölbasierte Technologien gedeckt. Diese bieten ein hohes Substitutionspotenzial für innovative Gastechnologien.

Infolge der hohen betriebsspezifischen Einflussgrößen weist der Sektor energetisch eine besonders inhomogene Struktur auf. Im Rahmen des DVGW-Forschungsprojektes „Vorstudie GHD-Roadmap“ [45] wurden daher die energieintensiven GHD-Branchen hinsichtlich des Energieträgers Gas identifiziert. Vier Gruppen haben im Vergleich zu den restlichen mit Abstand den höchsten Erdgasbedarf (Bild 18): büroähnliche Betriebe (36 %); Handel (18 %); Krankenhäuser, Schulen, Bäder (14 %); und Beherbergung, Gaststätten, Heime (19 %). Diese bieten entsprechend hohe Effizienzpotenziale durch den Einsatz innovativer Gastechnologien.

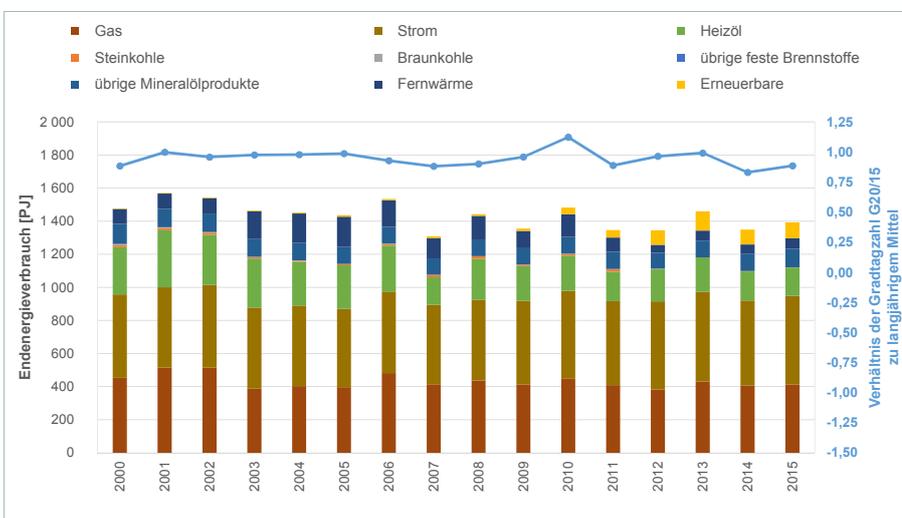


Bild 15 GHD-Endenergieverbrauch nach Energieträgern in PJ sowie Verhältnis der Gradtagzahl G20/15 zu langjährigem Mittel (Standort Potsdam) [39].

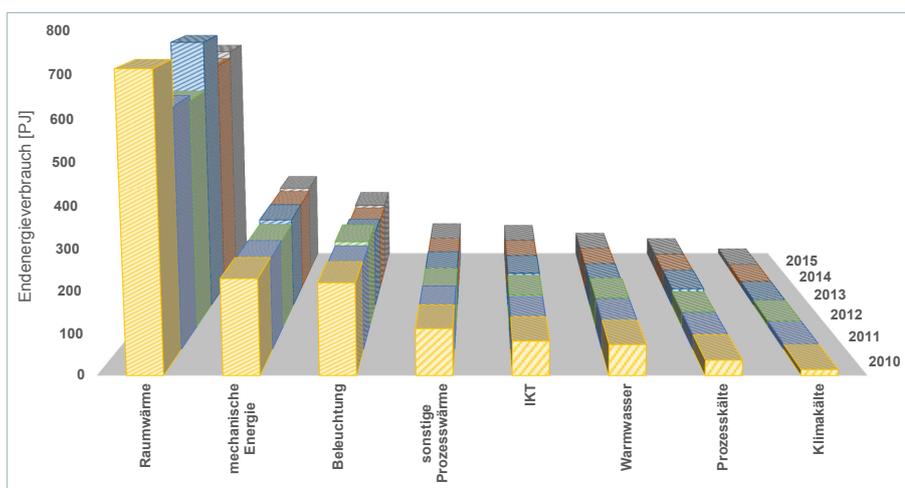


Bild 16 Endenergiebedarf des GHD-Sektors nach Anwendungen [39].

genommen [39], insbesondere in den Jahren 2009 und 2010. Die größten Anteile an der Energiebereitstellung stellen Strom, Gas und Heizöl. Energiedaten zei-

gen jedoch, dass eine Umstrukturierung in diesem Sektor stattfindet. So nimmt die Energiebereitstellung durch feste und flüssige fossile Energieträger stetig ab,

Sektorenkopplung

Der Begriff der Sektorenkopplung bezieht sich derzeit primär auf energetische Aspekte. Das übergeordnete Ziel ist dabei, Strom aus erneuerbaren Energien zur Bereitstellung von Brenn- und Kraftstoffen, Wärme, Kälte und Mobilität einzusetzen. Die ergänzende Betrachtung der struktu-

Bild 17 Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser im GHD-Sektor nach Energieträgern [39].

rellen Sektorenkopplung unterscheidet darüber hinaus die einzelnen Verbrauchssektoren. Denn diese weisen stark abweichende Bedarfsprofile, Dynamiken und Leistungsklassen auf. Im Einzelnen sind dies der Wohnsektor, der GHD-Sektor sowie die Industrie. Die einzelnen Verbrauchsgruppen sind für jeweils unterschiedliche Technologien prädestiniert und bieten über die jeweiligen Querschnittstechnologien die Möglichkeit, netzdienlich und gesamtökologisch wirksam zwischen den Netzen zu agieren.

Die Kopplung der energetischen und strukturellen Sektoren ermöglicht die Dekarbonisierung der Energieversorgung Deutschlands durch die zunehmende Nutzung erneuerbarer Energien auch abseits des Stromsektors. Die Verknüpfung der Strom-, Wärme- und Gasnetze ermöglicht aufgrund ihrer hohen Flexibilitätspotenziale eine systemdienliche und gesamtökologische Transformation der Energieversorgung.

Querschnittstechnologien wie Kraft-Wärme-(Kälte-)Kopplung (KWKK), PtG, Power-to-Heat (PtH) und Elektro-Mobilität ermöglichen die Interaktion der energetischen Sektoren. Durch ihren Einsatz und die Ergänzung von Speichertechnologien können erneuerbaren Energiequellen verstärkt in die Bereitstellung chemischer, thermischer und mechanischer Energie eingebunden werden. Darüber hinaus kann den zunehmenden Residuallastschwankungen entgegengewirkt und somit die Versorgungssicherheit der Endverbraucher gewährleistet werden.

Erneuerbare Wärme / Wärmewende

Um die ambitionierten Klimaschutzziele in Deutschland zu erreichen, sind verstärkt Maßnahmen zur Senkung des Energieverbrauchs und zum Ausbau erneuerbarer Energien in allen Sektoren erforderlich. Die „Wärmewende“ stützt sich daher auf drei Säulen:

- die erfolgreiche Steigerung der Energieeffizienz,
- die konsequente Erschließung der Potenziale erneuerbarer Wärmetechnologien,
- eine intelligente Kopplung mit dem Stromsektor.

Im Segment der solaren Wärmebereitstellung hat sich neben Solarthermie die Kombination von Photovoltaik (PV)-Strom und Elektro-Wärmepumpe etabliert. Diese Entwicklung ist nicht zuletzt

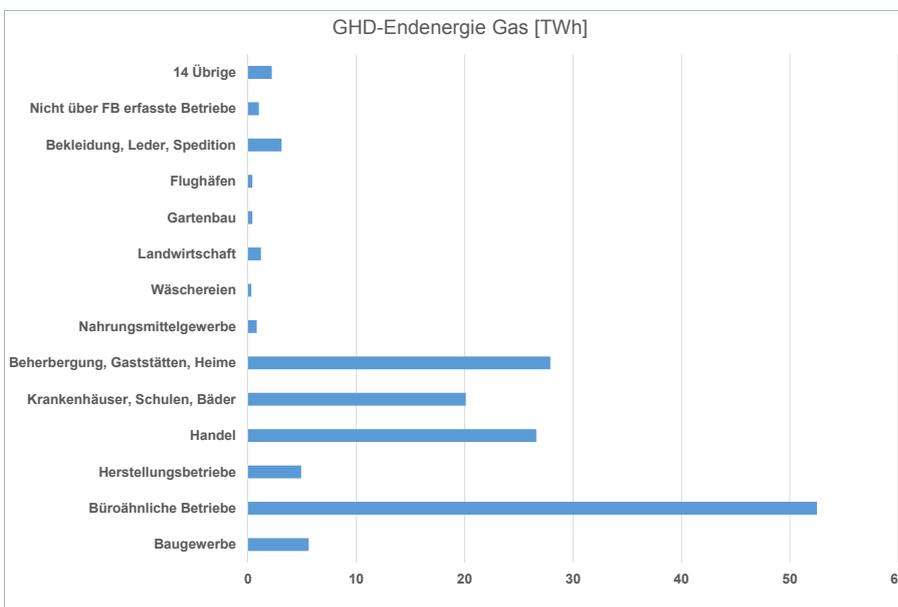
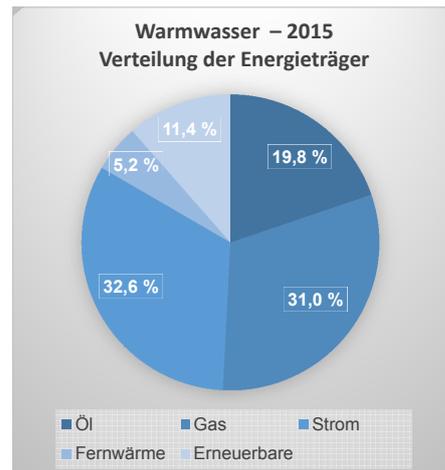
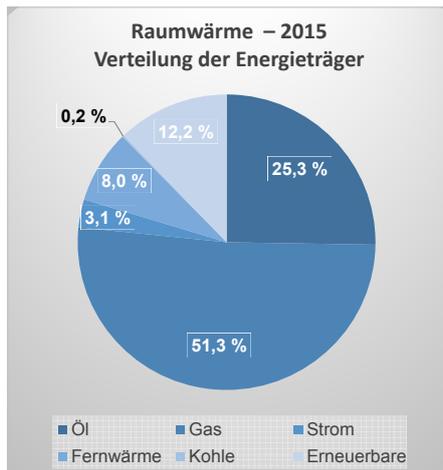


Bild 18 GHD-Gasverbrauch 2013 nach Hochrechnung vom Fraunhofer ISI [46].

auf die Anforderungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) und des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EE-WärmeG) zurückzuführen. Auch die Förderung des Eigenverbrauchs von Strom im räumlichen Zusammenhang durch das EEG begünstigte den Einsatz von PV-Strom zur Wärmebereitstellung. Neben der direkten Kopplung von PV-Strom und Wärme „vor Ort“ ermöglichen PtH-Systeme mit Elektro-Wärmepumpe, Speicher und Heizstab zukünftig die Nutzung von Überschussstrom.

Hybridsysteme können bereits heute zur effizienten Wärmerversorgung beitragen. Diese bestehen aus zwei, in einer Einheit verbundenen Wärmeerzeuger, die unterschiedliche Energiequellen haben. Aktuell wird die Kombination eines Gas-Brennwertkessels mit einer Elektro-Wärmepumpe bevorzugt eingesetzt. Es sind auch Systeme mit Luft- und Erdwärme-

pumpen verfügbar. Der effiziente Betrieb eines Hybridsystems ist maßgeblich von seiner Regelung abhängig. Anhand verschiedener Parameter (Wärmebedarf, Effizienz, CO₂-Emission, Eigenstromnutzung, Energiepreis) wird die optimale Betriebsweise zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung ermittelt. Hybridsysteme sind somit eine Querschnittstechnologie, die die Sektoren Gas, Strom und Wärme verbindet.

Der Einsatz von KWK trägt ebenfalls zur Reduktion der spezifischen CO₂-Emissionen der Energiebereitstellung bei. Bereits heute erfüllen KWK-Systeme die Bedingungen des energiepolitischen Dreiecks hinsichtlich Versorgungssicherheit, Preiswürdigkeit und klimapolitischen Zielen. Dabei sind drei Merkmale von besonderer Bedeutung:

- die hocheffiziente, gekoppelte Bereitstellung von Strom und Wärme,

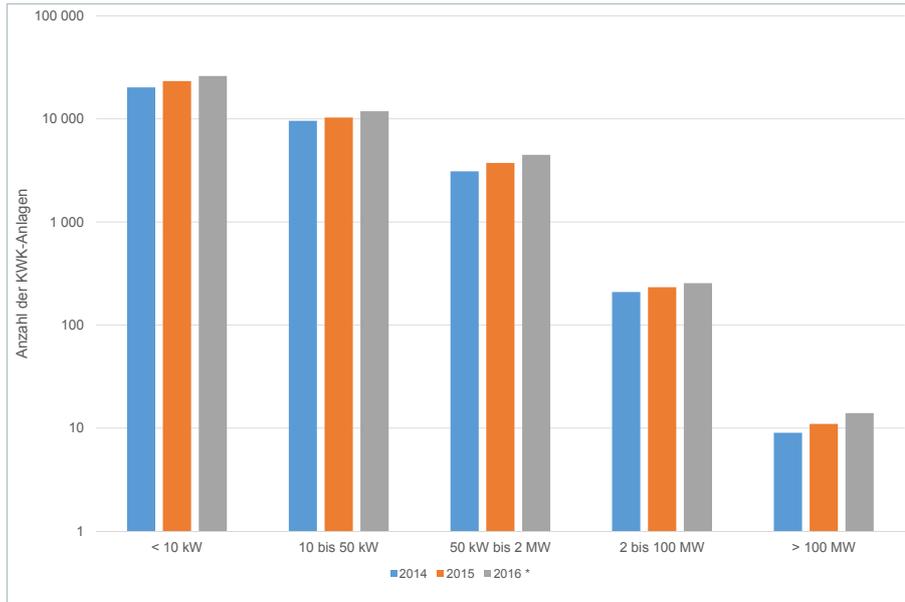


Bild 19 KWK-Bestand nach Leistungsklasse in Deutschland (* der Wert für das Jahr 2016 ist nur eingeschränkt aussagekräftig, da Zulassungsanträge noch bis zum 31. Dezember 2017 eingereicht werden konnten; Stand: 5/2017 [39]).

lung, wobei der Einsatz fossiler Energieträger (Kohle und Mineralöl) rückläufig ist. Gleichzeitig gewinnen Gas sowie Müll und biogene Brennstoff an Bedeutung. Die bereitgestellte Fernwärme wird überwiegend in privaten Haushalten und der Industrie genutzt (**Bild 23**).

Der Industriesektor weist im Rahmen der (Fern-)Wärmeversorgung eine besondere Bedeutung auf, da er nicht nur über Wärmesenken, sondern auch über Wärmequellen verfügt. Durch die externe Nutzung industrieller Abwärme und über die Einspeisung in Wärmenetze kann der Primärenergiebedarf der Fernwärmerversorgung reduziert werden.

Gas in der Industrie

Der Gasbedarf der Industrie ist seit 2014 gestiegen und hatte mit 910 PJ den größten Anteil am Endenergiebedarf im Jahr 2016 (**Bild 24**). Der Endenergiebedarf des Industriesektors ist dabei maßgeblich vom Prozesswärmebedarf (66 %) und vom mechanischen Energiebedarf (23 %) abhängig (**Bild 25**).

Die industrielle Gasanwendung ist sehr vielfältig. Sie reicht von Trocknungsprozessen in der Lebensmittel-, Papier- und Textilindustrie bis hin zu Hochtemperaturprozessen in der Glas-, Keramik- und Metallindustrie. Bei manchen Anwendungen wird die Flamme als Werkzeug unmittelbar zum Aufheizen eines Gutes genutzt. Bei anderen kommt es auf ein einzuhaltendes Temperatur-Zeit-Profil (zum Beispiel Ziegelherstellung) oder eine genau eingestellte Ofenraumatmosfera (etwa reduzierende Atmosphären beim Feuerverzinken) an. In der Chemieindustrie wiederum wird Erdgas nicht nur als Brennstoff, sondern vor allem auch als Rohstoff für chemische Stoffumwandlungsprozesse eingesetzt, etwa in der industriellen Ammoniak- oder Wasserstoffherstellung. Aus diesem Grund ist die Chemieindustrie derzeit der größte Gasverbraucher (**Bild 26**).

Gasmobilität

Die Europäische Union betrachtet die Förderung alternativer Kraftstoffe im Mobilitätssektor als notwendig. Dies reduziert einerseits die Abhängigkeit des Verkehrssektors von Erdölprodukten und trägt andererseits zur Einhaltung der ambitionierten Klimaschutzziele der Euro-

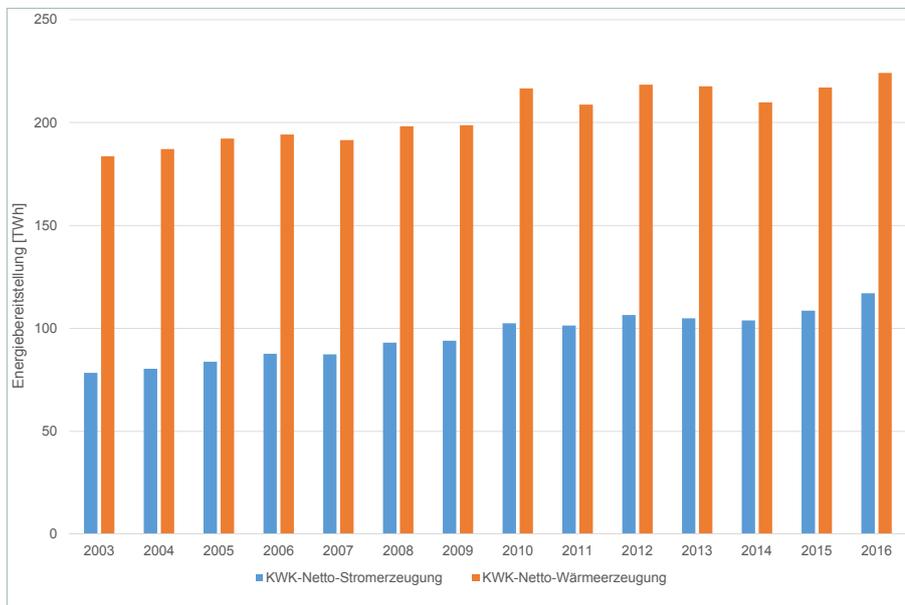


Bild 20 KWK-Energiebereitstellung in Deutschland [39].

- die Erhöhung der Flexibilität der Energiebereitstellung,
- die Substitution von Kohle und Öl durch Energieträger wie zum Beispiel Erdgas, Biogas oder andere CO₂-neutrale Brennstoffe (PtG).

Kurzfristig können etablierte KWK-Systeme sowohl in der Objektversorgung als auch in der Industrie als Maßnahme zur effizienten und umweltfreundlichen Energieversorgung eingesetzt werden. Die Nutzung des Erdgasnetzes als bestehende Versorgungsinfrastruktur ist dabei von besonderer Bedeutung.

KWK-Systeme sind für unterschiedliche Einsatzbereiche verfügbar, die vom Einfamilienhaus über gewerbliche und industrielle Anwendungen bis zum Einsatz in

Wärmenetzen reichen. In den vergangenen Jahren wurde in allen Leistungsklassen ein Zuwachs des Anlagenbestandes verzeichnet (**Bild 19**).

Auch die Energiebereitstellung aus KWK ist seit 2014 gestiegen und betrug 2016 rund 117 TWh Strom und 224 TWh Wärme (**Bild 20**). Aktuell ist Gas mit einem Anteil von knapp 46 % der dominierende Energieträger in der KWK-Energieversorgung. Der Einsatz von Kohle und Mineralöl sinkt hingegen seit 2010 kontinuierlich, zugunsten von Gasen und erneuerbaren Energien (**Bild 21**).

Auch der Brennstoffeinsatz in Heiz- und Fernheizkraftwerken in Deutschland wird mit einem Anteil von knapp 40 % im Jahr 2016 von Gas dominiert (**Bild 22**). Der Primärenergiebedarf entwickelt sich analog zu dem der KWK-Energiebereitstel-

Bild 21 Brennstoffeinsatz zur KWK-Energiebereitstellung in Deutschland [39].

päischen Union bei. Demnach sollen Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 bis 95 % gegenüber 1990 reduziert werden [47]. Das Urteil des Bundesverwaltungsgerichts vom 27. Februar 2018, wonach Fahrverbote für Dieselfahrzeuge nun zulässig sind, könnte dem Absatz alternativ angetriebener Fahrzeuge weiteren Schub verleihen. Die Erdgasmobilität kann dazu einen Beitrag leisten.

Die Voraussetzungen von Erdgas als Kraftstoff für den Personenverkehr und leichte Nutzfahrzeuge in Form von Compressed Natural Gas (CNG) sind in Deutschland vergleichsweise gut. Zum einen steht Erdgas in ausreichenden Mengen zur Verfügung, zum anderen existiert bereits ein flächendeckendes und gut ausgebauten CNG-Tankstellennetz (**Bild 27**). An etwa 880 Standorten können die rund 94 000 Erdgasfahrzeuge, die in Deutschland zum 1. Januar 2017 zugelassenen waren, tanken [49]. Von den 94 000 Erdgasfahrzeugen entfallen 77 187 Fahrzeuge auf den Pkw-Bereich. Dies entspricht einem Fahrzeug-zu-Tankstellenverhältnis von etwa 108:1 [48].

Erdgas als Kraftstoff hat mehrere Vorteile im Vergleich zur Verbrennung von Diesel: Die CO₂-Emissionen reduzieren sich um etwa 25 %, der Ausstoß von Stickoxiden ist 85 % geringer und die Emission von Lärm halbiert sich (**Bild 28**). Zudem entstehen beim Verbrennen von Erdgas nur sehr geringe Mengen an Ruß und Feinstaub.

Der Einsatz aschefreier Schmieröle würde zu einer weiteren Reduktion der Ruß- und Feinstaubemissionen führen. Zudem besteht die Möglichkeit der Herstellung von klimaneutralem CNG oder LNG durch die Produktion von Biomethan mittels Biogasanlagen oder den Einsatz der PtG-Technologie, bei der erneuerbarer Strom mittels Elektrolyse in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten wird. Der auf diese Weise hergestellte CO₂-neutrale Wasserstoff kann entweder direkt in die Erdgasinfrastruktur eingespeist oder in einem zweiten Transformationsschritt durch Zugabe von Kohlenstoffdioxid in synthetisches Methan umgewandelt werden.

Aktuell bieten die Automobilhersteller 21 erdgasbetriebene Pkw-Fahrzeugmodelle zum Kauf an (**Bild 29**). Audi hat 2017 den A4 g-tron und den A5 g-tron im oberen Mittelklassesegment als Erdgasvariante in sein Produktportfolio integriert. Volkswagen hat sein Erdgas-Produktport-

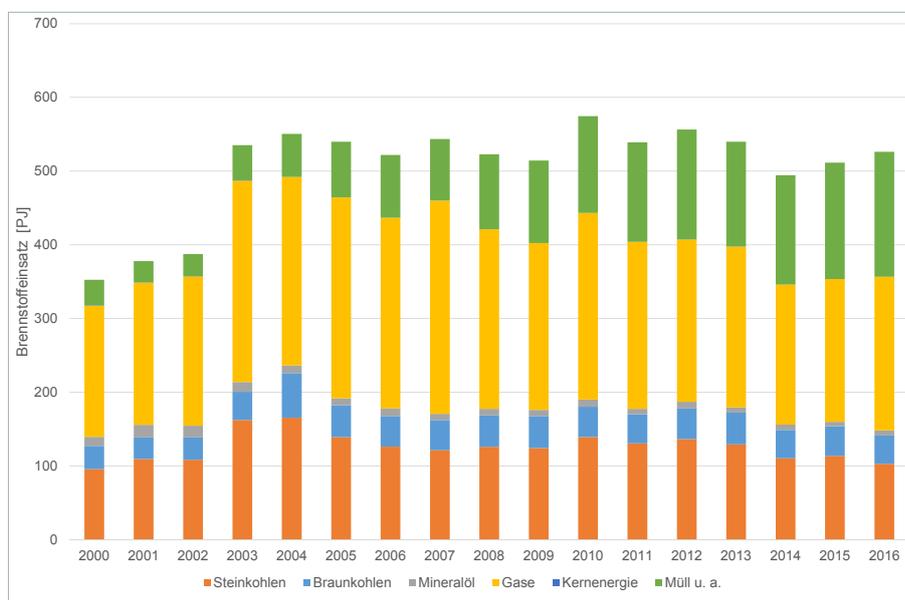
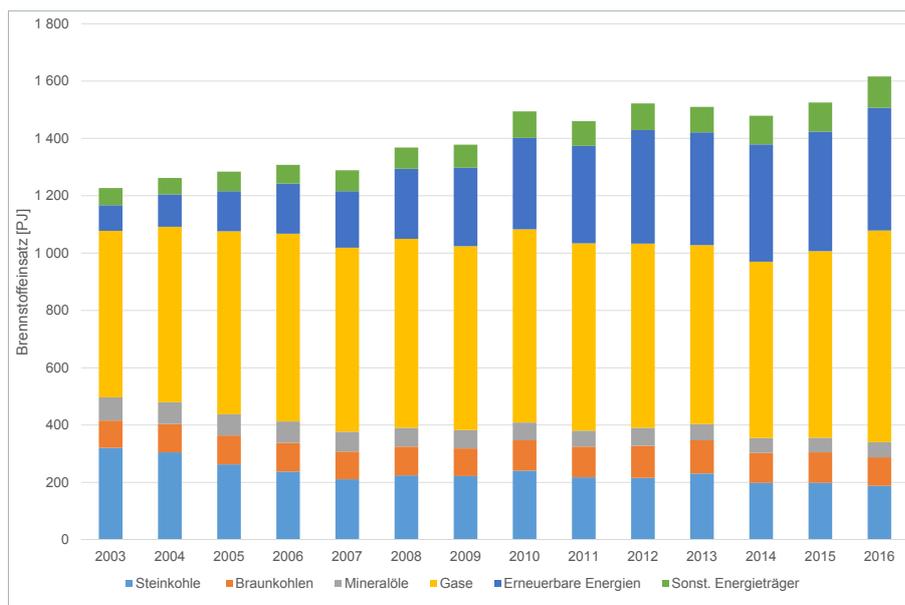


Bild 22 Brennstoffeinsatz in Heiz- und Fernheizkraftwerken in Deutschland [39].

folio 2017 mit dem Polo erweitert. Zusammen mit dem Skoda Citigo und Skoda Octavia sowie dem Seat Mii und dem Seat Leon kann der Pkw-Käufer nun zwischen zwölf Erdgasmodellen des Volkswagen-Konzerns auswählen [51].

Neben der Verwendung von CNG für Personenkraftwagen und leichte Nutzfahrzeuge bietet sich die Verwendung von LNG für schwere Nutzfahrzeuge an. Sein Vorteil ist die deutlich höhere Energiedichte von 21 MJ/l gegenüber 9 MJ/l für CNG (bei einem Druck von 200 bar) [52]. Daher verfügen LNG-Fahrzeuge im Vergleich zu CNG-Fahrzeugen bei identischem Tankvolumen über eine deutlich höhere Reichweite. Allerdings sind bei LNG-Tanks die Anforderungen an eine ausreichende Wärmedämmung zu beach-

ten. Die LNG-Antriebs- und Kraftstofftechnologie ist in einigen Ländern wie China, den USA und den Niederlanden bereits relativ gut etabliert, steckt dagegen im Transitland Deutschland noch in den Kinderschuhen [53].

Bild 30 gibt einen Überblick über das Produktportfolio leichter, mittelschwerer und schwerer Nutzfahrzeuge sowie von Sonderfahrzeugen und Bussen, die entweder mit CNG oder LNG (oder beidem) betrieben werden. Bereits vier Fahrzeughersteller (Iveco, Mercedes-Benz, Scania und Volvo) bieten schwere CNG/LNG-Nutzfahrzeuge (Sattelzugmaschinen mit Auflieger und einem Gesamtgewicht über 12 t) an. Die stärksten Gasmotoren auf dem europäischen Markt verfügen derzeit über Leistungen von bis zu 460 PS bei

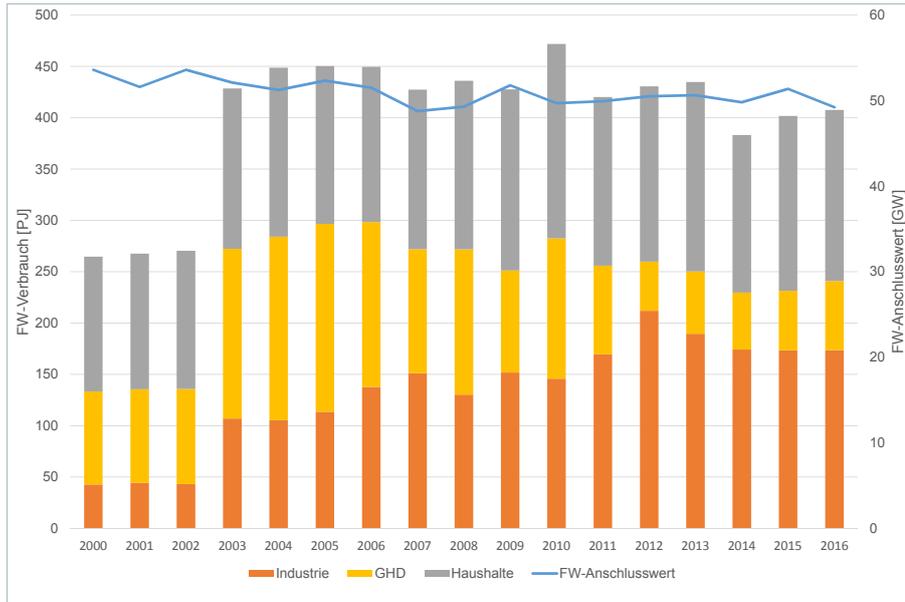


Bild 23 Aufkommen und Verwendung von Fernwärme in Deutschland [39].

gleichzeitig möglichst niedrigen Anpassungsbedarf der Fahrzeugtechnik für die Automobilhersteller.

Für eine flächendeckende Markteinführung der LNG-Mobilität bedarf es einer zeitgleichen Bereitstellung leistungsstarker LNG-Nutzfahrzeuge und einer ausreichenden LNG-Tankstelleninfrastruktur. Mit Volvo, Iveco, Scania und Mercedes-Benz bringen namhafte Nutzfahrzeughersteller vermehrt leistungsstarke Fahrzeugmodelle auf den Markt. Ende 2017 waren jedoch – bis auf mehrere mobile Einheiten – keine fest installierten LNG-Tankstellen in Deutschland in Betrieb, sodass besonders in diesem Bereich noch Optimierungsbedarf besteht.

Der Energieimpuls des DVGW

Die Energiewende ist eines der wichtigsten Projekte unserer Zeit. Dabei ist es von zentraler Bedeutung, dass der gesellschaftliche Konsens zum Klimaschutz erhalten bleibt. Dazu müssen die vorhandenen Ressourcen effizient eingesetzt werden und die Gesamtkosten bezahlbar bleiben. Indem die vorhandenen Gasinfrastrukturen konsequent genutzt und weiterentwickelt werden, lassen sich die Ziele der Energiewende kurz-, mittel- und langfristig zu sozial verträglichen Kosten erreichen. Gas und Gasinfrastrukturen können damit einen wichtigen Beitrag zur gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiewende leisten.

Motivation

Der Anteil Deutschlands an den weltweiten CO₂-Emissionen liegt derzeit bei 2,56 %. Auch wenn dieser Anteil für den globalen Klimaschutz nebensächlich erscheinen mag, sollten die nationalen Reduktionsziele eingehalten werden. Denn jedes Land hat zur globalen Erreichung des international angestrebten 2-Grad-Ziels ein CO₂-Budget einzuhalten. Aktuelle Versäumnisse müssten durch noch größere, spätere Einsparungen kompensiert werden. Außerdem besitzt Deutschland als eine der führenden Industrienationen eine internationale Vorbildfunktion, wenn es darum geht, Klimaschutzpolitik zu einem ökonomischen und gesellschaftlichen Erfolgsmodell zu machen.

Effektive Klimaschutzmaßnahmen müssen daher eine hohe Priorität genießen. Spezifische CO₂-Vermeidungskosten bereits etablierter Technologien und die Nutzung bestehender Infrastrukturen

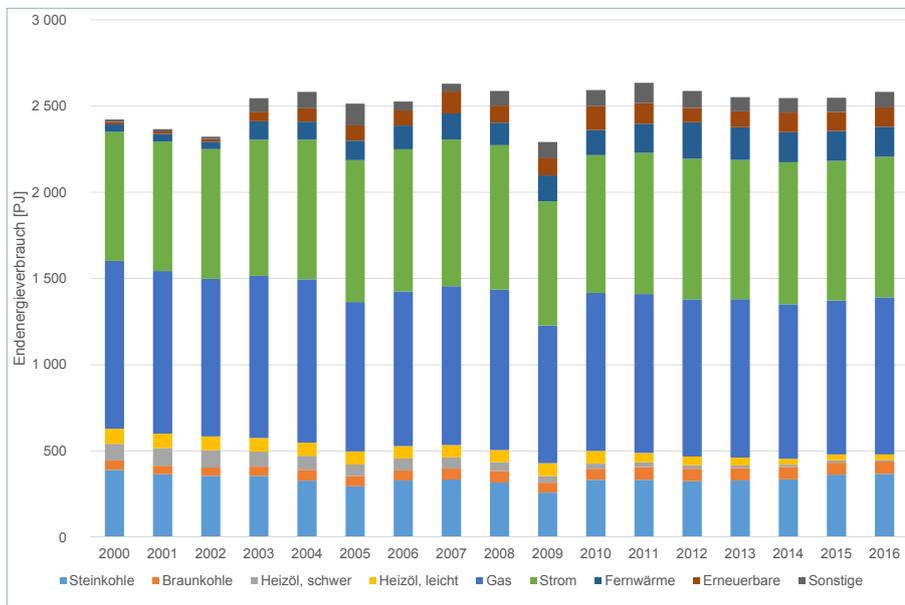


Bild 24 Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern [39].

Drehmomenten von bis zu 2 300 Nm. Busse, zumeist Linienbusse, werden indes von acht Herstellern angeboten. In 2017 waren insgesamt 1 283 Erdgasbusse auf deutschen Straßen unterwegs.

Trotz der vielfältigen Produktpalette beläuft sich der Marktanteil von Erdgasfahrzeugen in Deutschland auf derzeit nur 0,4 %. Im Jahr 2017 wurden nach Erhebungen des Kraftfahrtbundesamtes insgesamt 3 749 Erdgasfahrzeuge zugelassen [54]. Im ersten Halbjahr waren die Neuzulassungen von Erdgasfahrzeugen eher rückläufig. Zum Jahresende lag die Nachfrage aber deutlich über dem Niveau in 2016 (**Bild 31**). Ob nach dem Urteil des Bundesverwaltungsgerichts zu Fahrver-

boten von Dieselfahrzeugen eine Kehrtwende bei Erdgasfahrzeugen eingeläutet wurde, bleibt dagegen abzuwarten.

Für die perspektivische Entwicklung der Gasmobilität stellt insbesondere der Anspruch der Gasbranche, deutlich mehr als 2 Vol.-% Wasserstoff in das Erdgasnetz einzuspeisen, eine Herausforderung dar. Derzeit ist in der deutschen öffentlichen Gasversorgung ein Wasserstoffanteil nur im einstelligen Prozentbereich zulässig [55]. Für Fahrzeuge mit Stahltanks darf diese Grenze laut UN ECE R 110 nicht überschritten werden [56]. Die Automobilhersteller stücken allerdings nahezu alle ihre Modelle mit dieser Art Tanks aus. Der DVGW entwickelt in Kooperation mit der Automobilindustrie Konzepte zur Gewährleistung eines zunehmenden Wasserstoffanteils im Erdgasnetz bei einem

Bild 25 Endenergieverbrauch der Industrie im Jahr 2016 nach Anwendungen [39].

sollten wesentlich stärker berücksichtigt werden als bisher.

Bei einem kritischen Blick auf das bisher Erreichte ergeben sich folgende Fakten:

- Die Energiewende hat sich bis dato primär auf die Stromerzeugung fokussiert.
- Trotz massiver Fördermaßnahme stammen erst 30 % unseres Stroms aus erneuerbaren Energiequellen.

■ Aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien hat Deutschland die höchsten Strompreise im europäischen Quervergleich.

■ Der Eingriff in die Natur von Solar- und Windstromanlagen lässt die gesellschaftliche Akzeptanz teilweise schwinden.

■ Bei gleichzeitigem Einsatz von Kohle zur Stromerzeugung und nur gering ausgelasteten Erdgaskraftwerken sinken die CO₂-Emissionen in Deutschland kaum.

■ Für die Sektoren Wärme und Verkehr gibt es zwar Emissionsminderungsziele, jedoch ohne dass die Umsetzungspfade im Detail ausgestaltet – geschweige denn validiert – wären.

■ Die bisherige Energie- und Klimapolitik führt zu einer jährlichen Gesamtbelastung von rund 30 Mrd. €, die der Bundesbürger zu tragen hat.

Einsatz und Erfolg scheinen in keinem ausgewogenen Verhältnis mehr zu stehen. Der Weg hin zu einer 80- oder 90-prozentigen Treibhausgasneutralität ist finanziell überaus steinig. Bemerkenswert ist auch, dass es anderen Ländern in den letzten Jahren gelungen ist, ihre Emissionen zum Beispiel durch den Ausbau der Erdgasversorgung und eine Verdrängung der Kohle aus der Stromerzeugung herabzusetzen.

Es bedarf daher einer Neujustierung und entsprechender Kurskorrekturen. Die deutsche Energiewende muss als Projekt verstanden werden, das alle Sektoren abdeckt und technologieoffen die effizienteste CO₂-Vermeidungsstrategie verfolgt.

Der Energie-Impuls als Antwort des DVGW

Der DVGW hat hierzu eine systematische Vorgehensweise entwickelt und in seinem „Energie-Impuls“ im Mai 2017 veröffentlicht [57; 58]. Gasen und den Gasinfrastrukturen kommen demnach eine zentrale Rolle zu.

Gase können unter Nutzung der flächendeckend ausgebauten Gasinfrastrukturen ein zentrales Medium und der Energieträger der Sektorenkopplung sein. Ihre

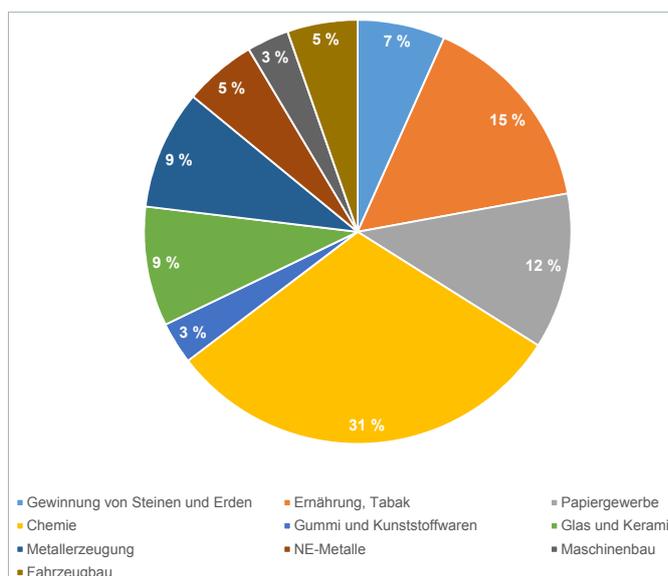
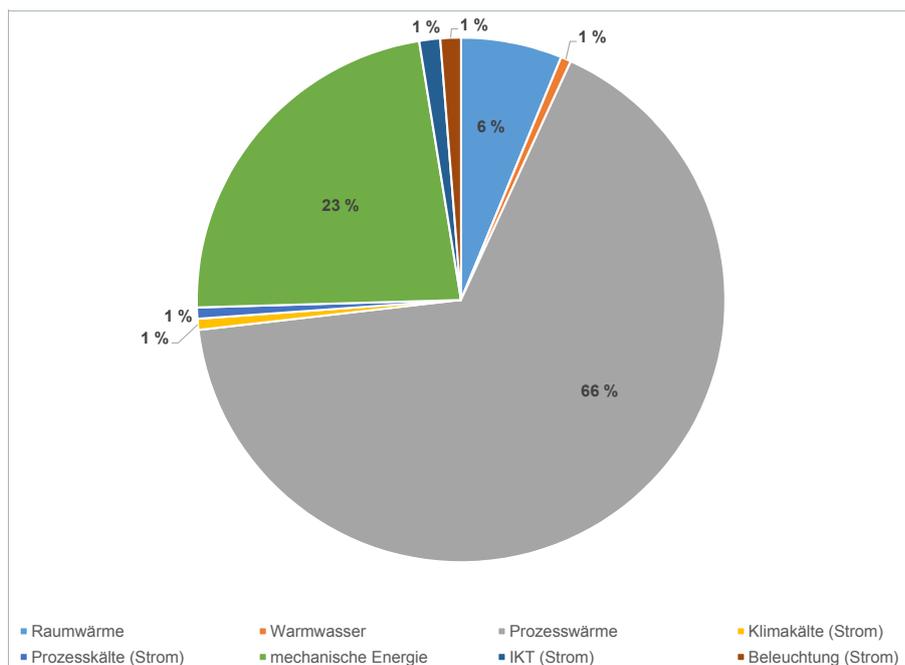


Bild 26 Endenergieverbrauch von Gas der Industrie im Jahr 2016 nach Branchen [39].

906 Mio. t eingespart werden; das entspricht 108,7 Mio. t CO₂. Durch den weiteren Ausbau von Sonnen- und Windenergie und den konsequenten, sofortigen Fuel-Switch können somit 20 Jahre Klimaschutz gewonnen werden. Das Tempo der THG-Reduktion könnte

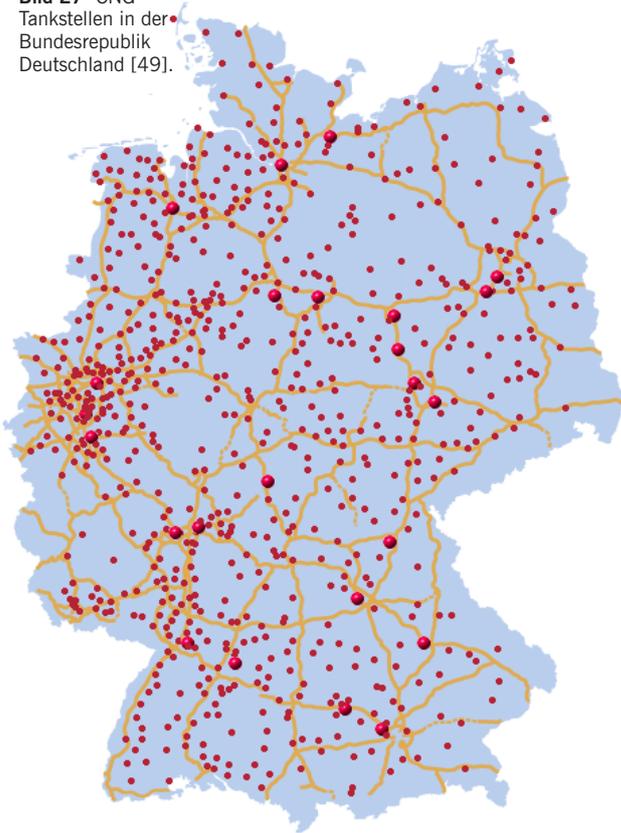
verstärkte Nutzung könnte Treibhausgasemissionen im Strom-, Wärme- und Mobilitätssektor erheblich reduzieren, ohne dass dafür in Infrastrukturen oder Anlagen investiert werden müsste. Mit einem kurzfristigen Fuel-Switch, also der Ablösung von Kohle und Erdöl durch die verstärkte Nutzung von Erdgas, könnten die Klimaschutzziele für 2030 erreicht werden. Der parallele Ausbau der erneuerbaren Energien wiederum begrenzt die Kosten des Transformationsprozesses und stärkt die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende.

Durch einen kompletten Wechsel von Braunkohle zu Erdgas könnten in Deutschland innerhalb kürzester Zeit 12 % der gesamten Treibhausgas (THG)-Emissionen aller Sektoren in Höhe von

deutlich ansteigen. Deutschland würde seinen Rückstand auf dem THG-Reduktionpfad wieder aufholen. Mit dem parallel beginnenden Content-Switch, also der kontinuierlichen Erhöhung des Anteils grüner Gase, werden die Energieträger zunehmend klimaneutral – und mit ihnen die Sektoren, in denen Gase genutzt werden.

Der Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung sieht vor, in den kommenden Jahrzehnten immer mehr Erdgas durch grüne Gase (wie zum Beispiel Biomethan) zu ersetzen. Hierfür sollten Technologien wie PtG zeitnah in den Energiemarkt und das Energiesystem integriert werden. Wichtige Kosteneffizienz- und Klimaschutzpotenziale können so gesteigert werden.

Bild 27 CNG-Tankstellen in der Bundesrepublik Deutschland [49].



Voraussetzung dafür ist, dass ein diskriminierungsfreies „level playing field“ der Flexibilisierungsoptionen im Energiesystem geschaffen wird. Denn Energiewende erfolgreich zu organisieren, heißt auch, Flexibilitäten sektorenübergreifend marktwirtschaftlich zu bewirtschaften – eine zentrale Anforderung an ein reformiertes Energiemarktsystem. Heute werden große Mengen erneuerbaren Stroms infolge der Abregelung von Windkraftanlagen nicht genutzt, jedoch vergütet. Gleichzeitig sind noch Millionen Fahrzeuge mit umweltschädlichem Diesel auf deutschen Straßen unterwegs und viele Wohnungen werden nach wie vor

Bild 29 Darstellung des vorhandenen erdgasbetriebenen Pkw-Fahrzeugportfolios [51].

Hersteller	VW	Mercedes-Benz	Opel	Audi	Skoda	Fiat	Seat
Mini	Up				Citigo	Panda	Mii
Kleinwagenklasse	Polo					Punto, 500L	
Kompaktkwagenklasse	Golf	B-Klasse	Astra	A3			Leon
Kastenwagen	Caddy, Caddy Maxi		Combo			Qubo	
Van/Minivan			Zafira			Doblo	
(Obere) Mittelklasse				A4, A5	Octavia		
Oberklasse							

■ Auf dem Markt verfügbar ■ Kein Erdgasfahrzeug verfügbar

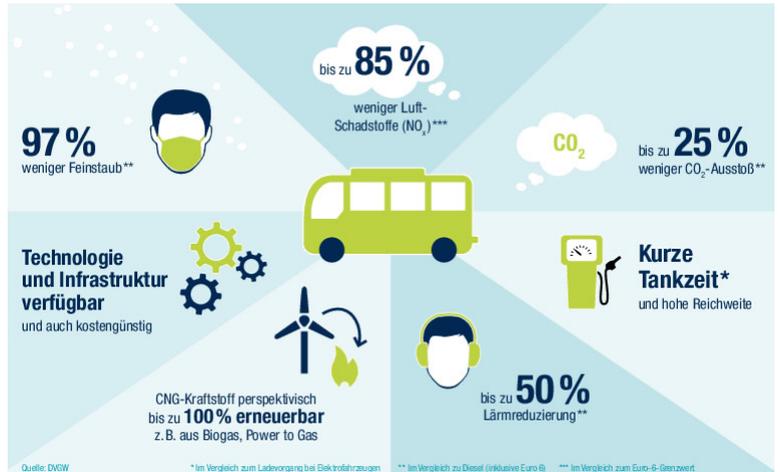


Bild 28 Emissionsreduktionspotenzial von erdgasbetriebenen Fahrzeugen im Vergleich zu dieselbetriebenen Fahrzeugen [50].

mit Erdöl geheizt. Dies ist Ausdruck dafür, dass die Energie- und Klimaschutzpolitik in Deutschland von Grund auf neu bedacht und bewertet werden muss.

Die erheblichen Investitionen in den Ausbau der erneuerbaren Energien bringen eine höhere volkswirtschaftliche Rendite, wenn die EEG-Förderung seit 2000 auch als Technologieförderung verstanden wird. Und zwar als eine Technologieförderung, deren Ziel es war und ist, die Erzeugungskosten von erneuerbarem Strom sukzessive zu senken. Nachdem der Ausbau des Stromnetzes auch längerfristig nicht mit dem Ausbau der EE-Erzeugungsanlagen Schritt halten wird, ist es umso sinnvoller, Überschüsse erneuerbaren Stroms durch die Umwandlung in Gase für andere Sektoren nutzbar zu machen.

Eine intelligente intersektorale Verknüpfung der bestehenden Infrastrukturen – der Modal-Switch – ist das dritte Element einer neuen Energiewende- und Kli-

maschutz-Trias; ein Innovationsschritt, der Investitionen in zahlreichen neuen Geschäftsmodellen anreizen würde. Zugleich könnten Technologieentwicklung, Sektorenkopplung und Klimaschutz ökonomisch erfolgreich und exportfähig zusammengeführt werden. Ein Beispiel: Energy Brainpool hat im Auftrag von Greenpeace Energy im März 2017 errechnet, dass der Betrieb von PtG-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 2 000 MW 96 % der abgeregelten Menge erneuerbaren Stroms in Deutschland aufnehmen und damit zur Dekarbonisierung von Wärme- und Mobilitätssektor in signifikantem Umfang beitragen könnte. Damit würden jährlich volkswirtschaftliche Kosten von mindestens 515 Mio. € eingespart [59]. Gleichzeitig würde dadurch die Exportfähigkeit der in Deutschland zur Marktreife entwickelten PtG-Technologie erheblich gesteigert, Arbeitsplätze geschaffen und weitere marktgetriebene Investitionen ausgelöst. Dies ist ein Musterbeispiel dafür, wie Klimaschutzinnovationen Wirtschaftswachstum und Exportpotenziale auslösen, wenn ein geeigneter Rahmen für die ökonomischen Impulse geschaffen wird, die die Treibhausgasneutralität in den Sektoren vorantreiben.

Im DVGW-Energie-Impuls findet man eine klare Ausdifferenzierung dieses systematischen Dreiklangs aus Fuel-, Content- und Modal-Switch auf alle drei Energiesektoren (Bild 32).

Kosten und die Finanzierung der Umsetzung des Energie-Impulses

Die Kosten dieser Strategie lassen sich wie folgt abschätzen, wenngleich laufende Studien die Angaben noch konkretisieren:

Bild 30 Darstellung des vorhandenen CNG/ LNG-Fahrzeugportfolios für Nutzfahrzeuge [51].

Fuel-Switch

Im Stromsektor: Nach derzeitigem Stand der Brennstoffpreise führt der Fuel-Switch im Stromsektor zu Mehrkosten, die sich alleine aus der Differenz der Preise von Kohle zu Gas ergeben. Allein durch den Ersatz von Braunkohle durch Erdgas, lassen sich über 108 Mio. t CO₂ einsparen. Die dafür erforderlichen 22 GW Erzeugungskapazitäten stehen als Gaskraftwerke bereit.

Im Wärmesektor: Die in den DVGW-Studien ausgewiesene Einsparung von 30 Mio. t CO₂ ergibt sich ohne dafür aufzubauende Fördermaßnahmen aus der alleinigen Reinvestition der Altanlagen und dem Wechsel von Öl auf Gas.

Im Verkehrssektor: Mehr Erdgas als Treibstoff im Verkehrssektor ist bereits in der Mobilitätsstrategie der Bundesregierung verankert [60]. Deutschland verfügt mittlerweile über eine gute Betankungsstruktur mit nahezu 900 Erdgastankstellen. Der entscheidende Schritt zu mehr Gasmobilität müssen die Gemeinden und Kommunen sowie die Privatkunden gehen. Dabei dürfte die aktuelle Debatte um die Luftreinhaltung und Feinstaubvermeidung in Ballungszentren dieser CO₂-armen Mobilität deutlichen Auftrieb verleihen. Generell ist Gasmobilität nicht teurer als benzin- oder dieselbasierte Technik. Spezifische CO₂-Vermeidungskosten fallen daher unangefochten niedriger aus.

Content-Switch

In den Verbrauchssektoren Strom, Wärme und Verkehr basiert der Content-Switch auf dem sukzessiven Austausch des Erdgases durch grüne Gase. Dies sind Biogas (Biomethan), synthetische Kohlenwasserstoffe oder Wasserstoff. Unter den gegenwärtigen Marktbedingungen ist Biogas etwa dreimal so teuer wie Erdgas. Für die anderen Gase (zum Beispiel Wasserstoff aus PtG) kann dieser Wert bei hinreichendem Markthochlauf und Kostendegression als „Zielmarke“ betrachtet werden. Aus solchen Überlegungen lässt sich eine Korrelation zwischen Nutzen (CO₂-Reduktion) und relativem Anteil dieser grünen Gase im Erdgas ableiten.

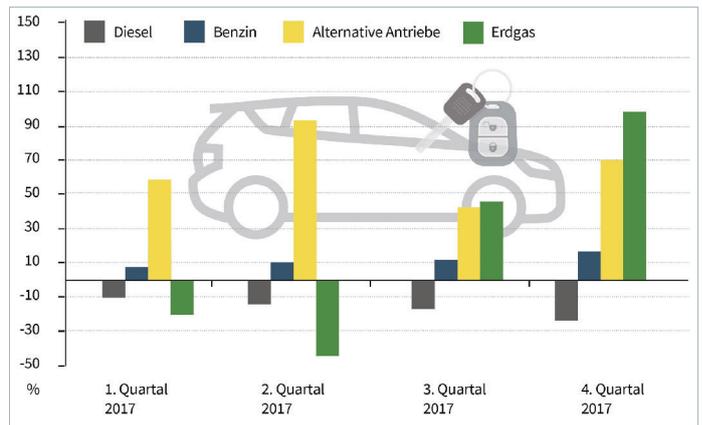
Modal-Switch

Im Stromsektor führt der Modal-Switch zu erheblichen Systemeinsparungen. Dies belegen verschiedene Untersuchungen [61 bis 63]. Demnach ist das Einsparungs-

Hersteller Segment	Leichte und mittel-schwere Nutzfahrzeuge	Schwere Nutzfahrzeuge		Sonderfahrzeuge	Busse
Fiat	Doblo, Ducato, Fiorino				
Iveco	Daily (bis 7,0 t), Eurocargo (bis 16,0 t)	Eurocargo	Stralis	Stralis (als Abfallsammelfahrzeug)	Crosway, Urbanway
MAN					Lion's City
Mercedes-Benz	Sprinter	Econic		Econic (als Abfallsammelfahrzeug)	Citaro
Opel	Combo				
Renault				D-Wide	
Scania		P280, P340			Interlink LD, Citywide LE/LF
Solaris					Urbino 12/15/18
Solbus					Solcity
Vectia					Veris
Van Hool					A330, A360
Volkswagen	Load Up!, Caddy, Caddy Maxi				
Volvo		FH	FM	FE	

■ CNG
 ■ CNG/LNG
 ■ LNG

Bild 31 Entwicklung der Neuzulassungen von Fahrzeugen (Pkw) mit Diesel, Benzin, alternativen Antrieben und Erdgas, jeweils bezogen auf das Vorjahresquartal (Quelle: KBA, 2017 [51]).



potenzial ab 2030 signifikant und steigt im Zieljahr 2050 auf 12 bis 18 Mrd. € (Bild 33). Der Grund: Bei zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien steigt der Speicherbedarf weiter an. Um also die Fluktuationen in der Stromerzeugung aus Erneuerbaren handhaben zu können, bedarf es einer technischen Lösung. Die Gaswirtschaft kann diese in Form von PtG-Anlagen am kostengünstigsten bereitstellen.

Im Wärmesektor ist der Modal-Switch als ein verstärkter Einsatz von Hybridtechnologien zu verstehen. Zu diesen Technologien gehören beispielsweise stromerzeugende Heizungen, motorische KWK-Einheiten und Brennstoffzellen. Die gleichzeitige Erzeugung von Wärme und Strom am Verbrauchsort ist eine der kostengünstigsten Effizienzmaßnahmen. Gerade im



Bild 32 Die Ausprägung der drei Schritte Fuel-, Content- und Modal-Switch in den drei Sektoren.

Wohnungsbestand ist der Kesseltausch und der Einbau neuester Hybrid-Heizungssysteme auf Erdgas- und Biogasbasis einer Gebäudedämmung überlegen.

Im Verkehrssektor ist der Modal-Switch ein Synonym für den Einsatz synthetischer Gase. Mit ihnen und/oder in Kombination mit dem fossilen Kraftstoff lässt sich faktisch jede gewünschte Emissions-

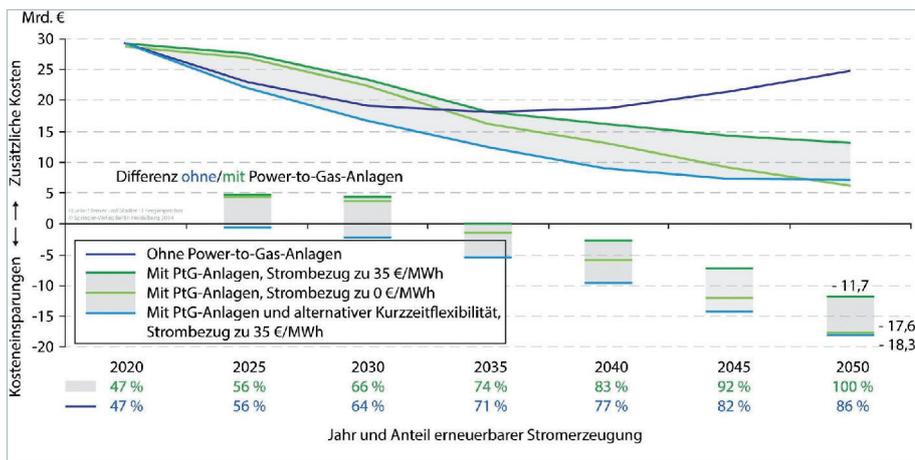


Bild 33 Kosteneinsparung der Stromversorgung mit Power-to-Gas (PtG)-Anlagen für den Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Energien im Vergleich zu einem Stromversorgungssystem ohne PtG, das seine Flexibilität ausschließlich mittels Erdgas aus konventionellen Gaskraftwerken bezieht [61].

Elektrolyse- und Methanisierungsverfahren, die Demonstration der gesamten Prozesskette von der Erzeugung bis zur Einspeisung, die Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz sowie die Verteilung und Nutzung von reinem Wasserstoff in Teilnetzen [64 bis 70]. Außerdem wird die Rolle von PtG als wichtiges Element der Sektorkopplung zwischen Strom- und Gasversorgung untersucht [71 bis 73].

Insgesamt befinden sich derzeit in Deutschland rund 20 Anlagen in Planung, Bau oder Betrieb. Die derzeit größte PtG-Anlage wird seit Juni 2013 von Audi im eGas-Projekt in Werlte betrieben (6 MW). Der erzeugte Wasserstoff wird in einer katalytischen Methanisierung gemeinsam mit Kohlenstoffdioxid aus einer nahegelegenen Biogasaufbereitungsanlage zu Methan umgewandelt und in das Gasnetz eingespeist [74].

Auch zur biologischen Methanisierung gibt es Pilot- und Demonstrationsanlagen von verschiedenen Industrie- und Forschungspartnern [75; 76]. Auch auf europäischer Ebene gibt es inzwischen weitere PtG-Projekte, bei denen Pilot- und Demonstrationsanlagen gebaut werden. Im Rahmen des Demonstrationsprojekts Store&Go sollen drei PtG-Anlagen an unterschiedlichen Standorten in Europa um innovative Methanisierungstechnologien erweitert werden [77]. Dieses Projekt berücksichtigt auch umfangreiche Begleitforschung zu ökonomischen, ökologischen, rechtlichen und gesellschaftlichen Aspekten.

Das Thema Sektor(en)kopplung ist inzwischen Gegenstand zahlreicher Untersuchungen und auch in der politischen Diskussion angekommen. Allerdings geht das Verständnis von Sektorenkopplung sehr weit auseinander. In vielen Studien und Projekten wird unter Sektorenkopplung überwiegend die direkte Nutzung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen in den Sektoren Wärme, Strom, Industrie und Mobilität verstanden: Ziel ist es, den volatil anfallenden Strom aus erneuerbaren Energiequellen möglichst vollständig in den genannten Sektoren einzusetzen.

Der Ansatz der „all electric world“ hat den Vorteil, dass die theoretisch notwen-

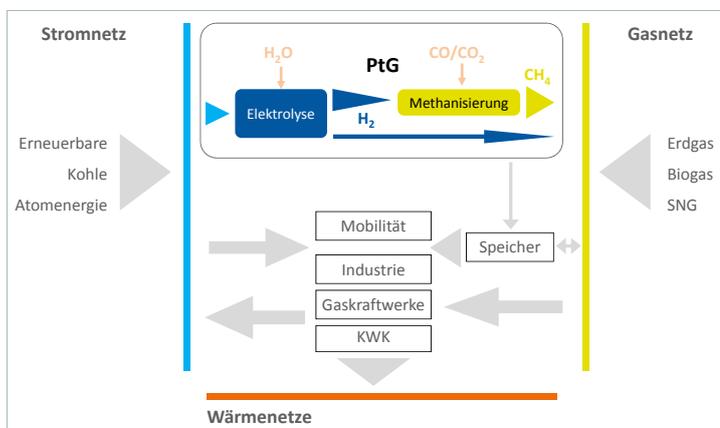


Bild 34 Power-to-Gas (PtG) im zukünftigen Energiesystem (Quelle: DVGW e. V.).

reduktion „einstellen“. Es ist bekannt, dass es in vielen Anwendungen – zum Beispiel im Flugverkehr – auf lange Sicht keine technische Alternative geben wird, um hier Emissionsminderungen umzusetzen. Elektrische Antriebe scheitern hier an den Anforderungen an geringes Gewicht und hohe Reichweiten sowie kurzfristige hohe Energiedichten.

Fazit zum Energie-Impuls

Die Notwendigkeit der Energiewende ist unumstritten. Dennoch sollten alternative Technologiepfade hinsichtlich ihrer spezifischen CO₂-Vermeidungskosten transparent und ideologiefrei bewertet werden – gerade vor dem Hintergrund bereits kumulierter Kosten und der Prognoseunsicherheit zukünftiger Lasten. Der DVGW hat die Arbeit an einer solchen Gegenüberstellung begonnen und gelangt dabei zu der Erkenntnis, dass Gase und die Gasinfrastruktur dabei eine Schlüsselrolle einnehmen. Kurzum: Mit der im Energie-Impuls skizzierten Klimastrategie aus Fuel-, Content- und Modal-Switch hat der DVGW effektive und gleichzeitig kostengünstigste Wege aufgezeichnet, um

das CO₂-Budget einzuhalten und die nationalen Klimaziele zu erreichen.

Power-to-Gas – quo vadis?

PtG kann mittel- und langfristig einen wichtigen Beitrag zum Gelingen der Energiewende leisten (Bild 34). Große Mengen an elektrischer Energie können so gespeichert und mithilfe der bestehenden Erdgasinfrastruktur transportiert werden. Über PtG-Prozesse kann zudem regenerativer Kraftstoff (Wasserstoff, Methan, Power-to-Liquid) erzeugt werden, zum Beispiel für den Wärmemarkt oder die Industrie. Weiterhin kann PtG auf Verteilnetzebene als Flexibilitätselement für die Stromversorgung dienen und zusammen mit anderen Optionen wie PtH, Demand Side Management und stromgeführten KWK-Anlagen eingesetzt werden.

In den letzten Jahren wurden umfangreiche Forschungs- und Entwicklungsarbeiten in allen genannten Bereichen durchgeführt und erste Praxiserfahrungen an mehreren Demonstrationsanlagen gesammelt. Gegenstand der Untersuchungen sind folgende Schwerpunkte: die Neu- und Weiterentwicklung von

digen Erzeugungsleistungen und Energiemengen durch die direkte Stromnutzung deutlich niedriger als bei anderen Konzepten liegen [78 bis 81]. Um die Volatilität auszugleichen, werden smarte Anwendungen eingesetzt, die in einem vollständig verteilten Energiesystem miteinander kommunizieren und die Bedarfslast minimieren. Hierfür wird ein Stromnetz benötigt, das entsprechend einer „Kupferplatte“ ausgebaut ist und für Zeiten ohne ausreichende regenerative Stromerzeugung Stromspeicher, Import oder Reservekraftwerke benötigt. Dieses Konzept weist jedoch große Unsicherheiten und Risiken hinsichtlich technischer und organisatorischer Umsetzbarkeit, Finanzierbarkeit und Versorgungssicherheit auf. Deshalb etabliert sich zunehmend ein Ansatz, bei dem auch die bestehende Erdgasinfrastruktur als notwendige Ergänzung zu den Stromnetzen im Zuge der Energiewende gesehen wird. Neben Stromanwendungen spielen auch PtG und chemische Energieträger eine wichtige Rolle [82 bis 87].

Wie sich PtG in Deutschland weiterentwickelt, hängt entscheidend von den politischen Rahmenbedingungen ab, sowohl für die Technologie selbst als auch für die Anwendungen, die zukünftig mit chemischen Energieträgern betrieben werden.

Zusammenfassung, laufende Forschung und Ausblick

Erdgas konnte in 2017 mit einem Anteil von 23,7 % am Primärenergieverbrauch seine Position in der Energieversorgung Deutschlands festigen und sogar leicht ausbauen. Zentrale Treiber waren zum einen der verstärkte Einsatz in Kraftwerken, aber auch witterungsbedingt der klassische Wärmemarkt. In der Industrie hat sich der Einsatz von Erdgas trotz Effizienzgewinnen in den Prozessen leicht erhöht. Eine ähnliche Entwicklung zeigte sich in der KWK. Bei der Nutzung von Erdgas in der Mobilität zeigte sich mit rund 94 000 Fahrzeugen, die an 880 Tankstellen betankt werden können, ein leicht rückläufiger Trend.

Die Gasinfrastruktur wurde insbesondere auf der Hochdruckseite weiterentwickelt, etwa im Südwesten Deutschlands, aber auch im Norden und Osten in Bezug auf die Anbindung der „Nord Stream“-Pipeline an die bestehenden Netze. Die Anzahl der Biomethananlagen, die Biogas in das Netz einspeisen, hat sich auf

210 erhöht. Trotzdem wird die weit überwiegende Menge des erzeugten Biogases in Deutschland weiterhin verstromt.

Mit dem Energieimpuls hat der DVGW eine Strategie für das Gas und die Nutzung der Gasinfrastrukturen in unserem zukünftigen Energiesystem entwickelt. Teil der Strategie ist der vermehrte Einsatz von Erdgas anstatt kohlenstoffreicher Energieträger, insbesondere Braunkohle. Ebenso soll der Anteil erneuerbarer Gase im System sukzessive erhöht werden sowie die Strom- und Gasinfrastrukturen in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr verknüpft werden. In Studien wurden die Kosteneinsparungen eines aus Strom und Gas gekoppelten Energiesystems behandelt. So zum Beispiel hat eine von DVGW und BDEW in Auftrag gegebene Untersuchung Kostenreduktionen von 12 bis 18 Mrd. € jährlich gegenüber eines All-Electric-Szenarios ergeben. Ähnliche Tendenzen zeigten auch andere Studien. Diese Arbeiten werden derzeit weitergeführt.

Forschungs- und Entwicklungsarbeiten in der Gaswirtschaft konzentrieren sich aktuell auf folgende Themen: Systemanalyse und Energiesystemmodellierung, Erzeugung von EE-Gasen, PtG, Verknüpfung von Strom- und Gasnetzen, Effiziente Anwendungstechnologien und die Mobilität. Technologische Arbeiten werden zunehmend mit sozioökonomischen Inhalten, Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen und der Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens (zum Beispiel [88]) verknüpft. Der Aufbau von Demonstrationsprojekten und Reallaboren unterstützt beziehungsweise führt diese umsetzungsrelevanten Arbeiten weiter.

Gegenstand von laufenden Forschungen sind unter anderem:

- systemische und wirtschaftliche Vorteile eines aus Strom und Gas gekoppelten Energiesystems,
- PtG (Technologie, Kosten, Einsatz, Ordnungsrahmen),
- Potenziale von EE-Gasen einschließlich neuer Optionen für Biogas,
- Einsatz von Wasserstoff in der Erdgasinfrastruktur und in den Anwendungstechnologien,
- Zelluläre Energieversorgung auf Basis von Strom und Gas einschließlich gemeinsamer Automatisierungstechnologien / Digitalisierung,
- Brennstoffzellen / KWK, stromoptimierte und systemgerechte Fahrweise,
- Einsatz von LNG in der Mobilität, ins-

besondere im Transportsektor, zu Lande und im maritimen Sektor,

■ Weiterentwicklung der CNG-Technologie (Einsatz von strombasierten Kraftstoffen, Motorenentwicklung).

Verschiedene nationale und europäische Forschungsprojekte und Förderprogramme haben innovative Gastechnologien adressiert [77; 89 bis 92]. So zum Beispiel wird im EU-Leuchtturmprojekt Store&Go [77] die Integration von erneuerbarer Energie in das europäische Gasnetz erforscht und demonstriert. An drei Standorten in Deutschland, Italien und der Schweiz werden Technologien zur Methanisierung von Wasserstoff aus PtG-Anlagen untersucht und deren Integration in die bestehenden Infrastrukturen erprobt. Dabei kommt eine breite Anwendung von Technologien zum Einsatz: von der katalytischen Methanerzeugung über biologische Verfahren bis hin zu Air-Capture-Verfahren aus Luft. Die Forschungen laufen noch bis 2020. Im „Hypos“-Projekt [91] werden in der Region Leipzig-Halle-Bitterfeld bestehende Erdgasinfrastrukturen für die Nutzung von Wasserstoff fit gemacht. Dabei werden Kavernenspeicher, Transportleitungen und Verteilnetze betrachtet. Das Kopernikus-Programm des BMBF adressiert Elektrolyse- und Katalysatorforschungen zur Verbesserung der PtX-Technologie sowie zukünftige Energienetze. Im Projekt „Helmeth“ [92] konnten Wirkungsgradverbesserungen bei der Hochtemperaturelektrolyse um rund 20 Prozentpunkte gezeigt werden. Diese Forschungen werden weitergeführt.

Die Gaswirtschaft wird den eingeschlagenen Weg zur Stärkung des Gases und der Infrastrukturen als wesentlicher Bestandteil in einem zukünftigen Energiesystem fortsetzen. Dazu zählt die Substitution kohlenstoffreicher Energieträger durch Erdgas sowie der Ausbau der Produktion und Nutzung von erneuerbaren oder „grünen“ Gasen. Weiterhin wird eine echte Sektorenkopplung verfolgt über die optimale Verknüpfung von Strom- und Gasinfrastrukturen. So verbindet sich die „Welt der Elektronen“ mit der „Welt der Moleküle“.

Literatur

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

 www.eBWK.de