



GAS GEBEN FÜR DEN KLIMASCHUTZ!

MIT WASSERSTOFF SOWIE SYNTHETISCHEM
UND BIOGENEM METHAN AUF DEM WEG IN
EINE KLIMANEUTRALE GASVERSORGUNG 2050

**Freie
Demokraten**
FDP

Herausgeber | Impressum

FDP/DVP Fraktion im Landtag von Baden-Württemberg
Konrad-Adenauer-Straße 3 | 70173 Stuttgart
Telefon: 0711 2063-918
Mail: post@fdp.landtag-bw.de
www.fdp-dvp.de

ViSdP: Dr. Jan Havlik, Pressesprecher

Stand: 19.11.2019

Alle Rechte vorbehalten. Die Rechte für die Verwendung der Abbildungen und Textbeiträge liegen bei der FDP/DVP Fraktion. Diese Veröffentlichung dient ausschließlich der Information. Sie darf während eines Wahlkampfes nicht zum Zwecke der Wahlwerbung verwendet werden.

Allzu lange hat die deutsche und baden-württembergische Politik die Energiewende vorrangig als Stromerzeugungswende missverstanden. Dabei wird ein wesentlicher Punkt vernachlässigt, denn nicht nur die Versorgung mit Heiz- und Prozesswärme und die Kraftstoffe im Verkehrssektor wurden dabei aus den Augen gelassen, sondern auch die Erdgasnetze, welche ein wesentlich bedeutsameres Energieversorgungssystem darstellen als die Stromnetze. Zum Vergleich: Deutschland verbrauchte im Jahr 2018 Energie im Umfang von 945,3 Terrawattstunden aus den Gasnetzen und nur 595,6 Terrawattstunden aus den Stromnetzen. Zudem gewinnt Gas bei der Stromerzeugung und der Kraft-Wärme-Kopplung zunehmend an Bedeutung und ist in der Industrie prozessbedingt kaum verzichtbar. Wer es mit der Reduzierung der Treibhausgase wirklich ernst meint, muss jetzt die richtige Linie vorgeben. **Wenn Deutschland und Baden-Württemberg also tatsächlich bis 2050 eine weitgehende Treibhausgas-Neutralität (THG-Neutralität) erreichen wollen, dann müssen wir jetzt mithilfe synthetischer und biogener Gase in die Dekarbonisierung der Gasversorgung einsteigen!**

THG-Neutralität ist in der Gasversorgung dann gegeben, wenn ausschließlich Gase verbrannt werden, deren Kohlenstoffanteil zuvor der Atmosphäre entzogen wurde. Dies ist entweder mit Biogas möglich, das für die Nutzung in der Erdgasinfrastruktur qualitativ zu Bio-Methan aufbereitet werden muss, oder mittels der Herstellung von „grünem Wasserstoff“, der unter Nutzung von Ökostrom durch Wasser-Elektrolyse gewonnen wird. Er unterscheidet sich mithin vom sogenannten „blauen Wasserstoff“, der durch die Aufspaltung (Reformation) von Erdgas in Wasserstoff und Kohlenstoff gewonnen wird. Durch Methanisierungsverfahren kann Wasserstoff des Weiteren zu (erdgasähnlichem) synthetischem Methan weiterverarbeitet werden, wozu wiederum CO₂ benötigt wird. Dabei kann beispielsweise auch CO₂ recycelt werden, das zuvor im Rahmen industrieller Prozesse freigesetzt wurde. **Bisher befinden sich Power-to-Gas-Verfahren, also Verfahren zur Gewinnung von Gasen auf Grundlage der Wasser-Elektrolyse, noch in der Entwicklung und Erprobung. Hinsichtlich der Zielmarke der THG-Neutralität zur Mitte dieses Jahrhunderts wird es aber Zeit, nun einen Markthochlauf für sie zu organisieren.**

Gase, einschließlich herkömmlichen Erdgases, können nicht nur dabei helfen, die absoluten Klimaziele zur Mitte des Jahrhunderts zu erreichen, sondern durch schnelle Effekte auf der Zeitachse auch dazu beitragen, die Anreicherung von Treibhausgasen in der Erdatmosphäre zu bremsen. Diesbezüglich zeigt das Europäische Emissionshandelssystem (ETS) im Stromerzeugungssektor bereits eine erste Wirkung: Seitdem der ETS im Laufe des Jahres 2019 ein Preisniveau von mehr als 25 Euro je Tonne CO₂-Äquivalent erreicht hat, ereignet sich zusehends ein sogenannter Fuel Switch, eine Verschiebung der Wirtschaftlichkeit von alten Kohlekraftwerken zu klimafreundlicheren Gaskraftwerken. Dies hat dazu geführt, dass der deutsche Kraftwerkspark im Juni 2019 ein ganzes Drittel weniger Treibhausgase emittierte als noch im Vorjahresmonat (siehe dazu: Antrag des Abgeordneten Daniel Karrais u.a., FDP/DVP, Zukunftssichere Rahmenbedingungen für gesicherte Kraftwerksleistung, Landtagsdrucksache 16/6657). Denn Gas verbrennt aufgrund seines vergleichsweise geringen Kohlenstoff- und hohen Wasserstoffgehaltes wesentlich sauberer als Braun- und Steinkohle. Während bei der Erzeugung einer Kilowattstunde elektrischer Energie in einem Braunkohlekraftwerk etwa 1200 Gramm CO₂ entstehen, sind es in einem Gaskraftwerk im Durchschnitt nur 350 Gramm (vgl. Mohr, Ziolk, Gernhardt, Skiba, Unger & Ziegelmann (2013), Zukunftsfähige Energietechnologien für die Industrie: Technische Grundlagen, Ökono-

mie und Perspektiven). **Mit einer sukzessiv steigenden Beimischung von Anteilen erneuerbarer Gase ließe sich dieser Minderungseffekt weiter erhöhen, ohne dass dafür eine neue Infrastruktur benötigt würde. Diese „Drop-in-Fähigkeit“ von biogenen und synthetischen Gasen macht sie zum unverzichtbaren Teil einer wirtschaftlich darstellbaren Energiewende.**

Ein weiterer Vorteil des Energieträgers ist seine zeitlich praktisch unbegrenzte Speicherbarkeit, welche ebenso eine Lösung für Netzengpässe im Stromsektor wie für die Problematik der sogenannten „Dunkelflaute“ bietet, also für witterungsbedingte Erzeugungsschwankungen bei Photovoltaik- und Windenergiekapazitäten. Selbst bei einem optimistischen Ausblick auf Forschung und Entwicklung bei den Speichertechnologien bleibt festzustellen, dass diese im besten Falle eine Lösung für kurzzeitige Versorgungslücken bieten, jedoch mutmaßlich nicht in der Lage sein werden, jahreszeitliche Schwankungen zu überbrücken. Auch hier kommt die bestehende Erdgasinfrastruktur im Rahmen der energiewirtschaftlichen Sektorenkopplung als Lösung ins Spiel. Zum Vergleich: **Während alle deutschen Stromspeicher zusammen, einschließlich der Pumpspeicherkraftwerke, derzeit eine Speicherkapazität von etwa 0,4 Terrawattstunden aufweisen und den durchschnittlichen Stromverbrauch Deutschlands rechnerisch somit für etwas mehr als eine halbe Stunde decken könnten, weist die deutsche Erdgasinfrastruktur eine Speicherkapazität von gut 220 Terrawattstunden auf. Es ist also augenscheinlich, dass diese Infrastruktur Teil eines zukunftsfähigen und wirtschaftlichen Energiesystems bleiben sollte.**

Grüner Wasserstoff und synthetisches Methan bieten letztlich auch eine Antwort auf die Herausforderung von Energieimporten. Denn zu glauben, Deutschland als viertgrößte Industrienation der Welt könne binnen weniger Jahre vom Energieimporteure zum energieautarken Selbstversorger aufsteigen, ist schlicht naiv. Im Jahr 2018 deckte Deutschland seinen Primärenergiebedarf zu 34 Prozent (4.395 Petajoule) aus Mineralöl, zu 24 Prozent (3.034 Petajoule) aus Erdgas sowie zu 21 Prozent (2780 Petajoule) aus Braun- und Steinkohle. Die erneuerbaren Energien indessen deckten mit 1.808 gerade einmal 14 Prozent des Primärenergiebedarfs. Es ist also völlig offensichtlich, dass Deutschland und Baden-Württemberg auch im Jahre 2050 noch auf erhebliche Energieimporte angewiesen sein werden. **Grüner Wasserstoff und auf dessen Grundlage hergestelltes synthetisches Methan sind diesbezüglich Teil der Lösung. Sie können mittels Wasserelektrolyse und Methanisierung in Ländern erzeugt werden, die wegen ihrer natürlichen Gegebenheiten besonders niedrige Stromgestehungskosten aufweisen, sei es in Photovoltaik-Parks und Solarthermie-Kraftwerken in Nordafrika sowie Arabien oder mit Hilfe von Wasserkraft und Offshore-Windenergie in Nordeuropa. Die internationale Erdgasinfrastruktur kann dabei für den Transport genutzt werden.** Bis zu einem gewissen Grad kann Wasserstoff direkt in die Gasnetze eingespeist werden (in den früheren Stadtgasnetzen waren dies bis zu 40 Prozent), aufgrund der sogenannten Wasserstoffversprödung sind der Beimischung jedoch technische Grenzen gesetzt. Die Beimischung von synthetischem und biogenem Methan hingegen ist dieser Begrenzung nicht unterworfen.

Vor diesem Hintergrund fordert die FDP/DVP-Fraktion die Umsetzung der folgenden Punkte:

- 1. Baden-Württemberg muss zum Innovationsstandort Nummer 1 für Power-to-Gas-Technik werden.** Die Ausgaben für Forschung und Entwicklung in diesem Bereich sind daher in den kommenden Jahren gezielt zu erhöhen. Das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung (ZSW), das Karlsruher Institut für Technologie, das DLR-Institut für Technische Thermodynamik in Stuttgart und das Fraunhofer-Institut für Werkstoffmechanik in Freiburg stellen nur eine Auswahl der hiesigen Kompetenz dar. **Der Cluster Brennstoffzelle BW muss daher zu einer ganzheitlichen Landesstrategie Wasserstoff weiterentwickelt werden, die neben Antriebssystemen auch die Erzeugung von Wasserstoff, synthetischen Gasen sowie synthetischen Kohlenwasserstoffen in den Blick nimmt.** Hierzu ist auch zu prüfen, inwieweit gezielt Bundesmittel aus der angekündigten Nationalen Wasserstoffstrategie eingeworben werden können, um beispielsweise Pilotanlagen und Demonstratoren in regionalen Reallaboren voranzubringen. Die Forschungsplattform e-XPlore von DLR und KIT zeigt auf, welche Innovationspotenziale diesbezüglich in Baden-Württemberg vorhanden sind.
- 2. Um auch für netzferne und dezentrale Versorgungsszenarien eine klimafreundliche Alternative zum Einsatz von Heizöl zu entwickeln, sollte das Land gezielt Konzepte fördern, bei denen Brennstoffzellensysteme als Netzersatzanlagen oder für die unterbrechungsfreie Stromversorgung kritischer Infrastrukturen zum Einsatz kommen.** Auch die Entwicklung dieses Marktsegments, das durch die klassische Gasinfrastruktur nicht zu erschließen ist, kann die Wasserstoffwirtschaft angereizt werden. Brennstoffzellen sind als Notstromsysteme wartungsarm, zuverlässig und flexibel. Sie können somit perspektivisch beispielsweise Dieselaggregate ablösen. Ebenso kann der Einsatz von grünem Wasserstoff in Brennstoffzellen im Rahmen netzferner, ländlicher Kraft-Wärme-Kopplung sinnvoll sein, um den Einsatz von Heizöl und Kohle zu vermeiden.
- 3. Baden-Württemberg braucht eine umfassende Potenzialanalyse für Biomethan. Dazu sind systematisch und flächendeckend die relevanten Rest- und Abfallstoffströme von Lebensmittelwirtschaft, Land- und Forstwirtschaft sowie Kreislauf- und Abwasserwirtschaft zu ermitteln.** Ziel muss es sein, möglichst viele wirtschaftlich erschließbare Quellen für Biomethan zu identifizieren, um dessen Einspeisung in die Gasnetze sukzessiv zu erhöhen. Wichtig ist dabei ein überregionaler Ansatz, der die nötigen Mengen und Qualitäten gewährleistet. Der oftmals bei der Projektierung von Biogutvergärungsanlagen begangene Fehler, starr in Kreisgrenzen zu denken und somit unwirtschaftliche Auslastungen in Kauf zu nehmen, darf sich in diesem Zusammenhang nicht wiederholen. Insofern kommt dem Land hier eine koordinierende Schlüsselrolle zu.
- 4. Baden-Württemberg benötigt eine landesweite Machbarkeitsstudie für die technische Aufrüstung des Bestands von Biogasanlagen zur Methanaufbereitung.** Ab dem Jahr 2020 fallen die ersten Biogasanlagen aus der für 20 Jahre garantierten Festvergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz. Für viele Anlagen stellt sich dann die Frage, inwiefern ein fortgesetzter Betrieb zur Stromeinspeisung noch wirtschaftlich ist. Grundsätzlich können die Aufbereitung von Biogas zu Methan und dessen Einspeisung in die Gasnetze eine wirtschaftliche Alternative bieten, welche auch die Gaswende voranbringt. Die besondere Problematik in Baden-Würt-

temberg besteht jedoch in der Kleinteiligkeit des Biogasanlagenbestands. Etwa 80 Prozent der baden-württembergischen Biogasanlagen haben eine installierte Leistung von weniger als 500 Kilowatt und unterschreiten somit die Wirtschaftlichkeitsschwelle für die Aufbereitung von Biomethan. **Das Land sollte daher räumlich und ökonomisch prüfen, wo sich einzelne Kleinanlagen per Rohgasleitung zu sinnvollen Einheiten für die Aufbereitung von Methan zusammenschließen lassen.** Entsprechende Konzeptionen sollten gefördert werden.

5. Baden-Württemberg muss beim Bund darauf hinwirken, dass die bisher getrennten Netzentwicklungspläne (NEP) für Strom und Gas zugunsten einer sektorenübergreifenden Energiewende durch einen integrierten NEP für beide Energiesysteme abgelöst werden. Mit Blick auf den nötigen Einstieg in eine Elektrolyse-Wirtschaft macht es keinen Sinn, den regionalen Stromüberangeboten im windreichen Norddeutschland ausschließlich mit dem Ausbau der elektrischen Übertragungsleitungen zu begegnen. Die Erzeugung von Wasserstoff und synthetischem Methan sowie deren Einspeisung in die Erdgasnetze können das Netzausbaugebiet in Norddeutschland ebenfalls sinnvoll entlasten.

6. In diesem Sinne sollten die Wasser-Elektrolyse und nachgelagerte energieintensive Power-to-Gas-Verfahren (PtG) vom Bundesgesetzgeber nicht länger als elektrischer Letztverbrauch, sondern als systemdienliches Netzelement eingestuft werden, um sie unter anderem von der Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Umlage) und weiteren Abgaben zu entlasten. Die grün-schwarze Landesregierung lehnt dies zwar mit dem Hinweis ab, dies reize vorrangig PtG in Nord- und Ostdeutschland an, und nicht in Baden-Württemberg (siehe dazu: Stellungnahme der Landesregierung zur Großen Anfrage Dr. Rülke, Karrais und Fraktion, Synthetische und biogene Gase als Bindeglied der energiewirtschaftlichen Sektorenkopplung, 16/6922, Ziffer 9). Gesamtwirtschaftlich ist dieser Einwand jedoch nicht zielführend, da es darum gehen muss, eine möglichst kosteneffiziente Elektrolyse-Wirtschaft und Netzinfrastruktur anzureizen und gerade nicht darum, ein Kirchturmdenken energieautarker Regionen zu entwickeln.

7. Eine Bundesratsinitiative zur Etablierung einer eindeutigen und einheitlichen rechtlichen Definition von „erneuerbaren Gasen“ zwecks Ermöglichung eines rechtssicheren Investitionsklimas. Für grünen und blauen Wasserstoff, synthetisches Methan und Biomethan gibt es im deutschen Energierecht bisher keine stringente Legaldefinition. Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) zum Beispiel ordnet grünen Wasserstoff und synthetisches Methan den Biogasen zu. Für blauen Wasserstoff indessen findet sich überhaupt keine Definition. Das Energierecht braucht daher auf dem Weg ins Wasserstoff-Zeitalter ein Update, um Investoren ein Klima der Rechtssicherheit zu bieten.

8. Das europäische Emissionshandelssystem (ETS), das sich bisher auf den Energiesektor und die energieintensive Industrie beschränkt, muss zu einem sektorenübergreifenden Emissionshandel weiterentwickelt werden, der auch Brennstoffe und Kraftstoffe erfasst. Mit steigendem Preis für die Tonne CO₂-Äquivalent würden synthetische und biogene Gase aufgrund ihrer bilanziellen Klimaneutralität zunehmend wettbewerbsfähiger gegenüber klassischem Erdgas bis ein preislich induzierter Fuel Switch erreicht würde, ab dem Erdgas wegen der ho-

hen Emissionskosten sukzessive von den erneuerbaren Gasen aus dem Markt gedrängt wird. Die derzeit von der schwarz-gelben Bundesregierung geplante CO₂-Bepreisung von Erdgas, Mineralöl und Kohle ist eine Fehlkonstruktion, da sie erstens einen Einstiegspreis vorsieht, der deutlich unter dem derzeitigen ETS-Kurs liegt, und zweitens zumindest bis 2027 eine marktwirtschaftliche Preisbildung durch einen planwirtschaftlichen Steigerungspfad verhindert. Die Preisbildung eines echten Emissionshandels lebt von einer jährlichen Verknappung der handelbaren Verschmutzungsrechte und nicht von Fest-, Mindest- oder Höchstpreisen, die planwirtschaftlich aus der Amtsstube vorgegeben werden.

9. Da die unter Ziffer 4 genannte Preisschwelle des Emissionshandels (Fuel Switch) mutmaßlich jenseits der 100 Euro liegen wird und nicht kurzfristig erreicht wird, sollte der Markthochlauf erneuerbarer Gase zusätzlich mit einem Quotenmodell gefördert werden. Denn die nötige Wasserstoffwirtschaft mit Großelektrolyseuren und den nötigen Infrastrukturelementen wird nicht über Nacht entstehen. Der Vorschlag, der Münchner Thüga-Gruppe, Gashändler gesetzlich dazu zu verpflichten, bis 2030 schon mindestens 25 Prozent erneuerbares Gas zu handeln, erscheint sehr ambitioniert. Eine angemessene Eingangsquote mit einem langfristig berechenbaren jährlichen Steigerungspfad für die kommenden 15 bis 20 Jahre kann aber durchaus ein geeignetes Instrument sein, um den Einstieg in die Gaswende anzustoßen. Dies könnte sowohl erste großtechnische Investitionen in Wasser-Elektrolyseure zur Produktion von grünem Wasserstoff anreizen als auch eine wirtschaftliche Perspektive für jene Biogasanlagen aufzeigen, die in den kommenden Jahren nach der zwanzigjährigen Vergütung aus dem Förderregime des Erneuerbare-Energien fallen und technisch für die Aufbereitung von Methan in Frage kommen. **Baden-Württemberg muss daher aktiv in der Europäischen Union und im Bund für ein baldiges Quotenmodell werben.**

Stuttgart, 19.11.2019

Einschlägige Initiativen der FDP/DVP-Fraktion im Landtag von Baden-Württemberg:

- Antrag des Abgeordneten Daniel Karrais u.a., FDP/DVP, Zukunftssichere Rahmenbedingungen für gesicherte Kraftwerksleistung, Landtagsdrucksache 16/6657
- Antrag des Abgeordneten Daniel Karrais u.a., FDP/DVP, Flüssiggas als Absatzmarkt für Biogasanlagenbetreiber, Landtagsdrucksache 16/6775
- Große Anfrage Dr. Rülke, Karrais und FDP/DVP-Fraktion, Synthetische und biogene Gase als Bindeglied der energiewirtschaftlichen Sektorenkopplung, 16/6922