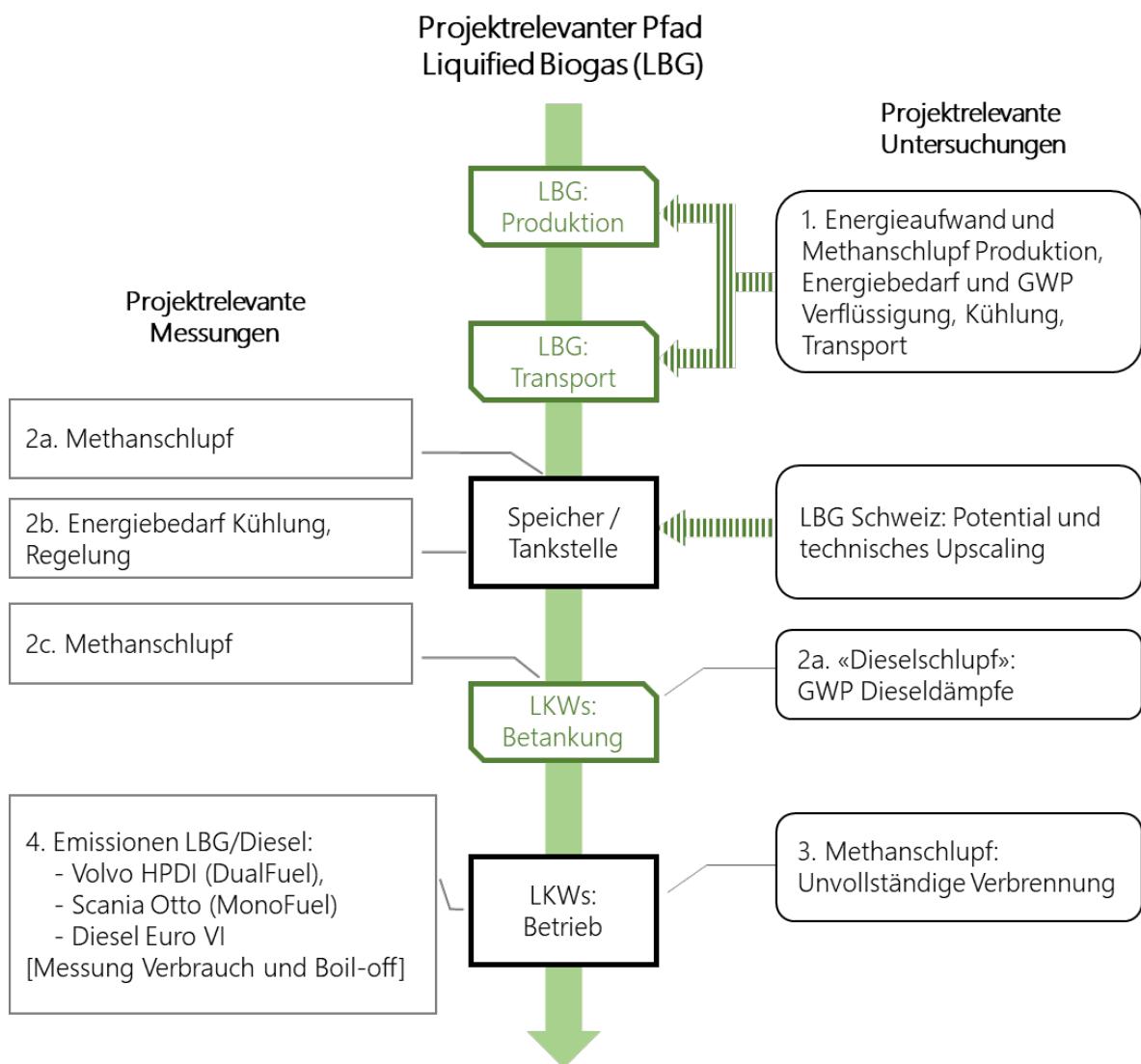




Schlussbericht vom 13. Januar 2023

Nutzung von LBG (Liquefied Biogas) für den Schweizer Schwerlasttransport («HelloLBG»)



Graphik: Übersicht Messungen und konzeptionelle Untersuchungen, die in diesem Projekt entlang der Wertschöpfungskette von LBG vorgenommen werden.



Datum: 13.01.2023

Ort: Rapperswil

Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Ko-Finanzierung:

Verband der Schweizerischen Gasindustrie FOGA
Postfach, Grütlistrasse 44, 8027 Zürich
<http://www.gazenergie.ch>

Lidl Schweiz DL AG
Dunantstrasse 16, 8570 Weinfelden
<https://www.lidl.ch/>

Subventionsempfänger/Projektpartner:

Krummen Kerzers AG, Industriestrasse 20, 3210 Kerzers
Lidl Schweiz AG, Dunantstrasse 15, 8570 Weinfelden
OST Ostschweizer Fachhochschule, Department Technik, Oberseestrasse 10, 8640 Rapperswil
(bis 31.08.2020: HSR Hochschule für Technik Rapperswil)

Autor/in:

Elimar Frank, OST – WERZ Institut für Wissen Energie und Rohstoffe Zug, elimar.frank@ost.ch
Fabian Ruoss, OST – IET Institut für Energietechnik, fabian.ruoss@ost.ch
Zoe Stadler, OST – IET Institut für Energietechnik, zoe.stadler@ost.ch
Sabine Krummen, Krummen Kerzers AG, sabine.krummen@krummen.com
Peter Krummen, Krummen Kerzers AG, p.krummen@krummen.com
Ueli Rüger, Lidl Schweiz AG, ueli.rueger@lidl.ch

BFE-Projektbegleitung:

Men Wirz, men.wirz@bfe.admin.ch
Sandra Hermle, sandra.hermle@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/501890-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

Europaweit wird zunehmend verflüssigtes Methan (Liquefied Natural Gas, LNG) als Treibstoff für den Schwerlastverkehr eingesetzt. Verschiedene Berichte weisen darauf hin, dass im Schwerlastverkehr mit dem Umstieg von Diesel auf LNG eine CO₂-Minderung von bis zu 20 % erreicht werden kann. Ein «Fuel Switch» von fossilem LNG auf erneuerbares verflüssigtes Biomethan (Liquefied Biogas, LBG) ist danach nutzerseitig ohne zusätzliche technische Anpassungen möglich.

LBG wird anders als LNG aus nachwachsenden Rohstoffen oder biologischen Abfällen produziert. In der Schweiz existiert aktuell keine LBG-Produktion, aber in verschiedenen europäischen Ländern gibt es Anbieter von verflüssigtem Biomethan. Beim Import in die Schweiz muss für die Anerkennung als Biogas u.a. nachgewiesen werden, dass Substrate verwendet wurden, die den Vorgaben der Eidgenössischen Zolldirektion bzw. den entsprechenden Gesetzen und Verordnungen entsprechen. Durch die Verwendung von biologischen Rohstoffen kann der Kohlenstoffkreislauf bei der Verbrennung von LBG geschlossen werden, sodass kein zusätzliches CO₂ in die Atmosphäre abgegeben wird. Dennoch muss für eine belastbare ökologische Bewertung die Vorkette bei Produktion, Transport und Zwischenspeicherung des LBG berücksichtigt und quantifiziert werden, um die ökonomisch relevante Befreiung von der Mineralölsteuer und die Reduktion der LSVA-Abgabe zu erreichen.

Für die **Verflüssigung** von Biomethan wird aktuell überwiegend die «Mixed Refrigerant Technology» verwendet, die auf mehreren verschiedenen Kältemitteln basiert. Es gibt jedoch auch weitere Technologien und laufende Entwicklungsprojekte für die kleinmassstäbliche Verflüssigung. Der Energiebedarf für kleinere LBG-Verflüssigungsanlagen liegt derzeit im Bereich von 0.7 bis 1.8 kWh pro kg.

Zentrales Ziel des Projekts «Nutzung von LBG (Liquefied Biogas) für den Schweizer Schwerlasttransport» ist die Untersuchung, ob und wie LBG ökologisch und ökonomisch sinnvoll in der Schweiz im Schwerlastverkehr eingesetzt werden kann. Hierzu wurden Energiebedarf und Emissionen über die gesamte Wertschöpfungskette analysiert (Produktion, Transport und Lagerung bis zur Verwendung im Fahrzeug). Bei dieser **Well-to-Wheel-Analyse** wurden nicht nur die direkten CO₂-Emissionen bestimmt, sondern auch zusätzliche relevante Treibhausgasemissionen als CO₂-Äquivalente berücksichtigt. Bei der Verbrennung des Treibstoffes wurden zudem weitere Schadstoffemissionen, beispielsweise NOx und Feinstaub, gemessen. Dazu wurden eigens für das Projekt zwei Lkw mit verschiedenen Motortechnologien für LNG als Treibstoff (High Pressure Direct Injection, HPDI, und Spark Ignition, SI) und eine LNG-Tankstelle angeschafft und untersucht. Zusätzlich wurden Betriebsdaten von bestehenden LBG-Produktionsanlagen zusammengetragen und ausgewertet. Für die Ermittlung der Well-to-Wheel-Emissionen (berechnet in CO₂-Äquivalenten pro Megajoule) wurde das auf europäischer Ebene breit abgestützte Berechnungstool «BioGrace» verwendet und spezifisch für das Projekt weiterentwickelt, d. h. insbesondere für Verflüssigung, Transport und Speicherung von LBG bzw. LNG erweitert. Ein relevanter Aspekt bei der ökologischen Beurteilung von LBG und LNG sind direkte Methanemissionen in allen Prozessschritten, d.h. Leckagen und sonstige Methanemissionen sowohl in der Produktion des Biogases sowie auch im Transport und Einsatz des LBG. Deswegen umfassten die Messungen an der Tankstelle auch Methanemissionen bei der Umfüllung sowie das sogenannte «Venting», welches bei der Lkw-Betankung unter speziellen Bedingungen vorkommen kann und im Rahmen des Projekts über angepasste Betriebsstrategien verringert wurde.

Im Rahmen des «HelloLBG»-Projekts fand ein Austausch mit verschiedenen LBG-Produktionsanlagen in Europa statt, die sich in der Anlagengröße, den verwendeten Technologien, dem benötigten Energieeinsatz bei der Biogasproduktion, dessen Aufbereitung und Verflüssigung sowie in den verwendeten Substraten unterschieden.



Verallgemeinert konnte dabei festgestellt werden, dass

1. es ökonomisch valable Optionen für Verflüssigungsanlagen bereits ab Produktionsmengen von etwa fünf Tonnen pro Tag gibt,
2. die Erneuerbarkeit der Strom- und ggf. Wärmezufuhr bei der Produktion entscheidend ist und
3. die transportbedingten Emissionen dann eine untergeordnete Rolle für die Well-to-Wheel-Bilanz spielen – sogar, wenn die (einfache) Transportdistanz > 2000 km beträgt.

Bei der Analyse der **Kosten für eine LBG-Produktion in der Schweiz** (unter Annahme einer Produktionskapazität von mindestens 5 t LBG pro Tag) wurde ermittelt, dass etwa 80 Prozent auf die Biogasproduktion entfallen. Die restlichen 20 Prozent resultieren aus Aufbereitung, Verflüssigung und Transport des LBG. Ein ähnliches Bild ergibt sich für die Emissionen in der Wertschöpfungskette von LBG, das in der Schweiz hergestellt wurde. Bei Verwendung nichterneuerbarer Energiequellen fallen rund 90 Prozent der Emissionen bei der Biogasproduktion inkl. Aufbereitung an und 10 Prozent bei Verflüssigung und Transport. Dennoch beträgt die geschätzte Reduktion der CO_{2,eq}-Emissionen gegenüber fossilem Diesel rund 73 Prozent. Kommen ausschliesslich erneuerbare Energiequellen zum Einsatz, ist der Anteil der Emissionen für Verflüssigung und Transport sehr klein, und die CO_{2,eq}-Emissionen sind rund 82 % geringer als bei fossilem Diesel.

Der **Transport des LBG** von Nordskandinavien in die Schweiz mit einem Diesel-Lkw sowie die Lagerung des LBG in der Tankstelle haben einen etwa gleich hohen Einfluss auf die Gesamtbilanz wie die LBG-Produktion (im spezifischen Fall zusammen knapp 9 g CO_{2,eq}/MJ). Diese Emissionen lassen sich durch den Transport mit LBG-betriebenen Lkw deutlich reduzieren. 4.2 g CO_{2,eq}/MJ sind in den Untersuchungen auf Methanemissionen der Tankstelle zurückzuführen. Diese entstehen durch «Ventings», die im Projekt durch einen höheren Methanumsatz an der Tankstelle (ca. 2'000 kg pro Tag) sowie gezielte Anpassungen in der Disponierung der Lkw auf nahezu null reduziert werden. Der gemessene elektrische Energiebedarf der Tankstelle liegt bei knapp 0.07 % der betankten Energiemenge und hat damit kaum Einfluss auf die Emissionen.

Zur Ermittlung der **Emissionen im Betrieb von LNG-Lkw** wurden bei zwei LNG-Lkw sowie einem Diesel-Lkw mit einem PEMS Abgasmessungen durchgeführt. Das Fahrzeug mit SI-Motor (Ottomotor, Lambda = 1) wies dabei höhere CO₂-Emissionen auf als das Fahrzeug mit HPDI-Motor, das für die Zündung jedoch zusätzlich noch Diesel einsetzt. Der höhere Verbrauch des Lkw mit Ottomotor ist auf die geringere Effizienz dieser Technologie gegenüber der HDPI- und Dieselmotortechnologie zurückzuführen. HPDI-Motoren können nicht vollständig auf LBG umgestellt werden, da immer ein Rest von ca. 10% (Masse) an Diesel benötigt wird. Es wird davon ausgegangen, dass der 10%-Dieselanteil nicht durch eine emissionsarme Alternative ersetzt werden kann.

Durch den Ersatz von fossilem Diesel durch LBG aus Skandinavien können die **CO₂-relevanten Gesamt-Emissionen** von 1'044 g auf bis zu 270 g CO_{2,eq}/km gesenkt werden. Dabei sind Optimierungen des Transportes oder der Tankstelle, wie sie im Projekt quantifiziert wurden, noch nicht berücksichtigt. Der Einsatz von fossilem LNG lohnt sich aus ökologischer Sicht bezogen auf die CO_{2,eq}-Emissionen nur für Lkw mit HPDI-Motoren. Der Lkw mit SI-Technologie (Ottomotor) zeigte mit LNG höhere CO_{2,eq}-Emissionen als das dieselbetriebene Referenzfahrzeug.

Zusammenfassend konnte festgestellt werden, dass durch den Einsatz von verflüssigtem Biomethan als Treibstoff die klimarelevanten Emissionen von Lkw im Schwerverkehr bei einer Well-to-Wheel-Betrachtung deutlich reduziert werden können im Vergleich mit fossilem Diesel und mit verflüssigtem Erdgas.



Résumé

Dans toute l'Europe, le gaz naturel liquéfié (GNL) est de plus en plus utilisé comme carburant pour le transport lourd. Différents rapports indiquent qu'une réduction des émissions de CO₂ pouvant atteindre 20 % peut être obtenue dans le secteur du transport lourd en passant du diesel au GNL. Un "fuel switch" pour passer du GNL fossile au biométhane liquéfié renouvelable (Liquefied Biogas, LBG) est ensuite possible du côté de l'utilisateur sans adaptation technique supplémentaire.

Contrairement au GNL, le LBG est produit à partir de matières premières renouvelables ou de déchets biologiques. Même s'il n'y a actuellement aucune production de LBG en Suisse, il existe des fournisseurs de biométhane liquéfié dans d'autres pays européens. Lors de l'importation en Suisse, il faut notamment prouver, pour être reconnu comme biogaz, que des substrats conformes aux directives de la Direction fédérale des douanes ou aux lois et ordonnances correspondantes ont été utilisés. L'utilisation de matières premières biologiques permet de fermer le cycle du carbone lors de la combustion du LBG, de sorte qu'aucun CO₂ supplémentaire n'est émis dans l'atmosphère.

Néanmoins, pour une évaluation écologique solide, la chaîne en amont consistant en la production, le transport et le stockage intermédiaire du LBG doit être prise en compte et quantifiée afin d'obtenir l'exonération de l'impôt sur les huiles minérales et la réduction de la taxe RPLP qui sont importantes d'un point de vue économique.

Pour la liquéfaction du biométhane, la méthode "Mixed Refrigerant Technology", qui repose sur plusieurs réfrigérants différents, est actuellement la plus utilisée. Il existe toutefois d'autres technologies et des projets de développement sont en cours pour la liquéfaction à échelle réduite. Les besoins énergétiques des installations de liquéfaction de GNL se situent actuellement dans une fourchette de 0,7 à 1,8 kWh par kg.

L'objectif central du projet "Utilisation du biogaz liquéfié (LBG) pour le transport lourd en Suisse" est d'étudier si et comment le LBG peut être utilisé de manière écologique et économique dans le transport lourd en Suisse. Pour ce faire, les besoins en énergie et les émissions ont été analysés sur l'ensemble de la chaîne de création de valeur (production, transport et stockage, jusqu'à l'utilisation dans le véhicule). Dans cette analyse "Well-to-Wheel", non seulement les émissions directes de CO₂ ont été déterminées, mais également des émissions de gaz à effet de serre pertinentes supplémentaires, sous forme d'équivalents CO₂. D'autres émissions de polluants encore, par exemple de NO_x et de particules fines, ont été mesurées lors de la combustion du carburant. Pour ce faire, deux camions équipés de différentes technologies de moteur utilisant le GNL comme carburant (High Pressure Direct Injection, HPDI, et Spark Ignition, SI) et une station-service GNL ont été achetés et analysés spécialement pour le projet. En outre, les données d'exploitation des installations de production de GNL existantes ont été rassemblées et analysées. Pour déterminer les émissions « Well-to-Wheel » (calculées en équivalents CO₂ par mégajoule), l'outil de calcul "BioGrace", largement soutenu au niveau européen, a été utilisé et développé spécifiquement pour le projet, c'est-à-dire qu'il a été étendu en particulier pour la liquéfaction, le transport et le stockage du GNL ou du LBG. Un aspect important de l'évaluation écologique du GNL sont les émissions directes de méthane à toutes les étapes du processus, c'est-à-dire les fuites et autres pertes de méthane, tant dans la production du biogaz que dans le transport et l'utilisation du GNL. C'est pourquoi les mesures effectuées à la station-service ont aussi porté sur les émissions de méthane dues au transvasement et au "venting", lequel peut se produire dans des conditions particulières lors du ravitaillement des camions. Dans le cadre de ce projet, il a été réduit grâce à des stratégies d'exploitation adaptées.

Le projet "HelloLBG" a également permis des échanges avec différentes installations de production de LBG en Europe qui se distinguent par la taille de leurs installations, les technologies utilisées, l'énergie nécessaire à la production au traitement et à la liquéfaction du biogaz, ainsi que par les substrats utilisés.



De manière générale, il a été constaté que

1. il existe des options économiquement viables pour les usines de liquéfaction à partir d'une production d'environ cinq tonnes par jour,
2. que le caractère renouvelable de l'électricité et, le cas échéant, de la chaleur fournies lors de la production est décisif et que
3. les émissions liées au transport jouent alors un rôle secondaire dans le bilan "well-to-wheel", même si la distance de transport (simple) est supérieure à 2000 km.

L'analyse des coûts d'une production de LBG en Suisse (en supposant une capacité de production d'au moins 5 tonnes de LBG par jour) a permis de déterminer qu'environ 80 % sont liés à la production de biogaz. Les 20 pour cent restants résultent de la préparation, de la liquéfaction et du transport du LBG. Le résultat est similaire pour les émissions dans la chaîne de valeur du LBG produit en Suisse. En cas d'utilisation de sources d'énergie non renouvelables, environ 90 % des émissions proviennent de la production de biogaz, préparation comprise, et 10 pour cent de la liquéfaction et du transport. Néanmoins, la réduction estimée des émissions d'équivalents CO₂ par rapport au diesel fossile est d'environ 73 pour cent. Si l'on utilise exclusivement des sources d'énergie renouvelables, la part des émissions liée à la liquéfaction et au transport est très faible et les émissions d'équivalents CO₂ sont réduites d'environ 82 % par rapport au diesel fossile.

Le transport du LBG du nord de la Scandinavie vers la Suisse par un camion diesel ainsi que le stockage du LBG dans la station-service ont une influence à peu près équivalente à la production de LBG sur le bilan global (dans le cas spécifique, conjointement près de 9 g CO_{2,eq}/MJ). Ces émissions peuvent être considérablement réduites par le transport avec des camions alimentés en LBG. Les recherches ont montré que 4,2 g CO_{2,eq}/MJ sont liés aux émissions de méthane de la station-service. Celles-ci sont dues à des "venting" qui, dans le projet, sont réduits presque complètement grâce à un taux de conversion du méthane plus élevé à la station-service (env. 2'000 kg par jour) et à des adaptations ciblées dans la disposition des camions. Le besoin en énergie électrique mesuré de la station-service représente à peine 0,07 % de la quantité d'énergie ravitaillée et n'a donc pratiquement aucune influence sur les émissions globales.

Pour déterminer les émissions lors de l'utilisation de camions GNL, des mesures des gaz d'échappement ont été effectuées sur deux camions GNL ainsi que sur un camion diesel équipé d'un SIEM. Le véhicule équipé d'un moteur SI (moteur à allumage commandé, lambda = 1) a présenté des émissions de CO₂ plus élevées que le véhicule équipé d'un moteur HPDI, qui utilise toutefois du diesel en plus pour l'allumage. La consommation plus élevée du camion à moteur Otto s'explique par l'efficacité moindre de cette technologie par rapport à la technologie HDPI et au moteur diesel. Les moteurs HPDI ne peuvent néanmoins pas être entièrement convertis au LBG, car un reste d'environ 10% (en masse) de diesel est toujours nécessaire. On part du principe que ces 10% de diesel ne peuvent pas être remplacés par une alternative à faibles émissions.

En remplaçant le diesel fossile par du LBG en provenance de Scandinavie, les émissions totales pertinentes en termes de CO₂ peuvent être réduites au mieux de 1'044 g à 270 g CO_{2,eq}/km. Les optimisations du transport ou de la station-service, telles qu'elles ont été quantifiées dans le projet, n'étant pas encore prises en compte. D'un point de vue écologique, l'utilisation de GNL fossile n'est rentable, en termes d'émissions équivalents CO₂, que pour les camions équipés de moteurs HPDI. Le camion équipé de la technologie SI (moteur à allumage commandé) a présenté des émissions de CO_{2,eq} plus élevées avec le GNL que le véhicule de référence fonctionnant au diesel.

En résumé, l'utilisation du biométhane liquéfié comme carburant a permis de réduire considérablement les émissions liées au changement climatique des poids lourds dans le cadre d'une approche Well-to-Wheel, par rapport au diesel fossile et au gaz naturel liquéfié.



Summary

Liquefied natural gas (LNG) is increasingly being used as a fuel for heavy-duty transport throughout Europe. Various reports indicate that a CO₂ reduction of up to 20 % can be achieved in heavy goods transport by switching from diesel to LNG. A "fuel switch" from fossil LNG to renewable liquefied biomethane (LBG) is then possible on the user side without additional technical adjustments.

Unlike LNG, LBG is produced from renewable raw materials or biological waste. There is currently no LBG production in Switzerland, but there are suppliers of liquefied biomethane in various European countries. When importing into Switzerland, one of the requirements for recognition as biogas is that it must be proven that substrates were used that meet the specifications of the Federal Customs Administration or the corresponding laws and ordinances. By using biological raw materials, the carbon cycle can be closed when LBG is burned, so that no additional CO₂ is released into the atmosphere. Nevertheless, for a reliable ecological assessment, the upstream chain in the production, transport and intermediate storage of LBG must be taken into account and quantified in order to achieve the economically relevant exemption from mineral oil tax and the reduction of the heavy duty vehicle levy.

For the **liquefaction** of biomethane, the "Mixed Refrigerant Technology" is currently predominantly used, which is based on several different refrigerants. However, there are also other technologies and ongoing development projects for small-scale liquefaction. The energy demand for LBG smaller liquefaction plants is currently in the range of 0.7 to 1.8 kWh per kg.

The core objective of the project is to investigate whether and how LBG can be used in Switzerland in heavy-duty transport in an ecologically and economically sensible way. For this purpose, energy demand and emissions were analysed along the entire value chain (production, transport and storage up to use in the vehicle). In this **well-to-wheel analysis**, not only were the direct CO₂ emissions determined, but additional relevant greenhouse gas emissions were also taken into account as CO₂ equivalents. During the combustion of the fuel, further pollutant emissions, for example NO_x and particulate matter, were also measured. For this purpose, two trucks with different engine technologies for LNG as fuel (High Pressure Direct Injection, HPDI, and Spark Ignition, SI) and an LNG filling station were purchased and examined specifically for the project. In addition, operational data from existing LBG production facilities was collected and evaluated. To determine the well-to-wheel emissions (calculated in CO₂ equivalents per megajoule), the calculation tool "BioGrace", which is widely supported at European level, was used and further developed specifically for the project, i.e. extended in particular for liquefaction, transport and storage of LBG or LNG. A relevant aspect in the ecological assessment of LBG and LNG are direct methane emissions in all process steps, i.e. leakages and other methane emissions both in the production of biogas and in the transport and use of LBG. For this reason, the measurements at the filling station also included methane emissions during refuelling as well as so-called "venting", which can occur under special conditions during truck refuelling and was reduced within the framework of the project by means of adapted operating strategies.

As part of the "HelloLBG" project, an exchange took place with various LBG production plants in Europe, which differed in terms of plant size, the technologies used, the energy input required for biogas production, its upgrading and liquefaction, and the substrates used. In general, it was found that

1. there are economically viable options for liquefaction plants from production quantities of about five tonnes per day,
2. the renewability of the electricity and, if necessary, heat supply during production is decisive, and



3. transport-related emissions then play a subordinate role in the well-to-wheel balance - even if the (one-way) transport distance is > 2000 km.

When analysing the **costs of LBG production in Switzerland** (assuming a production capacity of at least 5 t LBG per day), it was determined that about 80 percent is due to biogas production. The remaining 20 percent result from processing, liquefaction and transport of the LBG. A similar picture emerges for the emissions in the value chain of LBG produced in Switzerland. When non-renewable energy sources are used, around 90 percent of the emissions occur in biogas production including upgrading and 10 percent in liquefaction and transport. Nevertheless, the estimated reduction in CO_{2,eq} emissions compared to fossil diesel is around 73 percent. If only renewable energy sources are used, the share of emissions for liquefaction and transport is very small, and the CO_{2,eq} emissions are around 82% lower than for fossil diesel.

The **transport of LBG** from northern Scandinavia to Switzerland with a diesel truck as well as the storage of LBG at the filling station have about the same impact on the overall balance as LBG production (in the specific case together just under 9 g CO_{2,eq}/MJ). These emissions can be significantly reduced by transporting the LBG with LBG-fuelled trucks. 4.2 g CO_{2,eq}/MJ are attributable to methane emissions from the filling station in the studies. These are caused by "ventings", which are reduced to almost zero in the project through a higher methane turnover at the filling station (approx. 2,000 kg per day) and targeted adjustments in the scheduling of the trucks. The measured electrical energy demand of the filling station is just under 0.07 % of the amount of energy refuelled and thus has hardly any influence on the emissions.

To determine the **emissions during operation of LNG trucks**, exhaust gas measurements were carried out on two LNG trucks and one diesel truck with a PEMS. The vehicle with the SI engine (petrol engine, lambda = 1) had higher CO₂ emissions than the vehicle with the HPDI engine, which, however, also uses diesel for ignition. The higher consumption of the truck with petrol engine is due to the lower efficiency of this technology compared to HDPI and diesel engine technology. HPDI engines cannot be completely converted to LBG, as a residual of about 10% (mass) of diesel is always required. It is assumed that the 10% diesel share cannot be replaced by a low-emission alternative.

By replacing fossil diesel with LBG from Scandinavia, **total CO2-relevant emissions** can be reduced from 1,044 g to up to 270 g CO_{2,eq}/km. This does not yet take into account optimisations of the transport or the filling station, as quantified in the project. From an ecological point of view, the use of fossil LNG is only worthwhile in terms of CO_{2,eq} emissions for trucks with HPDI engines. The truck with SI technology (petrol engine) showed higher CO_{2,eq} emissions with LNG than the diesel-powered reference vehicle.

In summary, it could be determined that the use of liquefied biomethane as a fuel can significantly reduce the climate-relevant emissions of trucks in heavy goods traffic in a well-to-wheel consideration compared with fossil diesel and with liquefied natural gas.



Take-home messages

- LBG reduziert die Treibhausgasemissionen im Schwerlastverkehr im Vergleich zu Diesel.
- In einer Tank-to-Wheel-Analyse wurden Treibhausgasreduktionen von bis zu 17 % gemessen (verflüssigtes Methan ggü. Diesel)
- In einer Well-to-Wheel-Analyse wurden bis zu 80 % Reduktion der Treibhausgasemissionen ermittelt.
- Eine Abschätzung zu LBG-Produktionskosten in möglichen Schweizer Anlagen zeigt, dass sinnvolle Gestehungskosten erreichbar sind. Der grösste Einfluss liegt bei den Kosten der Biogas-Produktion.
- Die grösste Herausforderung sind aktuell die Verfügbarkeit (sourcing) von LBG und die noch nicht standardisierten behördlichen Abläufe beim Import von LBG



Erweiterte Zusammenfassung

Europaweit wird zunehmend verflüssigtes Methan (Liquefied Natural Gas, LNG) als Treibstoff für den Schwerlastverkehr eingesetzt. Verschiedene Berichte weisen darauf hin, dass im Schwerlastverkehr mit dem Umstieg von Diesel auf LNG eine CO₂-Minderung von bis zu 20 % erreicht werden kann. Ein «Fuel Switch» von fossilem LNG auf erneuerbares verflüssigtes Biomethan (Liquefied Biogas, LBG) ist danach nutzerseitig ohne zusätzliche technische Anpassungen möglich. Gleich verhält es sich beim «Blending», das eine teilweise und sukzessive Reduktion der Treibhausgasemissionen bewirkt.

LBG ist tiefkaltes, verflüssigtes Methan (ca. -162 °C bei 1 bar Absolutdruck), das im Gegensatz zu LNG aus biologischen Rohstoffen hergestellt wird. Zur Herstellung von LBG werden nachwachsende Rohstoffe oder biologische Abfälle verwendet. In der Schweiz existiert aktuell keine LBG-Produktion, aber in verschiedenen europäischen Ländern gibt es Anbieter von verflüssigtem Biomethan. Der Import gestaltet sich jedoch nicht leicht; für eine Schweizer Anerkennung als Biogas muss beispielsweise nachgewiesen werden, dass das LBG aus Substraten produziert wird, die den Vorgaben der Eidgenössischen Zolldirektion bzw. den entsprechenden Gesetzen und Verordnungen entsprechen. Diese sind beispielsweise erfüllt, wenn das Substrat aus Abfallprodukten gewonnen wird, die sich nicht für die Tierfütterung eignen, und wenn das Substrat nicht extra für die Biogasproduktion erzeugt wird. Durch die Verwendung von biologischen Rohstoffen kann der Kohlenstoffkreislauf bei der Verbrennung von LBG geschlossen werden, sodass kein zusätzliches CO₂ in die Atmosphäre abgegeben wird. Dennoch muss für eine belastbare ökologische Bewertung die Vorkette bei Produktion, Transport und Zwischenspeicherung des LBG berücksichtigt und quantifiziert werden, um die ökonomisch relevante Befreiung von der Mineralölsteuer und die Reduktion der LSVA-Abgabe zu erreichen.

Flüssiges Methan hat eine ca. 600-fach höhere Energiedichte als gasförmiges Methan bei Standardbedingungen und ist deshalb für den Einsatz im Schwerlastverkehr sehr gut geeignet. Zur Verflüssigung werden Kühlkreisläufe eingesetzt. Die eingesetzte Technologie ist abhängig von der Anlagengrösse. LBG-Produktionsstandorte haben heute Jahresproduktionskapazitäten zwischen 1'000 und mehreren 10'000 Tonnen LBG. Zum Vergleich: Bei LNG werden international Mengen < 500'000 Tonnen pro Jahr als «small scale LNG production» bezeichnet. Im Zusammenhang mit LBG müsste also eher «nano scale» als Einordnung verwendet werden.

Für die Verflüssigung von Biomethan wird aktuell überwiegend die «Mixed Refrigerant Technology» verwendet, die auf mehreren verschiedenen Kältemitteln basiert. Es gibt jedoch auch weitere Technologien und laufende Entwicklungsprojekte für die kleinmassstäbliche Verflüssigung. Der Energiebedarf für kleine Verflüssigungsanlagen liegt derzeit im Bereich von 0.7 bis 1.8 kWh pro kg LNG.

Noch ist der Markt für verflüssigtes Biomethan klein. Während es in der Schweiz noch keine Produktionsstätten gibt, sind in Europa (v. a. in Skandinavien) einige Anlagen bereits seit mehreren Jahren in Betrieb, und es ist eine zunehmende Anzahl Anlagen in der Planungs- oder Realisierungsphase zu beobachten.

Well-to-Wheel-Analyse

Zentrales Ziel des Projekts «Nutzung von LBG (Liquefied Biogas) für den Schweizer Schwerlasttransport» ist die Untersuchung, ob und wie LBG ökologisch und ökonomisch sinnvoll in der Schweiz im Schwerlastverkehr eingesetzt werden kann. Hierzu analysierte das Projektteam den Energiebedarf und die Emissionen während der ganzen Wertschöpfungskette: von der Produktion des LBG über den Transport und die Lagerung bis hin zur Verwendung im Fahrzeug. Bei dieser Well-to-Wheel-Analyse wurden nicht nur die direkten CO₂-Emissionen bestimmt, sondern auch zusätzliche relevante Treibhausgasemissionen als CO₂-Äquivalente berücksichtigt. Bei der Verbrennung des



Treibstoffes wurden zudem weitere Schadstoffemissionen, beispielsweise NOx und Feinstaub, gemessen. Dazu wurden eigens für das Projekt zwei Lkw mit verschiedenen Motortechnologien für LNG als Treibstoff (High Pressure Direct Injection, HPDI, und Spark Ignition, SI) und eine LNG-Tankstelle angeschafft und untersucht.

Methodik

Um die Emissionen von Methan und Kohlenstoffdioxid über die Wertschöpfungskette hinweg bestimmen zu können, wurden im Projekt einerseits Messungen an Tankstelle und Fahrzeugen durchgeführt und andererseits Betriebsdaten von bestehenden LBG-Produktionsanlagen verwendet. Für die Ermittlung der Well-to-Wheel-Emissionen (berechnet in CO₂-Äquivalenten pro Megajoule) wurde das auf europäischer Ebene breit abgestützte Berechnungstool «BioGrace» verwendet und spezifisch für das Projekt weiterentwickelt, d. h. insbesondere für Verflüssigung, Transport und Speicherung von LBG bzw. LNG erweitert.

Die Messungen an der Tankstelle umfassten Methanemissionen bei der Umfüllung sowie das sogenannte «Venting», das bei der Lkw-Betankung unter speziellen Bedingungen vorkommen kann und im Rahmen des Projekts über angepasste Betriebsstrategien verringert wurde. Zusätzlich wurden der elektrische Energiebedarf, der Druck in der Tankstelle sowie die Betankungsmenge erfasst. Die detaillierten Untersuchungen der Emissionen im Betrieb unterschiedlicher LNG-Lkw erfolgten in Zusammenarbeit mit der Berner Fachhochschule. Die Untersuchungen der Lkw wurden mit LNG und nicht wie geplant und vorbereitet mit LBG durchgeführt, da während des Projektes pandemiebedingt nur limitiert LBG zur Verfügung stand.

Ein wichtiger Punkt, der bei der ökologischen Beurteilung von LBG und LNG zu beachten ist, sind direkte Methanemissionen in allen Prozessschritten. Weil Methan ein 28-fach stärker wirkendes Treibhausgas ist als CO₂ (bezogen auf 100 Jahre), fallen direkte Methanemissionen entsprechend stärker ins Gewicht als CO₂, das bei der Verbrennung von Methan entsteht und in die Atmosphäre gelangt. Dies muss bei allen Herstell- und Verwendungsschritten von LBG und LNG berücksichtigt werden (Produktion, Aufbereitung, Transport, Lagerung, Betrieb). Das bedeutet, dass Leckagen und sonstige Methanemissionen sowohl in der Produktion des Biogases sowie auch im Transport und Einsatz des LBG zu prüfen, zu quantifizieren und so weit als möglich zu vermeiden sind. Daneben sind das Substrat, der Energiebedarf der Biogas- und LBG-Produktion, der Transport des LBG an den Verwendungsort inklusive Tankstellenbetrieb sowie der Kraftstoffverbrauch der Lkw entscheidende Faktoren bei der ökologischen Beurteilung.

Das flüssige Methan wird sowohl im Lkw wie auch in der Tankstelle ohne aktive Kühlung in vakuumisierten Tanks gelagert. Trotz Vakuumisolation erwärmt sich das flüssige Methan von anfänglich –162 °C (1 bar), wobei ein Teil des Methans gasförmig wird und der Absolutdruck im Tank steigt. Würde dieser im Fall der untersuchten Tankstelle 16 bar überschreiten, müsste aus Sicherheitsgründen Gas abgeführt werden. Ist kein geeignetes System zur Speicherung und/oder Verwendung vorhanden (z. B. Rückverflüssigung, Einspeisung in das Erdgasnetz, CNG-Tankstelle), wird das abgeführte Methan an die Umgebung abgegeben. Das kann beispielsweise vorkommen, wenn ein Lkw zu lange (d. h. > 5 Tage) nicht bewegt wird oder an einer Tankstelle zu wenig getankt wird. Durch die Entnahme von Gas aus den Tanks sinken Druck und Temperatur wieder.

Zur Quantifizierung solcher Emissionen wurde ein Messsystem entwickelt. Zusätzlich wurden Fahrzeuge und Tankstelle mittels einer GasCam auf Leckage geprüft. Die Verbrauchsdaten der Lkw (LNG HPDI, LNG SI, Diesel) wurden über die Flottenmanagementsysteme der Hersteller über den Zeitraum von einem Jahr untersucht und mit den Messergebnissen verglichen. Zusätzlich wurden Referenzmessungen für alle drei Motorentechnologien mittels PEMS (Portable Emission Measurement System) gemacht. Dabei durchliefen die Lkw mehrfach mit derselben Beladung ein RDE-Prüfverfahren (Real Driving Emissions).



Um Lessons Learned aus dem Betrieb einer LNG-Tankstelle und -Lkw-Flotte zu formulieren, wurden die gewonnenen Erkenntnisse an den eigenen beiden Tankstellen sowie bei der eigenen Lkw-Flotte durch die Partner der Projektgruppe protokolliert.

Ergebnisse

Im Rahmen des «HelloLBG»-Projekts fand ein Austausch mit verschiedenen LBG-Produktionsanlagen in Europa statt, die sich in der Anlagengrösse, den verwendeten Technologien, dem benötigten Energieeinsatz bei der Biogasproduktion, dessen Aufbereitung und Verflüssigung sowie in den verwendeten Substraten unterschieden.

Verallgemeinert konnte dabei festgestellt werden, dass

1. es ökonomisch valable Optionen für Verflüssigungsanlagen bereits ab Produktionsmengen von etwa fünf Tonnen pro Tag gibt,
2. die Erneuerbarkeit der Strom- und ggf. Wärmezufuhr bei der Produktion entscheidend ist und
3. die transportbedingten Emissionen dann eine untergeordnete Rolle für die Well-to-Wheel-Bilanz spielen – sogar, wenn die (einfache) Transportdistanz > 2000 km beträgt.

Die bisherigen Berechnungen für eine Anlage in Nordskandinavien (Produktionskapazität etwa 20 t pro Tag) zeigen, dass Emissionsminderungen von bis zu 82 % gegenüber fossilem Diesel (gerechnet mit 95.1 g CO_{2,eq}/MJ, was den durchschnittlichen Emissionen von in Europa verwendetem Diesel bezogen auf die benötigte Energie entspricht) erreicht werden können, sofern erneuerbare Energie für die Produktion eingesetzt wird. Stammen Wärme und/oder Strom für die Produktion und Verflüssigung des Biogases nicht aus erneuerbaren Quellen, reduziert sich die Emissionsminderung zum Teil erheblich, im spezifischen Fall fast um die Hälfte auf 46 %. Die LBG-Produktion einschliesslich Verflüssigung wurde mit 8 g CO_{2,eq}/MJ berechnet, die verbleibenden Emissionen von nochmals etwa 9 g CO_{2,eq}/MJ können durch die Verringerung der Transportdistanz (bei gleicher Anlagengrösse) und das konsequente Vermeiden von «Ventings» beim Tankstellen- und Lkw-Betrieb nochmals erheblich reduziert werden.

Bei der Analyse der Kosten für eine LBG-Produktion in der Schweiz (unter Annahme einer Produktionskapazität von mindestens 5 t LBG pro Tag) wurde ermittelt, dass etwa 80 Prozent auf die Biogasproduktion entfallen. Die restlichen 20 Prozent resultieren aus Aufbereitung, Verflüssigung und Transport des LBG. Ein ähnliches Bild ergibt sich für die Emissionen in der Wertschöpfungskette von LBG, das in der Schweiz hergestellt wurde. Bei Verwendung nichterneuerbarer Energiequellen fallen rund 90 Prozent der Emissionen bei der Biogasproduktion inkl. Aufbereitung an und 10 Prozent bei Verflüssigung und Transport. Dennoch beträgt die geschätzte Reduktion der CO_{2,eq}-Emissionen gegenüber fossilem Diesel rund 73 Prozent. Kommen ausschliesslich erneuerbare Energiequellen zum Einsatz, ist der Anteil der Emissionen für Verflüssigung und Transport sehr klein, und die CO_{2,eq}-Emissionen sind rund 82 % geringer als bei fossilem Diesel.

Der Transport des LBG von Nordskandinavien in die Schweiz mit einem Diesel-Lkw sowie die Lagerung des LBG in der Tankstelle haben einen etwa gleich hohen Einfluss auf die Gesamtbilanz wie die LBG-Produktion (im spezifischen Fall zusammen knapp 9 g CO_{2,eq}/MJ). Diese Emissionen lassen sich durch den Transport mit LBG-betriebenen Lkw deutlich reduzieren. 4.2 g CO_{2,eq}/MJ sind in den Untersuchungen auf Methanemissionen der Tankstelle zurückzuführen. Diese entstehen durch «Venting», wobei Methan aus einem Lkw-Tank aufgrund der Druckdifferenz zur Tankstelle zurückgeführt wird. Liegt der Druck in der Tankstelle über 9.5 bar, kann das Methan nicht in die Tankstelle zurückgeführt werden, sondern wird an die Umgebung abgegeben. Dadurch wird ein zu schnelles Erwärmen des Methans in der Tankstelle verhindert. Diese «Ventings» konnten durch einen höheren Methanumsatz an der Tankstelle (ca. 2'000 kg pro Tag) sowie gezielte Anpassungen in der



Disponierung der Lkw auf nahezu null reduziert werden. Der gemessene elektrische Energiebedarf der Tankstelle liegt bei knapp 0.07 % der betankten Energiemenge und hat damit kaum Einfluss auf die Emissionen.

Bei zwei LNG-Lkw sowie einem Diesel-Lkw wurden mit einem PEMS Abgasmessungen durchgeführt, um die effektiven Emissionen feststellen zu können (inklusive Methanschlupf). Es sind Unterschiede zwischen den verschiedenen Technologien von LNG-Lkw bemerkbar. So wies das Fahrzeug mit SI-Motor (Ottomotor, Lambda = 1) höhere CO₂-Emissionen auf als das Fahrzeug mit HPDI-Motor, das für die Zündung jedoch zusätzlich noch Diesel einsetzt. Der höhere Verbrauch des Lkw mit Ottomotor ist auf die geringere Effizienz dieser Technologie gegenüber der HDPI- und Dieselmotortechnologie zurückzuführen. HPDI-Motoren können nicht vollständig auf LBG umgestellt werden, da immer ein Rest von ca. 10% (Masse) an Diesel benötigt wird. Es wird davon ausgegangen, dass der 10%-Dieselanteil nicht durch eine emissionsarme Alternative ersetzt werden kann.

Durch den Ersatz von fossilem Diesel durch LBG aus Skandinavien können die Emissionen von 1'044 g auf bis zu 270 g CO_{2,eq}/km gesenkt werden. Dabei wurden Optimierungen des Transportes oder der Tankstelle, wie sie im Projekt ermittelt wurden, noch nicht berücksichtigt. Der Einsatz von fossilem LNG lohnt sich aus ökologischer Sicht bezogen auf die CO_{2,eq}-Emissionen nur für Lkw mit HPDI-Motoren. Als Basis für die LNG-Emissionen dient der Referenzwert von 74.5 g CO_{2,eq}/MJ (durchschnittliche Emissionen von in Europa verwendetem LNG bezogen auf die benötigte Energie) plus die Emissionen von 4.2 g CO_{2,eq}/MJ für die Emissionen bei der Lagerung in der Tankstelle. Der Lkw mit SI-Technologie (Ottomotor) zeigte mit LNG höhere CO_{2,eq}-Emissionen als das dieselbetriebene Referenzfahrzeug. Für die Emissionen pro Kilometer (g CO_{2,eq}/km) werden die energiebezogenen Emissionen (g CO_{2,eq}/MJ) mit der von den Lastwagen benötigten Energie pro Kilometer (MJ/km) multipliziert.

Betrieb und Planung der Infrastruktur

Bei der Planung einer LNG-Tankstelle ist zu beachten, dass nicht alle LNG-Tankstellen und LNG-Fahrzeuge in Bezug auf ihre Anschlüsse kompatibel sind. Für den Bau sollten Anlagenplaner herbeigezogen werden, die neben den technischen Aspekten auch logistische und regulatorische Kenntnisse einbringen können. In Bezug auf die Schweiz ist zu beachten, dass es kantonale Unterschiede bei baulichen Vorgaben, Auslegung der Störfallverordnung und Klassifizierung gemäss Brandschutznormen gibt.

Schwierigkeit im Tankstellenbetrieb war einerseits die Anlieferung von LNG, welche vom Transportunternehmen abhängig und nicht immer problemlos terminierbar war, was eine genaue Abstimmung der Bestellmenge und Liefertermine erforderlich macht. Abhängigkeiten und Einschränkungen im Betrieb können durch ein dichteres Tankstellennetz vermindert werden, wodurch mehr Flexibilität erreicht werden kann. Andererseits waren die Füllstandsanzeigen der Tankstelle zum Teil ungenau, was wiederum die Planung von Lieferungen sowie den Befüllvorgang erschwerte.

Fazit und Ausblick

Durch den Einsatz von verflüssigtem Biomethan als Treibstoff können die klimarelevanten Emissionen von Lkw im Schwerverkehr deutlich reduziert werden im Vergleich mit fossilem Diesel und mit verflüssigtem Erdgas. Während im Fahrzeugeinsatz (Tank-to-Wheel) aufgrund der weitgehend identischen chemischen Zusammensetzung von LNG und LBG ähnliche Emissionen auftreten, zeigt eine ganzheitliche Well-to-Wheel-Betrachtung ein anderes Bild: Hier werden für biogene Treibstoffe die CO₂-Emissionen bei der Verbrennung im Motor durch den pflanzlichen Zyklus egalisiert. Allerdings sind auch beim LBG die produktions- und transportbedingten (Vorketten-) Emissionen zu quantifizieren wie auch diejenigen Gase, die beim Einsatz im Lkw neben dem CO₂ gebildet werden.



Im Projekt «Nutzung von LBG (Liquefied Biogas) für den Schweizer Schwerlasttransport» konnten im Rahmen einer Well-to-Wheel-Analyse von flüssigem Biogas verschiedener Anbieter erste Vergleichswerte bestimmt werden. Am Beispiel von LBG aus einer Verflüssigungsanlage in Nordskandinavien wurde ermittelt, dass bei fossilfreier Produktion des Biogases gesamthaft eine Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber Diesel von über 70 % erreicht wird. Dabei entfällt etwa die Hälfte der verbleibenden Emissionen in der Well-to-Wheel-Bilanz auf den Transport des LBG.

Mit dem Import von LBG von naheliegenden Produktionsstandorten oder sogar einer LBG-Produktion in der Schweiz sowie der Verhinderung von «Ventings» an der Tankstelle sind weitere Emissionsreduktionen möglich.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Résumé	5
Summary	7
Take-home messages	9
Erweiterte Zusammenfassung	10
Inhaltsverzeichnis	15
Abkürzungsverzeichnis	18
Nomenklatur	19
1 Einleitung	20
1.1 Ausgangslage und Hintergrund	20
1.2 Motivation des Projektes	21
1.3 Projektziele	22
2 Anlagenbeschrieb	25
2.1 Tankstelle	25
2.1.1 Methanemissionen	27
2.1.2 Blow-Off.....	27
2.1.3 Venting.....	28
2.2 Lastwagen	28
2.2.1 IVECO LNG-Lkw	30
2.2.2 Volvo LNG-Lkw.....	30
2.2.3 Volvo Diesel-Lkw	31
2.3 Verflüssigung	32
3 Well-to-Wheel-Analysen LNG/LBG im Schwerlastverkehr: Literatur und Methodik	35
3.1 Literatur.....	36
3.1.1 Treibhausgasemissionen bei der Produktion der Treibstoffe:.....	38
3.1.2 Treibhausgasemissionen beim Handling an der Tankstelle:.....	40
3.1.3 Effizienz von Motoren	40
3.1.4 Emissionen beim Betrieb der Lastwagen	41
3.2 Methodik	44
3.2.1 Messungen Tankstelle.....	44
3.2.2 Messungen Lkw.....	44
3.2.3 Well-to-Wheel-Analyse	45
3.2.4 Szenarien Schweiz	47
4 Messungen	48
4.1 LNG-Tankstelle.....	48



4.1.1	Tankstellenbetrieb	48
4.1.2	Elektrizitätsverbrauch	49
4.1.3	Überprüfung auf Leckage	50
4.1.4	Erfassung und Quantifizierung von Ventings und Blow-Offs	52
4.1.5	Betriebliche Ansätze	57
4.1.6	Fazit Emissionen Tankstelle	58
4.2	Lkw	59
4.2.1	Flottenbetrieb	59
4.2.2	Emissionsmessungen (PEMS)	61
4.2.3	CO ₂ -Emissionen	62
4.2.4	CO _{2,eq} -Emissionen	63
4.2.5	NOx-Emissionen	65
4.2.6	Partikelemissionen	66
4.2.7	CH ₄ -Emissionen	68
4.2.8	THC-Emissionen	69
4.2.9	Messresultate nach Strecke	69
4.2.10	Fazit Emissionen Lkw	71
5	Well-to-Wheel-Analysen	72
5.1	Herkunft der Biomasse und Transport zur Biogasanlage	73
5.2	Biogas-Produktion	74
5.2.1	Fall "Norwegen"	74
5.2.2	Fall "Italien"	75
5.3	Aufbereitung Biogas	76
5.4	Verflüssigung	76
5.5	Abfüllung und Transport	77
5.6	Umfüllung/Lagerung in der Tankstelle und Umfüllung in den Fahrzeugtank	79
5.7	Analyse WTT mit BiograceLBG	79
5.8	LBG im Fahrzeugbetrieb	82
6	Szenarien für eine Schweizer LBG-Produktion	83
6.1	Kosten	83
6.1.1	Produktion von Biomethan	83
6.1.2	Verflüssigung	84
6.1.3	Transport	85
6.1.4	Gesamtkosten	85
6.1.5	Einordnung	86
6.2	Emissionen	86
6.2.1	Produktion von Biomethan	86
6.2.2	Verflüssigung	90
6.2.3	Transport	90
6.2.4	Gesamtemissionen	91



6.3	Schweizer Szenarien	92
6.3.1	Grösse Inwil	92
6.3.2	Grösse Recycling Energie AG, Nesselbach AG	93
6.3.3	Grösse Wipptal	94
6.4	Fazit für eine Schweizer LBG-Produktion	96
7	Schlussfolgerungen und Fazit	97
7.1	Erkenntnisse aus dem Tankstellenbetrieb	97
7.2	Erkenntnisse aus dem Betrieb der Lkw-Flotte	99
7.3	Betrachtung des ökologischen Nutzens im Einsatz von LBG im Schwerlasttransport	99
7.4	Erkenntnisse für eine Schweizer LBG-Produktion	100
8	Ausblick und zukünftige Umsetzung	101
9	Nationale und internationale Zusammenarbeit	103
10	Kommunikation	104
11	Publikationen	105
12	Literaturverzeichnis	106
	Publication bibliography	106



Abkürzungsverzeichnis

bara	Absolutdruck in bar
barü	Überdruck in bar
BHKW	Blockheizkraftwerk
eq	Bei CO _{2,eq} bedeutet «eq» äquivalent, in Fremdabbildungen auch mit «e» oder «äq» bezeichnet. Grundsätzlich: Umrechnung von Treibhausgasen auf äquivalente CO ₂ -Emissionen
GCM	Gas Conditioning Module
GHG	Greenhouse gas (dt. Treibhausgas)
GPS	Global Positioning System
GSM	Global System for Mobile Communication
GWP	Global Warming Potential
HPDI	High Pressure Direct Injection
JRC	The JRC (Joint Research Centre) is the Commission's science and knowledge service.
LBG	Verflüssigtes Biogas ("liquefied biogas")
LCA	Life Cycle Analysis
Lkw	Lastkraftwagen
LNG	Verflüssigtes Erdgas ("liquefied natural gas")
LNG-Lkw	Lkw mit Gasmotor und LNG-Tank, kann alternativ auch mit LBG betrieben werden
LSVA	Leistungsabhängige Schwerverkehrsabgabe
OBD	On-Board-Diagnose
oTS	organische Trockensubstanz (= VS)
PEMS	Portable Emission Measurement System
PM	Particulate Matter
PN	Particle Number
RDE	Real driving emissions
RED	Renewable Energy Directive, RED II oder RED 2: Überarbeitung, erschienen 2018
RTT	Return To Tank
SCR	Selective Catalytic Reduction oder selektive katalytische Reduktion
TTW	Tank-to-Wheel
VS	volatile substances (= oTS)
WTT	Well-to-Tank
WTW	Well-to-Wheel



Nomenklatur

Blow-Off	Bei einem zu hohen Druck im Speichertank der Tankstelle öffnet sich das Überdruckventil. Dabei strömt Methan in die Umgebung, bis sich der Druck im Tank etwas abgesenkt hat. Dieser Vorgang wird im nachfolgenden Text "Blow-Off" genannt.
Boil-Off	LNG-Tanks sind so ausgelegt, dass sie Erdgas in flüssiger Form bei einer Temperatur von - 163 ° C nahe der Verdampfungstemperatur lagern oder befördern. Trotz der Tankisolierung, die die Aufnahme von externer Wärme begrenzen soll, führt bereits eine geringe Menge zu einer leichten Verdunstung der Ladung. Diese natürliche Verdunstung wird Boil-Off genannt.
Venting	Gasentlüftung ("Venting") ist die absichtliche und kontrollierte Freisetzung von Gasen, vorwiegend Methan, in die Atmosphäre. Im vorliegenden Bericht bedeutet der Begriff die Freisetzung von Methan, welches von einem Fahrzeug in die Tankstelle zurückgeführt wird, jedoch aufgrund des hohen Drucks abgelassen werden muss. Dies kommt vor, wenn der Druck im Fahrzeugtank für die Betankung zu hoch ist und der Druck in der Tankstelle für eine normale Rückführung ebenfalls zu hoch ist. Dies geschieht bereits bei einem tieferen Druck als der Blow-Off.



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Ein wesentlicher Teil der Energiestrategie 2050 ist die Absenkung der CO₂-Emissionen im Strassenverkehr, der mit 41 % im Jahr 2017 den grössten Teil der CO₂-Emissionen in der Schweiz ausmacht (BFE Bundesamt für Energie 2019). Während beispielsweise im Gebäudebereich umgesetzte Massnahmen zunehmend einen erkennbaren Effekt haben, ist der verkehrsbezogene Absenkpfad deutlich hinter den Erwartungen geblieben. Der Beitrag des Verkehrssektors hat sich sogar erhöht (von 38% auf 41%). Die Transportleistungen Landverkehr (Strasse und Schiene) haben seit 2000 um 19% zugenommen auf 27.9 Mrd. Tonnen-km¹. Speziell für den Schwerlastverkehr, der in der Schweiz einen Anteil von 95%² an Transportleistungen im Strassengüterverkehr hat, müssen Lösungen zur CO₂-Reduktion gefunden werden, da der schwere Güterverkehr nach wie vor nahezu vollständig mit Dieselantrieb unterwegs ist.

Bei der Lidl Schweiz AG trägt der Bereich Logistik über 30% zu den betrieblichen CO₂-Emissionen bei und hat damit einen wesentlichen Einfluss auf den CO₂-Fussabdruck. Die Krummen Kerzers AG ist eines von wenigen Transportunternehmen im Dienst der Lidl Schweiz AG und hat einen hohen Anteil am gesamten Auftragsvolumen. Lidl Schweiz und Krummen Kerzers teilen ambitionierte CO₂-Reduktionsziele im Bereich der Logistik. Sowohl Lidl Schweiz als auch Krummen Kerzers haben sich 2018 für den Lean & Green Award zertifiziert und sich zu ehrgeizigen CO₂-Reduktionszielen bekannt. Binnen fünf Jahren sollen in beiden Unternehmen in der Logistik jeweils 20% der CO₂-Emissionen eingespart werden, und die Firmenstrategie von Lidl Schweiz strebt eine fossilfreie Filialbelieferung bis 2030 an. Lidl Schweiz und Krummen Kerzers sind bereits seit einigen Jahren engagiert in der Evaluation und Erprobung weiterer Antriebstechnologien sowie der kontinuierlichen Optimierung der Logistik-Prozesse und der bestehenden Fahrzeugflotten.

Unter der Prämisse, keine operativen Einschränkungen (Nutzlast, Reichweite, Betriebskosten) im Vergleich zum Betrieb mit Diesel zu haben, wurden mögliche Technologien analysiert, welche heute auf dem Markt verfügbar sind. Basierend auf dieser Ausgangslage kamen Lidl Schweiz und Krummen Kerzers zum Schluss, dass Flüssigerdgas (LNG) schon heute eine überzeugende Alternative zum Diesel bietet. Mit dem Aufbau von Know-how zu LNG und der entsprechenden Infrastruktur wurde deswegen 2018 begonnen.

Im entsprechenden Projekt «HelloLNG» finanzierten die Partner Krummen Kerzers AG und Lidl Schweiz AG die benötigte Infrastruktur. Die Kooperation kaufte und installierte eine mobile LNG-Tankstelle, die nach durchlaufenem Bewilligungs- und Abnahmeprozess seit Frühjahr 2019 in Betrieb ist und sich an einem von zwei Schweizer Warenverteilzentren der Lidl Schweiz AG in Weinfelden befindet. Dazu wurden 10 LNG-Lkws (Zugmaschinen) mit Volvo HPDI-Motoren angeschafft. Der Treibstoff (LNG) wird über einen Gashändler bezogen. Basierend auf Herstellerangaben und verschiedenen Studien wurde für den Einsatz von LNG mit CO₂-Reduktionen verglichen zu Diesel (Well-to-Wheel) von 15% ausgegangen. Zudem haben Vollkostenrechnungen ergeben, dass sich der Einsatz von LNG unter bestimmten Bedingungen (z.B. existierende Tank-Infrastruktur) wirtschaftlich tragbar oder sogar vorteilhaft ist.

¹ Gemäss Bundesamt für Energie, <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/mobilitaet-verkehr/querverkehr.html>

² <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/mobilitaet-verkehr/querverkehr/strasse.html>



1.2 Motivation des Projektes

Basierend auf dem Projekt «Goodbye Diesel – HelloLNG» wird ein Fuel Switch von LNG zu LBG angestrebt, um erhebliche weitere Reduktionen der CO₂-Emissionen zu erreichen. LBG ist tiefkaltes verflüssigtes Methan (ca. -162 °C bei 1 bar Absolutdruck), das im Gegensatz zu LNG aus biologischen Rohstoffen hergestellt wird. Zur Herstellung von LBG werden nachwachsende Rohstoffe oder biologische Abfälle verwendet. In der Schweiz existiert aktuell keine LBG-Produktion. Beim Import muss darauf geachtet werden, dass das LBG aus biogenen Abfällen produziert wird, da beispielsweise nachwachsende Rohstoffe als Substrat für eine Biogas-Anerkennung in der Schweiz nicht zugelassen sind. Durch die Verwendung von biologischen Rohstoffen ist der Kohlenstoffkreislauf bei der Verbrennung von LBG geschlossen und es wird kein zusätzliches CO₂ in die Atmosphäre abgegeben. Flüssiges Methan hat eine ca. 600-Mal höhere Dichte als Methan bei Standardbedingungen und ist deshalb für den Einsatz im Schwerlastverkehr sehr gut geeignet. Zur Verflüssigung werden Kühlkreisläufe eingesetzt. Die eingesetzte Technologie ist abhängig von der Anlagengröße. Für kleine Anlagen, wie sie oft bei LBG-Produktionen mit einer Jahresproduktion zwischen 1'000 bis mehreren 10'000 t vorkommen, wird oft die Mixed Refrigerant Technology verwendet, welche auf mehreren verschiedenen Kältemitteln basiert (DVGW, DENA, Dr. Dietrich Gerstein, Frederik Brandes 2019). Der Energiebedarf für kleine Verflüssigungsanlagen liegt im Bereich von 0.7 – 1.8 kWh pro kg LNG.

Aktuell ist der Markt für verflüssigtes Biogas noch klein. In der Schweiz gibt es noch keine Produktion, in Europa sind einige Anlagen seit mehreren Jahren in Betrieb (insbesondere in Skandinavien) und eine steigende Anzahl in Planung, davon manche kurz vor Produktionsstart. Wichtig dabei für die Anerkennung des LBG in der Schweiz ist, dass die Substrate für die Produktion aus biogenen Abfallstoffen stammen, ansonsten kann keine (ökonomisch relevante) Befreiung von der Mineralölsteuer und perspektivisch auch eine Reduktion der leistungsabhängigen Schwerverkehrsabgabe (LSVA) erreicht werden.

Die publizierten Studien zum Einsatz von LNG sind nicht einheitlich in der Bewertung der CO₂-Reduktionen verglichen mit dem Betrieb moderner Diesel-Lkws. Zum Einsatz von LBG sind bislang kaum systematisch umfassende Angaben zu finden, und wenn, beziehen sie sich auf nicht uneingeschränkt übertragbare Randbedingungen. So hängen die Emissionen beispielsweise von konkreten Einsatzbedingungen ab (Fahrzeugflotte, Betriebsprofile und -topologien, Standorte der Tankstellen, allfällige Emissionen beim Handling des verflüssigten Gases, Produktion und Handling des Gases bis zur Tankstelle etc.).

Um sich nicht auf verallgemeinerte und methodisch und in den Schlussfolgerungen uneinheitliche Studien verlassen zu müssen, wurde das Projekt «HelloLBG» vorgeschlagen. Darin wird die Verwendung von verflüssigtem Biogas für den Betrieb von Lkws zur Warenverteilung in der Schweiz von der Herstellung bis zur Nutzung als Treibstoff eingehend analysiert, in Teilen mit eigenen Messungen und/oder der Erhebung von Informationen und Daten realer Anlagen sowie für eine konkrete Fahrzeugflotte und ihre Einsatzbedingungen in der Schweiz. Das Projekt zielt letztlich darauf ab, durch die gewonnenen Erkenntnisse eine Einschätzung zu ermöglichen, welchen Beitrag die Verwendung von LBG im Schweizer Schwerlastverkehr für die Klimaziele der Schweiz leisten kann.

1.3 Projektziele

Da Lidl Schweiz und Krummen Kerzers bereits eine LNG-Fahrzeugflotte aufgebaut haben, ist der nächste Schritt die Umstellung auf Liquefied Biogas (LBG). Dafür ist eine Quantifizierung wichtig, wie sich die Gesamtbilanz von LBG darstellt, sowohl bezüglich energetischem bzw. ökologischem Mehrwert³ wie auch in ökonomischer Hinsicht.

Das hier beschriebene Pilotprojekt baut auf den Vorarbeiten von Lidl und Krummen Kerzers auf und vergleicht die Treibhausgasemissionen von LBG beim realen Einsatz im Schweizer Schwerlastverkehr mit denjenigen von Diesel. Weil sich für LBG und Diesel die Emissionen an Treibhausgasen bei der Fahrzeugproduktion und beim Fahrzeugrecycling sowie der Nutzung von Strassen etc. nur geringfügig unterscheiden, werden mit einer vergleichenden Well-to-Wheel Betrachtung alle relevanten Differenzen einer Life Cycle Analysis im Schwerlasttransport mit den beiden Treibstoffen erfasst.

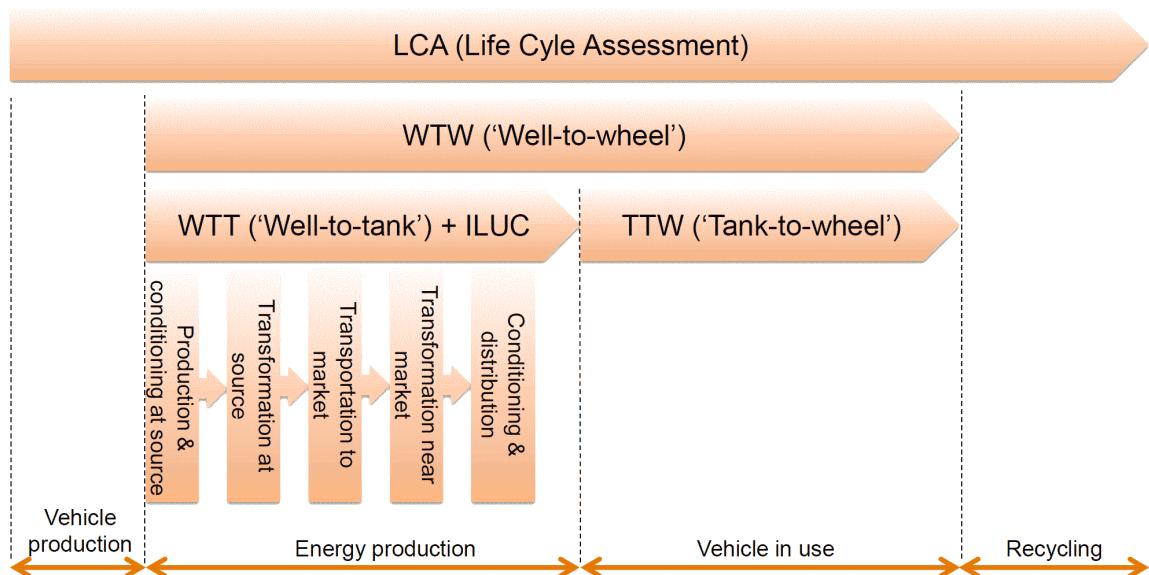


Abbildung 1: Unterschiedliche Systemgrenzen bei der Untersuchung von Schwerlast Transporten (Verbeek and Verbeek 2015) (Figure 1, Seite 8)

Im vorliegenden Projekt wird eine umfassende und belastbare energetische Analyse der gesamten Wertschöpfungskette einer konkreten LBG-Bezugsquelle durchgeführt (von Produktion bis Verwendung im realen Betrieb, d.h. einschliesslich Transport, Lagerung, Umfüllung, Betankung). Anhand der Untersuchungen dieser konkreten LBG-Wertschöpfungskette werden anschliessend Sensitivitäten bezüglich verschiedener energetischer Einflussparameter (z.B. Transportwege, Strombedarf Verflüssigung etc.) untersucht und eine mögliche Skalierung auf die Verflüssigung und Verwendung von Schweizer Biogas dargestellt. Hierzu werden Messungen an Tankstelle und Fahrzeugen durchgeführt.

Dazu werden zusätzlich zu den bestehenden LNG-Lkws drei Fahrzeuge angeschafft:

- 1 Volvo mit Gasmotor mit Diesel-Kreisprozess, HPDI, DualFuel
- 1 Iveco mit Gasmotor mit Otto-Kreisprozess, Funkenzündung, MonoFuel
- 1 neuer Euro VI Diesel

³ Mit «ökologisch» ist hier nicht in erster Linie die Umweltbelastung (durch NOx, SOx, Feinstaub etc.) gemeint, sondern z.B. die Umrechnung von CH₄-Emissionen auf ein CO₂-Äquivalent, soweit dies für einen systematischen energetischen Vergleich des Einsatzes verschiedener Treibstoffe notwendig ist.



Diese drei Fahrzeuge werden unter vergleichbaren Bedingungen (Routen in der Schweiz, Topologie, Ladeprofil, Fahrer etc.) bezüglich ihres Energiebedarfs und der Emissionen verglichen, so dass die Realverbräuche der 3 unterschiedlichen Motoren und die entsprechenden klimarelevanten Emissionen ermittelt werden können. Unter den Fahrzeugen befinden sich diejenigen von Volvo mit den neusten Motoren, welche die Effizienz von Dieselmotoren erreichen sollen. Solche realen Gesamtverbräuche und Vergleiche konnten auch in aktuellen Studien bisher nicht gefunden werden bzw. sind nicht einfach vergleichbar / umrechenbar für Schweizer Bedingungen.

Zusätzlich wird eine weitere Tankstelle geplant, bestellt, installiert und betrieben, die für den Projektzeitraum von 2 Jahren u.a. mit LBG betrieben wird. An dieser Tankstelle werden zudem projektrelevante Messungen zu Methanschlupf und dem Energieaufwand für Umfüllung, Lagerung und Betankung der LKW ermittelt.

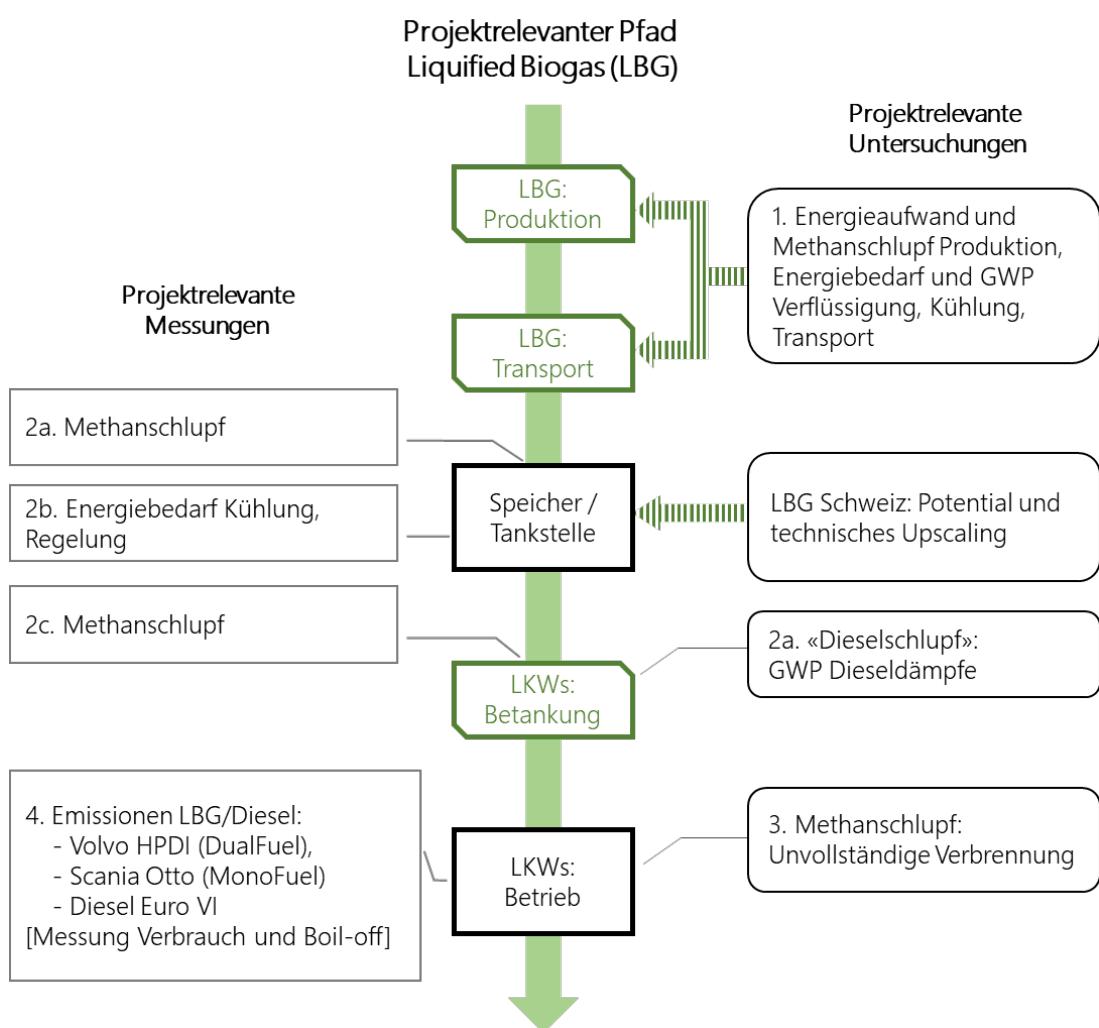


Abbildung 2: Übersicht Messungen und Untersuchungen, die in diesem Projekt entlang der Wertschöpfungskette von LBG vorgenommen werden. Links sind die vorgesehenen Messungen im Abschnitt «vehicle in use» der Wertschöpfungskette dargestellt, rechts Erhebungen, die im Rahmen einer Visitation der Produktionsanlage in Norwegen und Daten der Betreiber/Hersteller und des LBG-Lieferanten durchgeführt werden (LBG-Produktion und Transport) bzw. aus Literaturstudien entnommen werden (vollständige GWP-Darstellung Diesel und energetische Detailanalyse der LKW-Gasmotoren bzgl. unvollständiger Verbrennung des Gases), die den Rahmen dieses Projektes sprengen würden.



Die Studie behandelt die nachfolgenden Problemfelder:

1. Energieaufwand und Treibhausgasemissionen bei der Produktion und dem Transport der Treibstoffe (LBG und Diesel) bis zur Tankstelle
2. Energieaufwand und Treibhausgasemissionen beim Handling der Treibstoffe (LBG und Diesel) an der Tankstelle
3. Energieverbrauch / Effizienz von Motoren (insbesondere unvollständige Verbrennung)
4. Energieverbrauch und Emissionen beim Betrieb der Lastwagen: CO₂-Emissionen Treibstoffverbrauch und Boil-Off Gas

Die Beschaffung (und Bewertung) von ausländischem LBG stellt idealerweise nur einen Zwischenschritt dar. Im Projekt soll die Grundlage geschaffen werden, die es ermöglicht, die Rahmenbedingungen für eine Schweizer LBG-Produktion einschätzen zu können.

Zusammenfassende Einordnung:

- a) Der energetische Vorteil von LNG gegenüber Diesel ist in der Literatur umstritten und unterschiedlich bewertet.
- b) Für LBG werden klare energetische/ökologische Vorteile gesehen. Die genaue Quantifizierung der Vorteile ist wiederum mit einer breiten Streuung behaftet und hängt von einer Vielzahl von Parametern ab.
- c) Die Schweizer Bewertung/Einordnung von LBG (wie auch bereits von Biogas) ist nochmals anders/enger als die in anderen europäischen Ländern.
- d) Das Projekt soll zeigen:
 - a. Ist es möglich und sinnvoll (d.h. energetisch als Ersatz für Diesel), LBG für den Schwerlastverkehr in die Schweiz zu importieren und einzusetzen?
 - b. Ist es möglich und sinnvoll, auf eine Schweizer LBG-Produktion für den Schwerlastverkehr in der Schweiz zu setzen?
- e) Dafür sollen die (energierelevanten) Produktions- und Transportbedingungen (anhand von visitationsbasierten Erhebungen und Messungen) überprüft und real bewertet werden.
- f) Eine mögliche Anerkennung des LBG hängt von den Ergebnissen dieses Pilotprojektes ab und soll ebenfalls im Rahmen des Projektes analysiert werden.

Zentrales Ziel ist es, Aussagen zu treffen, unter welchen Bedingungen die Verwendung von LBG energetisch, technisch und ökonomisch sinnvoll möglich ist. Dafür werden alle energetisch relevanten Einflussgrössen in der gesamten Wertschöpfungskette einer konkreten LBG-Bezugsquelle (von Produktion bis Verwendung im realen Betrieb, d.h. einschliesslich Transport, Lagerung, Umfüllung, Betankung) untersucht und in einer Well-to-Wheel-Analyse zusammengefasst und bewertet.

Anhand der Untersuchungen einer konkreten LBG-Wertschöpfungskette werden die Sensitivitäten bezüglich verschiedener energetischer Einflussparameter (z.B. Transportwege, Strombedarf Verflüssigung etc.) untersucht und eine mögliche Skalierung auf die Verflüssigung und Verwendung von Schweizer Biogas dargestellt.

Die Untersuchungen werden finanziell vom Bundesamt für Energie, dem Forschungsfonds Gas (FOGA) der schweizerischen Gasindustrie und der Lidl Schweiz AG unterstützt. Umsetzungspartner sind die Krummen Kerzers AG und Lidl Schweiz AG.



2 Anlagenbeschrieb

Im vorliegenden Projekt wurden verschiedene Lkw und eine LNG-Tankstelle untersucht. Dafür wurden im Projekt eine LNG-Tankstelle, ein Lkw mit Dieselantrieb sowie je ein Lkw mit LNG-Antrieb von Volvo (Gasmotor gemäss Diesel-Kreisprozess und HPDI, "Dual Fuel Motor") und Iveco (Gasmotor mit Otto-Kreisprozess mit Funkenzündung, "Single Fuel Motor") angeschafft.



Abbildung 3 - Tankstelle in Weinfelden bei der Eröffnung am 28. Juni 2019. Bildquelle: <https://www.cng-mobility.ch/beitrag/lidl-weiht-erste-schweizer-lng-tankstelle-ein/>

2.1 Tankstelle

Die LNG-Tankstelle besteht aus einem vakuumisierten Lkw Anhänger von HAM mit einer Kapazität von 13'600 kg LNG (Füllstand von 85 % bei 6 bar) welcher gemäss den örtlichen Vorgaben auf dem Gelände der Lidl Schweiz Verteilzentren in Sévaz und Weinfelden installiert wurden (Abbildung 4). Zusätzlich würde ein Bezahlterminal installiert, um auch externen Kunden die Betankung von Lkw zu ermöglichen. Die Tankstelle benötigt für den Betrieb Elektrizität für Kryopumpen und die Steuerung sowie Druckluft für die Steuerung der Ventile. Die Druckluft wird durch einen separaten Druckluftkompressor bereitgestellt.



Abbildung 4: LNG-Tankstelle des Herstellers HAM installiert auf dem Areal des Lidl Schweiz Verteilzentrums in Sévaz. Bildquelle: Lidl Schweiz AG.

In Abbildung 5 ist die Betankung eines LNG-Lkw dargestellt. Für die Betankung fährt der Lkw stirnseitig an die Tankstelle, wo das LNG via eines an der Tankstelle angebrachten Tankstutzens in den Lkw gepumpt wird. Zusätzlich wird ein zweiter Schlauch am Lkw befestigt, welcher den Lkw mit der Tankstelle befestigt. Dieser ist nötig, um den Druck im Lkw Tank zu reduzieren und das Wiederbefüllen zu ermöglichen. Dieses sogenannte «Venting» wird in Kapitel 2.1.3 genauer beschrieben.

Die Wiederbefüllung der Tankstelle selbst erfolgt über einen LNG-Versorgungsfahrzeug mit einem Anhänger gleicher Technologie wie die Tankstelle mit jedoch ca. 1.5-facher Kapazität. Zur Wiederbefüllung fährt das Versorgungsfahrzeugs längsseits neben die Tankstelle. Zur Umfüllung wird ein Tankstutzen, welcher am Versorgungsfahrzeug angebracht ist an der Tankstelle befestigt. Die Kryopumpen zur Umfüllung des LNG werden über den Motor des Versorgungsfahrzeugs mit Energie versorgt. Das Befüllen der Tankstelle wird händisch kontrolliert und dauert ca. 0.5h. Um die Tankstelle möglichst vollständig zu befüllen und ein Überfüllen zu verhindern wird das LNG schrittweise in die Tankstelle gefüllt und jeweils kurz gewartet, bis sich wieder ein Temperaturlgleichgewicht eingestellt hat. Dies erfordert eine gewisse Erfahrung vom Bedienpersonal damit kein Methan über die Blow-Off Leitung an die Umgebung abgegeben wird. Das Thema Blow-Off wird im Kapitel 2.1.1 genauer beschrieben.

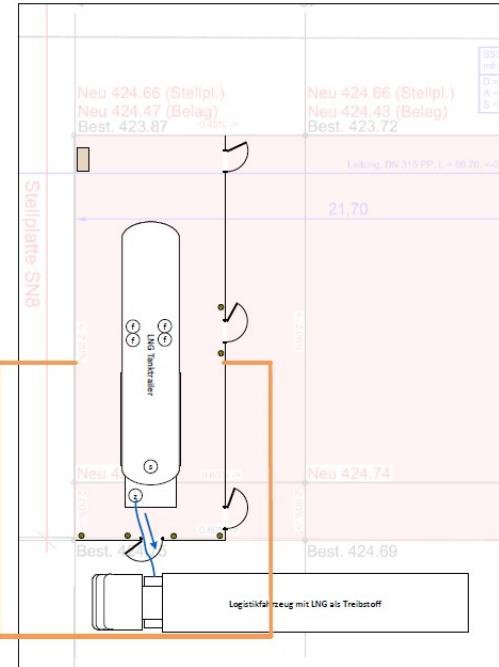


Abbildung 5 - Betanken eines Logistikfahrzeugs mit LNG als Treibstoff

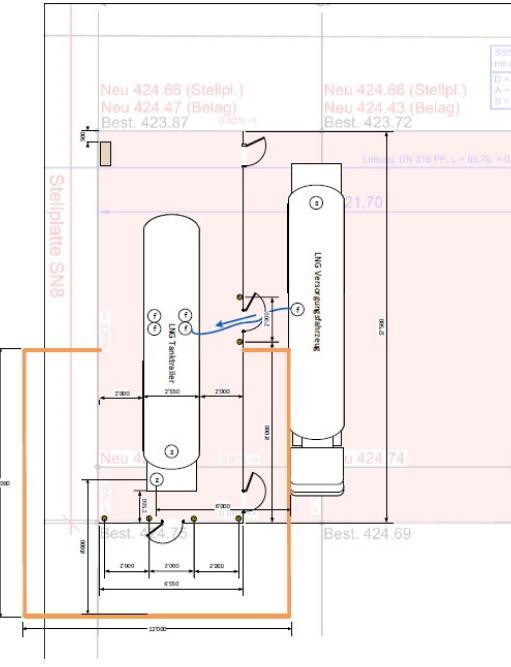


Abbildung 6 - Befüllen der LNG-Tankstelle mit LNG ab Versorgungsfahrzeug

2.1.1 Methanemissionen

Methanemissionen an der Tankstelle können an verschiedenen Orten und durch verschiedene Ursachen auftreten, wie zum Beispiel durch einen Blow-Off oder durch Venting-Vorgänge.

2.1.2 Blow-Off

Bei einem Blow-Off wird Methan aus der Tankstelle kontrolliert an die Umgebung abgegeben. Dies geschieht, falls der Druck in der Tankstelle durch die Erwärmung des LBG auf 14 barü ansteigt (-114.6 °C). Dieser Druck bzw. diese Temperatur wird im Normalbetrieb der Tankstelle nicht erreicht, da ständig LBG für die Betankung der Lkws entnommen und damit die Tankstelle entlastet wird.

Bei einem Blow-Off wird gasförmiges Methan aus dem Tank der Tankstelle an die Umgebung abgegeben, bis der Druck in diesem auf unter 13.5 barü (-117.2 °C) gesunken ist. Durch das Abgeben von gasförmigem LBG an die Umgebung verdampft LBG in der Tankstelle. Dadurch kühlst sich das LBG zusätzlich ab und der Druck sinkt. Die Masse an Methan, welche bei einem Blow-Off entweicht, ist abhängig vom Füllstand der Tankstelle. Am meisten Methan wird abgegeben, falls die Tankstelle komplett mit flüssigem Methan gefüllt ist. Am wenigsten entweicht, falls nur noch gasförmiges Methan in der Tankstelle enthalten ist. Dies ist in Abbildung 7 für eine Tankstelle mit einem geometrischen Volumen von 40 m³ dargestellt. Ist die Tankstelle bei einem Blow-Off noch zu 80 % (volumenbezogen) mit flüssigem Methan gefüllt müssen gut 95 kg Methan abgegeben werden um den Druck um 0.5 bar zu senken. Bei einem Flüssigfüllstand von 20 % sind es noch 45 kg. Es ist zu beachten, dass sich die Erwärmung des LBG mit sinkendem Füllstand beschleunigt, da der Wärmestrom in den LNG-Tank unabhängig von dessen Füllstand ist.

In Abbildung 8 ist der Verlauf des Füllstandes dargestellt, falls mehrere Blow-Offs hintereinander auftreten ohne Betankungen von Lkws dazwischen. Der Füllstand des LNG-Tanks ist nach gut 160



Blow-Offs auf 20 % gesunken. Mit sinkendem Füllstand sinkt die Masse an abgegebenem Methan pro Blow-Off.

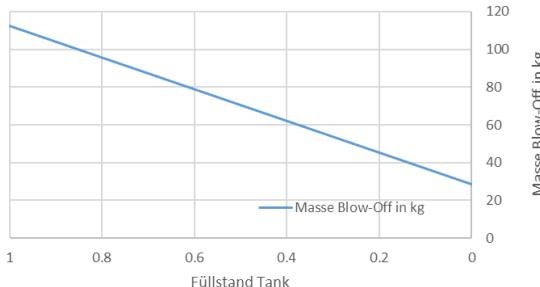


Abbildung 7: Blow-Off Methanverlust in Abhängigkeit vom Füllstand der Tankstelle

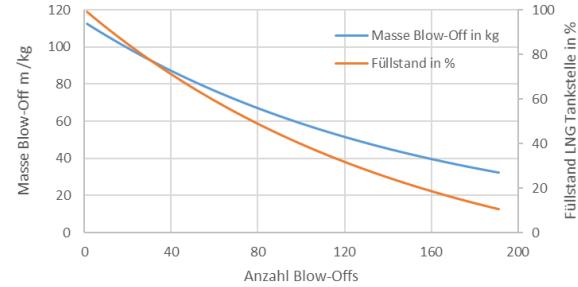


Abbildung 8: Masse pro Blow-Off und Anzahl Blow-Offs bis Tankstelle leer ist

2.1.3 Venting

Venting bezeichnet das Rückführen von Gas aus dem Fahrzeugtank in die Tankstelle. Dies geschieht ab einem Druck von 9.5 barü im Fahrzeugtank. Diese Rückführung von altem, warmem Gas ist notwendig, um eine schnelle Betankung der Fahrzeuge mit frischem kaltem LBG zu ermöglichen.

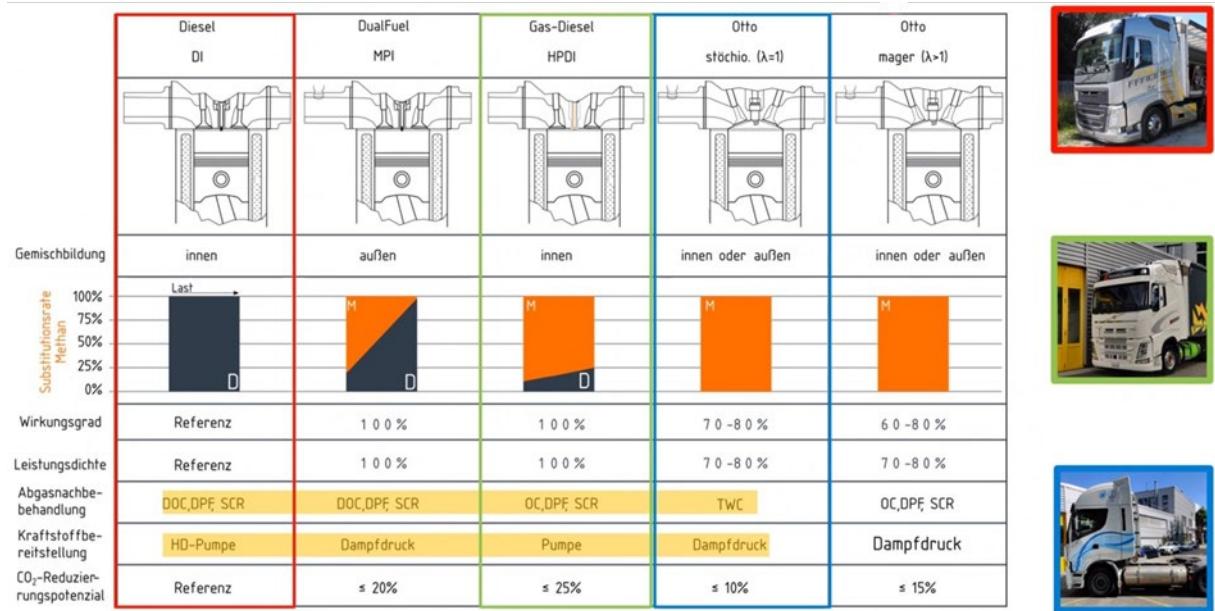
Ist der Druck der Tankstelle ebenfalls über 9.5 barü, wird das Gas nicht mit dem LBG in der Tankstelle vermischt, sondern via Vent-Line der Tankstelle an die Umgebung abgegeben, um eine weitere Druckerhöhung und damit operative Probleme an der Tankstelle zu vermeiden. Dieses Vorgehen ist nur für LNG-Tankstellen relevant, welche nicht über eine aktive Kühlung verfügen (Trailer-Tankstellen).

2.2 Lastwagen

In Zusammenarbeit mit der Abgasprüfstelle der Berner Fachhochschule wurden im Rahmen des vorliegenden sowie des ergänzenden Projekts «AIVUB»⁴ EURO VI Lastwagen mit unterschiedlichen Motortechnologien untersucht:

- Ein LNG-Lkw von Iveco mit Ottomotor (Abbildung 9: blau),
- Ein LNG-Lkw von Volvo mit einem Gas-Diesel HPDI-Motor (High Pressure Direct Injection) (Abbildung 9: rot).
- Als Vergleich dient ein bei Krummen-Kerzers in Betrieb stehende EURO VI Diesel-Lkw der neusten Generation von Volvo.
- Die Details zu den Motorentechnologien sind Abbildung 9 dargestellt. Für die Emissionsmessungen im Realbetrieb wurde ein mobiles Emissionsmessgerät (engl.: Portable emissions measurement system, PEMS) verwendet, welches zur Durchführung der RDE-Messung dient (Real Driving Emissions). Die genauen Details zu den Lkw für die Emissionsmessungen mit PEMS sind in Tabelle 1 dargestellt.

⁴ Langform des Titels: Erweiterte Analyse der nicht-limitierten Emissionen von schweren Fahrzeugen mit Bio-Methan als Kraftstoff, Projektnummer SI/502117, weitere Informationen: <https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=47462>



Berner Fachhochschule | Haute école spécialisée bernoise | Bern University of Applied Sciences

Abbildung 9: Motoren technologien im Vergleich. Quelle: Präsentation der BFH Berner Fachhochschule

Tabelle 1: Technische Daten Lkw

	Volvo FH460 LNG	Iveco STRALIS NP	Volvo FH 460
Bezeichnung	G13C460	AS440S46T/P LNG	D13K460TC ⁵
Treibstoff	LNG/Diesel (Dual-Fuel)	LNG	Diesel
Motorprinzip	HPDI ⁶ (Commonrail-Kraftstoffeinspritzung)	Otto (4 Takt, Sequentielle Multipoint-Einspritzung (MPI))	Diesel
Leistung in PS (kW)	460 (338)	460 (338)	460 (345)
Drehmoment in Nm	2'300	2'000	2'600
Hubraum in dm³	12.8	12.9	12.8
Gewicht in kg	7'920	8'150	7'700
Abgasnorm	Euro 6	Euro 6	Euro 6
Abgasnachbehandlung	SCR und Partikelfilter	3-Wegekatalysator	SCR und Partikelfilter

⁵ Das Drehmoment des D13TC ist höher als bei anderen D13-Motoren. Der D13TC mit 460 PS erreicht dasselbe Drehmoment wie der D13-Motor mit 540 PS – jedoch schon bei niedrigeren Drehzahlen. Ermöglicht wird dies durch „Turbo Compound“-Technologie zur Wiederverwendung überschüssiger Energie aus den Abgasen durch eine hinter dem Turbolader montierte Zusatzturbine. Diese Energie wird direkt an der Kurbelwelle in Drehmoment umgewandelt. Das Ergebnis ist ein kräftigerer und sparsamerer Motor. **Diese Technologie ist nicht Standard und ist erst bei Dieselfahrzeugen von Volvo der neusten Generation (2020) verfügbar.**

⁶ Der G13C besitzt eine Commonrail-Kraftstoffeinspritzung, die für einen hohen Einspritzdruck sorgt. Der Motor besitzt zwei voneinander getrennte Systeme für Diesel bzw. Gas. Der Diesel wird unmittelbar vor dem Gas eingespritzt, um dessen Verbrennung in Gang zu setzen. Das Gas wird unter hohem Druck am Ende des Verdichtungstakts eingespritzt. Diese Lösung sorgt für eine stabile Verbrennung ohne Luft-Kraftstoff-Vormischung und folglich ohne Klopfgefahr. Das motorseitige Gasaufbereitungsmodul GCM (Gas Conditioning Module) regelt den an die Gas-Rail und die Gasinjektoren gelieferten Druck in Abhängigkeit vom jeweiligen Betriebszustand des Motors. Gas, das bei der Motorabschaltung oder bei laufendem Motor am GCM entweicht, wird über die Tankrückführung (RTT, Return To Tank) restlos in den Flüssiggastank zurückgeführt.

https://stpi.it.volvo.com/STPIFiles/Volvo/FactSheet/G13C460,%20EU6SCR_Ger_01_309253876.pdf



2.2.1 IVECO LNG-Lkw

Der Iveco Stralis NP Typenbezeichnung AS440S46T/P LNG hat 460 PS und ein maximales Drehmoment von 2'000 Nm. Es handelt sich um ein 4-Takt-Ottomotor mit sequentieller Multipoint-Einspritzung mit 12.9 Liter Hubraum. Er ist mit einem LNG-Tank von 400 kg ausgestattet, welcher eine Reichweite von bis zu 1'600 km gewährleisten soll.

Das LNG aus dem Fahrzeugtank wird je nach Druck im Tank in flüssiger oder gasförmiger Form entnommen und mithilfe eines Economisers und eines Verdampfers (betrieben mit der Abwärme des Motors) auf den erforderlichen Einspritzdruck verdichtet. Das Luft-Kraftstoff-Gemisch wird mithilfe von Zündkerzen gezündet. Der Luftüberschuss liegt bei 1 ($\lambda=1$). Durch den niedrigen Druck bei der Kraftstoffeinspritzung kann nicht mit einem höheren Luftüberschuss gefahren werden. Der Iveco Stralis NP benötigt im Gegensatz zu Diesel- oder Diesel-LNG-Fahrzeugen keine aufwendige Abgasnachbehandlung (SCR-Kat usw.). Zur Abgasnachbehandlung bei reinen LNG-Fahrzeugen mit Ottomotor reicht ein Dreiweg-Katalysator zur Reduktion von CO, NOx und unverbrannten Kohlenwasserstoffen durch Umwandlung zu Kohlenstoffdioxid in Stickstoff und Wasser.

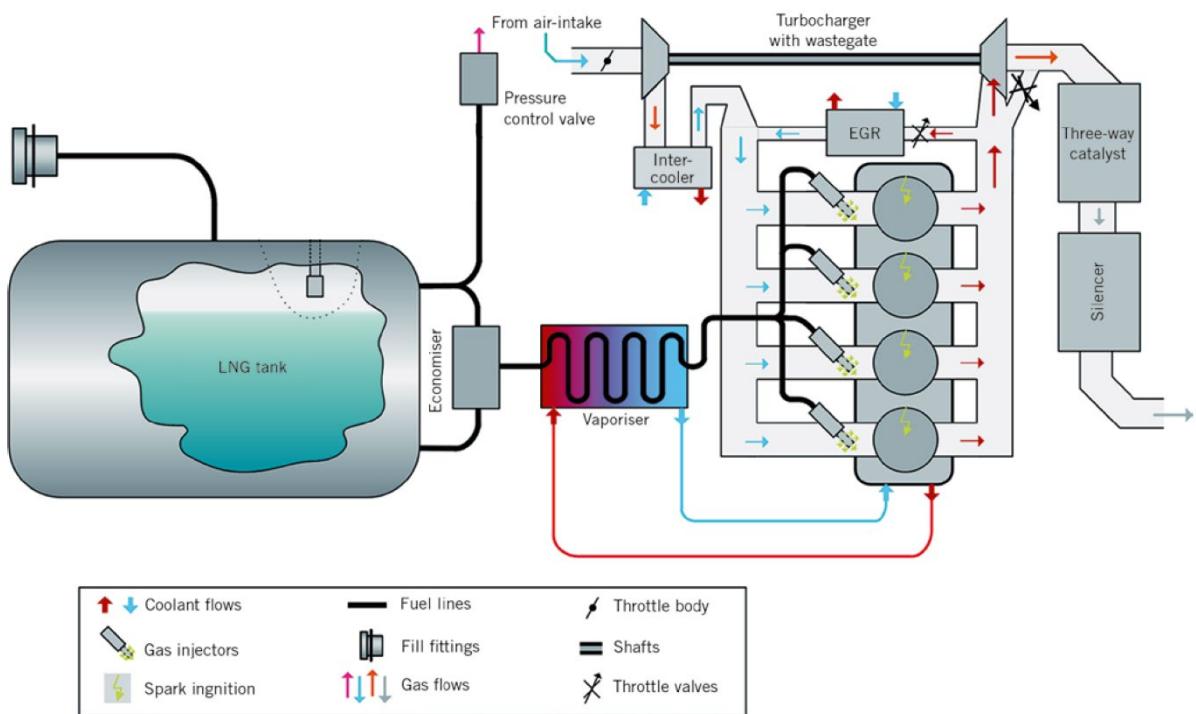


Abbildung 10: Schematisch Darstellung eines Gas Motors nach dem Otto-Prinzip inklusive Kraftstoffbereitstellung und Abgasnachbehandlung (Weberbeck et al. 2016)

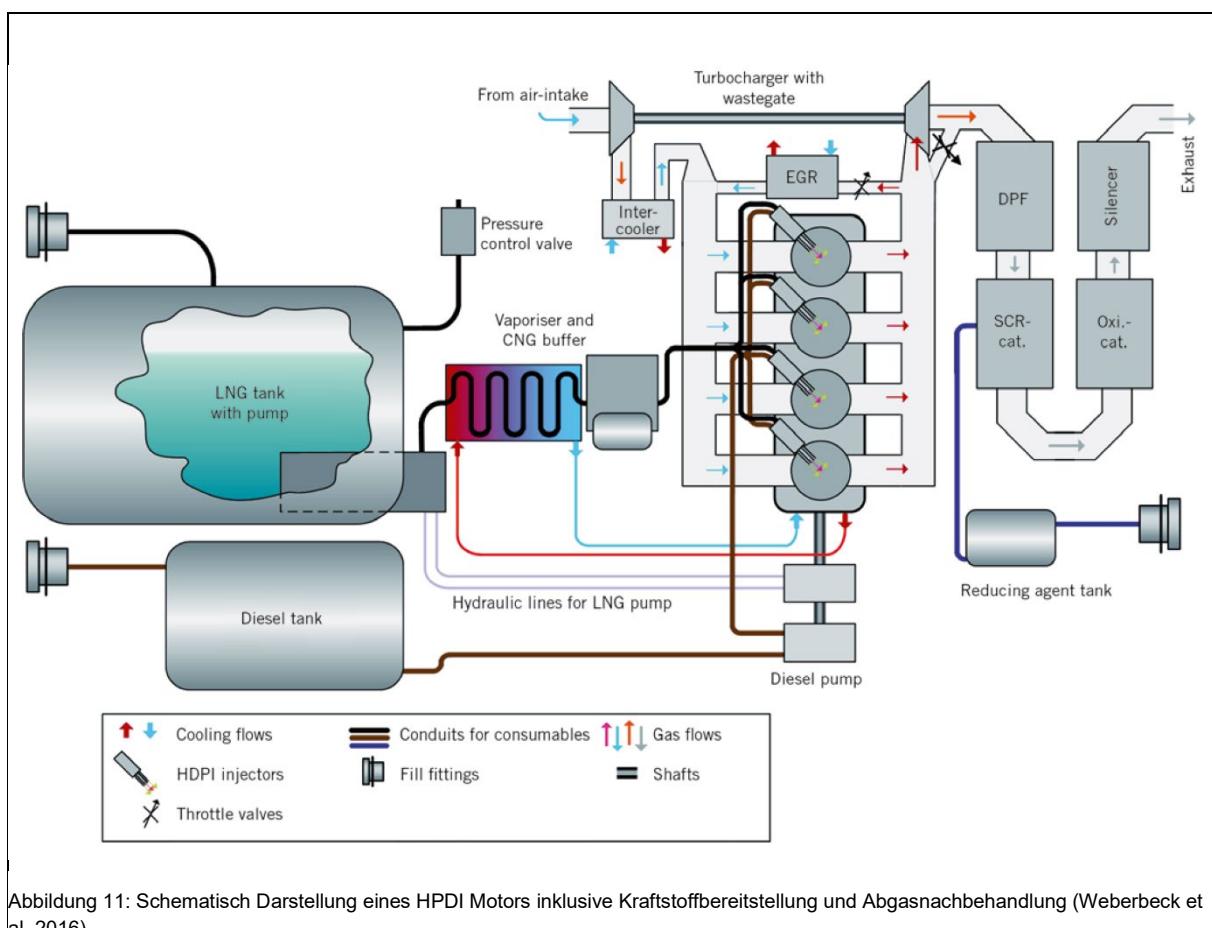
2.2.2 Volvo LNG-Lkw

Der Volvo-LNG-Lkw mit Typenbezeichnung G13C460 hat 460 PS und ein maximales Drehmoment von 2300 Nm. Es handelt sich um einen Reihensechszylinder-Gasmotor mit 12.8 Liter Hubraum, obenliegender Nockenwelle, vier Ventilen pro Zylinder und Commonrail-Kraftstoffeinspritzung. Er ist mit einem LNG-Tank von 205 kg und einem Dieseltank von 170 Liter ausgestattet. Dies soll eine maximale Reichweite von bis zu 1'000 km gewährleisten.

Die Common-Rail-Kraftstoffeinspritzung sorgt für einen hohen Einspritzdruck. Der Motor besitzt ein voneinander getrenntes Diesel- und Gas-System. Um die Verbrennung des Gases in Gang zu setzen, wird unmittelbar vor dem Gas eine kleine Menge Diesel eingespritzt. Das Gas wird anschliessend unter hohem Druck am Ende des Verdichtungstakts eingespritzt. Gasmotoren nach dem Dieselprinzip können durch das Verwenden von Direkteinspritzung und Selbstzündung mehr Leistung und ein höheres Drehmoment generieren als konventionelle Gasmotoren.

Das LNG wird im flüssigen Zustand mittels einer hydraulischen Kryopumpe aus dem LNG-Tank entnommen und auf einen Druck von ca. 250 bar gebracht. Mit dem Common-Rail-Hochdruckeinspritzsystem werden anschliessend Einspritzdrücke von bis zu 2'400 bar erreicht. Durch den hohen Druck kann das Gemisch mit einem Luftanteil gezündet werden, was die Effizienz erhöht.

Das motorseitige Gasaufbereitungsmodul GCM (Gas Conditioning Module) regelt den an die Gas-Rail und die Gasinjektoren gelieferten Druck in Abhängigkeit vom jeweiligen Betriebszustand des Motors. Gas, das bei der Motorabschaltung oder bei laufendem Motor am GCM entweicht, wird über die Tankrückführung (RTT, Return To Tank) restlos in den Flüssiggastank zurückgeführt



2.2.3 Volvo Diesel-Lkw

Für die Messungen der Emissionen der Diesel Lkw über 12 Monate wurde die von Krummen Kerzers im Einsatz stehende Flotte bestehend aus 11 Diesel EURO VI Lkw verwendet. Diese sind ebenfalls für Lidl Schweiz im Einsatz und mit einem Kühlaufleger auf denselben Strecken unterwegs. Dadurch können die Emissionen von dem Diesel und LNG Lkw miteinander verglichen werden.



Für detailliertere Messungen (PEMS Messungen bei der BFH) wurde ein Diesel Lkw der aller neusten Generation (2020) von Volvo verwendet. Der Volvo-LNG-Lkw mit Typenbezeichnung D13K460TC hat 460 PS und ein maximales Drehmoment von 2'600 Nm. Der D13K460TC verwendet die „Turbo Compound“-Technologie, womit überschüssige Energie aus den Abgasen durch eine Turbine direkt an die Kurbelwelle in Drehmoment umgewandelt wird. Durch das höhere Drehmoment lässt sich das Fahrzeug länger im optimalen Effizienzbereich betreiben. Dies führt zu einer Reduktion des Kraftstoffverbrauchs. Diese Technologie ist nicht Standard und ist erst in Modellen ab Baujahr 2020 verfügbar.

2.3 Verflüssigung

Flüssiges Methan hat eine ca. 600-fach höhere Energiedichte als gasförmiges Methan bei Standardbedingungen und ist deshalb für den Einsatz im Schwerlastverkehr sehr gut geeignet. Da im Vergleich mit der Produktion von gasförmigem Biomethan die Verflüssigung in diesem Projekt eine relevante technische Erweiterung ist, wird sie in diesem Kapitel gesondert erläutert.

Zur Verflüssigung werden Kühlkreisläufe eingesetzt. Die eingesetzte Technologie ist abhängig von der Anlagengröße. LBG-Produktionsstandorte haben heute Jahresproduktionskapazitäten zwischen 1'000 und mehreren 10'000 Tonnen LBG. Zum Vergleich: Bei LNG werden international Mengen < 500'000 Tonnen pro Jahr als «small scale LNG production» bezeichnet. Im Zusammenhang mit LBG müsste also eher «nano scale» als Einordnung verwendet werden. Dabei gibt es bei den technökonomischen Spezifikationen grosse Unterschiede von large scale zu small (und nano) scale. Die Literaturangaben sind oft in $\text{CO}_{2,\text{eq}}/\text{MJ}$ dargestellt (etwa 7.5 large scale, 15 small scale). Die Anlagen werden meist strombasiert betrieben, deswegen ist die Stromherkunft für die Einrechnung in die Well-to-Wheel-Analyse entscheidend. Um diese rechnerisch abzubilden, sind entsprechend Angaben in kWh/kg und die spezifischen Emissionsfaktoren des verwendeten Stroms nötig.

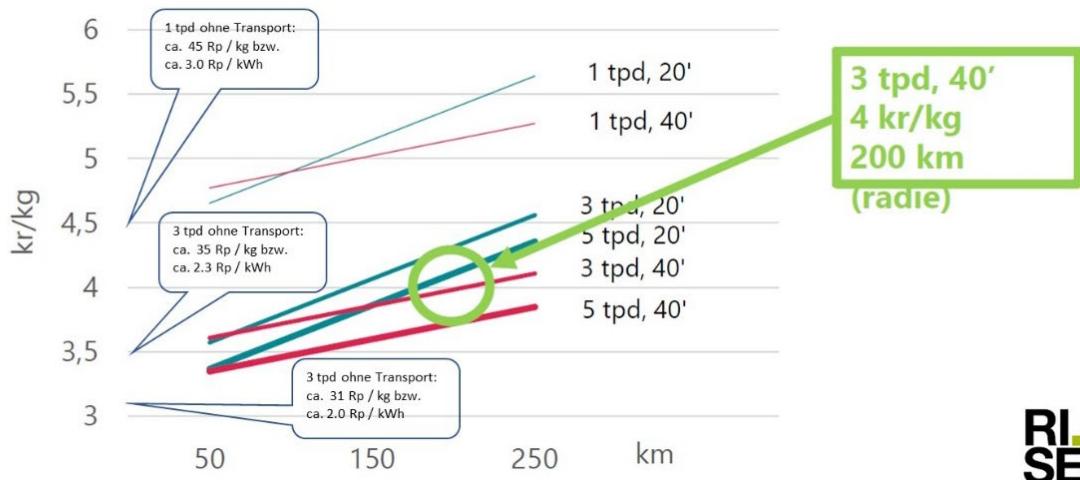
Für die Verflüssigung von Biomethan wird aktuell überwiegend die «Mixed Refrigerant Technology» verwendet, die auf mehreren verschiedenen Kältemitteln basiert. Es gibt jedoch auch weitere Technologien und laufende Entwicklungsprojekte für die kleinmassstäbliche Verflüssigung. Es gibt verschiedene Anbieter von Verflüssigungsanlagen im small bzw. nano scale Bereich, beispielsweise Wärtsilä Puregas, Cryo Pur, ERT, Pentair, Nærenergi, Cryonorm, Stirlingcryogenics oder TGE.

Eine vergleichende Übersicht zu zahlreichen technischen Parametern liefern Tybirk et al. (2018) (Tybirk et al. 2018), wobei die spezifischen Stromverbräuche teils noch aus den dargestellten Herstellerangaben umgerechnet werden müssen, um vergleichbar zu sein. Für nano-scale (<20 Tonnen pro Tag) variieren die Hersteller-Angaben nach eigenen Berechnungen von 0.7 bis 1.8 kWh_{el} pro kg LNG bzw. LBG. Zu beachten ist, dass die Angaben teils inklusive, teils exklusive vorgängiger Aufbereitung sind. Hinweis: Für die Verflüssigung muss das im Biogas enthaltene CO₂ nahezu vollständig entfernt werden.



Für eine Abschätzung der Kosten wurden u.a. Angaben aus einer schwedischen Studie für die Produktion und die Lieferung (mit verschiedenen Transportdistanzen) von LBG aus kleinskaligen Verflüssigungsanlagen umgerechnet:

polering, torkning, förvätskning, lagring, distribution



RI
SE

Abbildung 12: Abschätzung von LBG-Kosten für unterschiedliche Produktionskapazitäten und Transportdistanzen für das LBG zu Tankstellen. Quelle: RI.SE (<https://www.ri.se/en/what-we-do/services/analysis-of-biogas-natural-gas-lng/lbg-and-biomethane>) mit eigenen Ergänzungen.

Zu beachten ist, dass hier mit einem vergleichsweise tiefen schwedischen Biogas-Produktionspreis von 85 Rp/kg bzw. 5.6 Rp pro kWh Energieinhalt gerechnet wurde.

Nach der Extraktion der Verflüssigungskosten und dem Vergleich mit anderen Studien, der Auswertung von (vertraulichen) Offerten von Anbietern von Verflüssigungsanlagen in der Größenordnung von 5 bis 20 tpd (mit detaillierten Angaben zu CAPEX und OPEX) sowie der Extrapolation mit Werten für grössere Verflüssigungsanlagen aus Literaturangaben (large scale ca.



0.4 Rp/kWh Energieinhalt, Trend in der Darstellung 0.6 Rp/kWh Energieinhalt bei 1'000 tpd) wurde die folgende Darstellung abgeleitet:

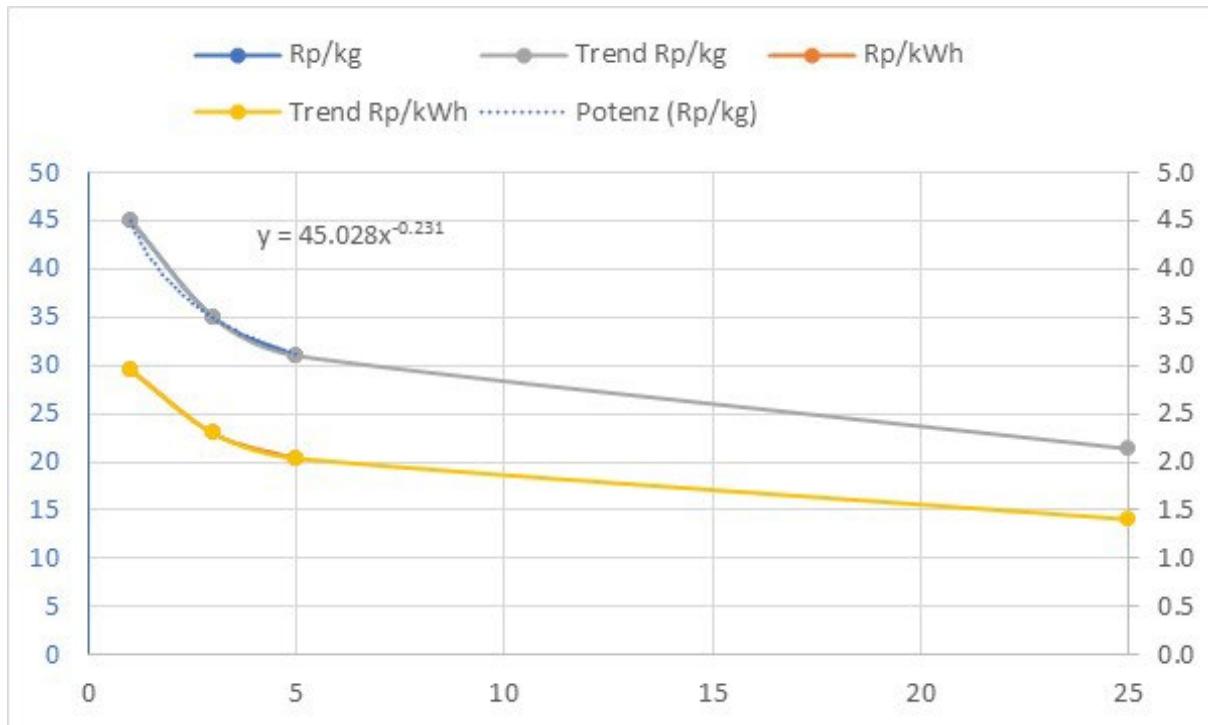


Abbildung 13: Kostenfunktionen für die LBG-Verflüssigung in Abhängigkeit der Produktionskapazität (x-Achse: tpd), dargestellt in Rappen pro kg (linke y-Achse, blaue/graue Kurve) und Rappen pro kWh (rechte Achse, orangene/gelbe Kurve).

Es kann also für eine Verflüssigungsmenge von beispielsweise 20 tpd (Tonnen pro Tag) von Kosten für die Verflüssigung im Bereich von etwa 2.4 Rp pro kg bzw. etwa 1.5 Rp pro kWh Energieinhalt ausgegangen werden. Bei 5 tpd liegen die Verflüssigungskosten bei schätzungsweise 3 Rp pro kg bzw. 2 Rp pro kWh. Dies sind zusätzliche Kosten zur Biogasproduktion, der Aufbereitung und dem Transport bzw. der Lagerung (vgl. auch Abschnitt mit Abschätzungen zur LBG-Produktion in der Schweiz). Erkennbar ist auch, dass für die Verflüssigung unterhalb von einer Tagesproduktion von 5 Tonnen mit deutlich höheren spezifischen Verflüssigungskosten zu rechnen ist.



3 Well-to-Wheel-Analysen LNG/LBG im Schwerlastverkehr: Literatur und Methodik

Grundsätzlich werden Well-to-Wheel (WtW) Analysen durchgeführt, um den Einsatz verschiedener Treibstoffe systematisch vergleichen zu können. Dabei werden Energie- und Massenflüsse von der Produktion bis zur Verwendung ermittelt: Förderung bzw. Produktion des Energieträgers, Aufbereitung, Verflüssigung, Transport, Lagerung, Umfüllung, Betankung und Verbrauch. In Abgrenzung zu LCA-Analysen werden im vorliegenden Bericht energetische und stoffliche Aufwendungen für Wartung und Unterhalt sowie die Bilanzierung des Herstellungs- und Entsorgungsaufwands von Fahrzeugen und Produktionsanlagen nicht eingeschlossen. Die ergänzenden Aspekte und Parameter für eine LCA-Betrachtung müssen im Rahmen der Systemgrenzdefinition und Methodenspezifikation festgelegt werden, dürften aber für alle in diesem Projekt betrachteten Fahrzeuge sehr ähnlich sein und machen entsprechend für den Vergleich keinen relevanten Unterschied. Die Well-to-Wheel-Analyse kann in die Teilanalysen Well-to-Tank (WTT) sowie Tank-to-Wheel (TTW) aufgeteilt werden.

Die Well-to-Wheel-Analysen im vorliegenden Projekt sollen eine Bewertung der Treibhausgasemissionen bei der Verwendung von LBG im Vergleich mit dem Einsatz von Diesel ermöglichen. Dazu werden folgende Aspekte berücksichtigt:

- Die Treibhausgasemissionen bei der Produktion und dem Transport von LBG bis zur Tankstelle.
- Die Treibhausgasemissionen beim Handling des LBG an der Tankstelle. Dies beinhaltet den Methanschlupf, welcher beim Umfüllen des LBG in die Tankstelle und in den Fahrzeugtank entsteht, sowie die Methanemissionen des Überdruckventils des Tanks (Blow-Off).
- Der Energieverbrauch und die Emissionen beim Betrieb der Lastwagen: CO₂-und CH₄-Emissionen Treibstoffverbrauch und Blow-Off-Gas.

Die Grundlage für den Vergleich von LBG mit Diesel (und gegebenenfalls auch LNG) werden in der Literatur nicht einheitlich eingeschätzt. (Wietschel et al. 2019b) dazu (Kapitel 2.1.2): "Nach (UBA 2017) betragen bei Diesel die THG-Emissionen unter Berücksichtigung der Vorketten 3.08 kg CO_{2,eq}/l und bei Benzin 2.73 kg CO_{2,eq}/l. Diese Werte werden für die Berechnungen verwendet und über alle Jahre konstant gehalten. Nach einer aktuellen Studie sind dies eher niedrige Werte für Benzin und Diesel (Masnadi and et al. 2018). Wenn man berücksichtigt, dass das unkonventionelle Erdöl weiter zunimmt, dann können sich diese Werte künftig weiter verschlechtern (siehe Quellen hierzu in (Wietschel et al. 2019a).)" Und weiter: "Für flüssiges Erdgas (LNG) wird ein Wert von 279 g CO_{2,eq}/kWh angesetzt (davon Vorkettenemissionen 78 g CO_{2,eq}/kWh (mittlere Werte aus (UBA 2019), vgl. auch (Exergia et al. 2015)). Zu betonen ist, dass die Werte der Vorkettenemissionen sehr stark schwanken, u. a. abhängig von den Transportentfernungen und den Erdgasquellen (konventionell, unkonventionell) sowie den Methanverlusten bei der Förderung und dem Transport, da Methan im Vergleich zu CO₂ eine deutlich höhere Treibhausgaswirkung hat." Und weiter: "Die THG-Emissionen durch den Einsatz von biomassebasierten Kraftstoffen werden je nach Fragestellung und Kontext sehr unterschiedlich berechnet." Eine zunehmende Zahl an Publikationen (wie auch (Wietschel et al. 2019b)) bestimmen die THG-Emissionen biomassebasierter Kraftstoffe in Anlehnung an die Methodik der aktualisierten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II), wodurch alle Emissionen von der Bereitstellung der Rohstoffe über deren Verarbeitung zum Kraftstoff bis hin zur Betankung von Fahrzeugen abgebildet werden. Im vorliegenden Projekt wird ebenfalls die Methodik der RED II zugrunde gelegt.



(Wietschel et al. 2019b) (Seite 15) ermitteln für LBG (Terminologie hier "Bio-LNG") gemäss RED II-Methodik für die Verwendung organischer Reststoffe THG-Emissionen von ca. 72 g CO_{2,eq}/kWh (im Vergleich zu 279 g für LNG und 317 g für Diesel pro kWh, Diesel gerechnet mit Heizwert von 9.7 kWh pro Liter).

In den folgenden Abschnitten wird zunächst ein Literaturabgleich vorgenommen, bevor die in diesem Projekt verwendeten methodischen Ansätze detaillierter beschrieben werden.

3.1 Literatur

Zur Bewertung der Treibhausgasemissionen von Diesel, LNG bzgl. LBG gibt es Untersuchungen mit unterschiedlichen Systemgrenzen (LCA bzw. Cradle-to-Grave, Well-to-Tank, Well-to-Wheel etc.). Die Vorteile von LNG gegenüber Diesel bezüglich Treibhausgasemissionen werden in der Literatur unterschiedlich beurteilt und zum Teil relativiert. Die folgenden Ausführungen basieren auf den Resultaten aus (Peters-von Rosenstiel et al. 2015), (Verbeek and Verbeek 2015), (Lischke et al. 2015), (Kollamthodi et al. 2016), (Vos Logistics 2016), (Schuller et al. 2017), (Bach et al. 2017) und (Sihvonen 2018). Übereinstimmend werden folgenden Punkte hervorgehoben:

- Mit Methan betriebene Lastwagen stossen weniger Schadstoffe wie NOx, SOx und Partikel aus als Dieselmotoren (e.g. (Vos Logistics 2016)). Die Lärmemissionen sind ebenfalls geringer ((Peters-von Rosenstiel et al. 2015), (Lischke et al. 2015) und (Vos Logistics 2016)). Diese Emissionen werden deswegen im hier vorgeschlagenen Projekt nicht untersucht.
- Die Emissionen an Treibhausgasen von LNG Lastwagen bei der Verwendung von fossilem Erdgas sind vergleichbar mit Diesellastwagen, je nachdem wie weit das fossile Erdgas transportiert wird ((Edwards et al. 2014a), Seite 35; (Peters-von Rosenstiel et al. 2015), Seite 13). Bei reinen gasbetriebenen Ottomotoren sind sie wegen der geringeren Effizienz der Motoren gleich oder sogar grösser als bei Diesellastwagen. Nur bei Motoren gemäss dem Diesel-Kreisprozess werden sie wegen der grösseren Effizienz dieser Motoren um ca. 10 % kleiner.
- Die Verwendung von verflüssigtem Biogas (LBG) reduziert die Emissionen an Treibhausgasen gemäss den Quellen in Tabelle 2 zwischen 25 % und über 100 % gegenüber Diesel. Die relativ kleine Reduktion um nur 25 % gemäss (Verbeek and Verbeek 2015) treten dann auf, wenn in der Biogasanlage ein grosser Methanschlupf auftritt. Zahlen von mehr als 100 % ergeben sich, wenn durch die Produktion von Biogas Methanemissionen der Biomasse verhindert werden, die beispielsweise bei der Lagerung von Gülle oder der natürlichen Verrottung entstehen.⁷ Der Treibstoff LBG wird in dieser Studie untersucht und mit Diesel verglichen.

⁷ «Gülle und Bioabfälle verursachen nach wie vor durch die notwendige Lagerung, Behandlung und Verwertung relevante Treibhausgasemissionen. Sie werden heute teilweise bereits in Biogasanlagen zur Bereitstellung von erneuerbarer Energie eingesetzt. Es bestehen für diesen Nutzungsweg noch Ausbaupotenziale, weshalb verschiedene Instrumente – allen voran das Erneuerbare-Energien-Gesetz – klare Anreize für den Einsatz in Biogasanlagen setzen.» aus: Deutsches Umweltbundesamt (2018), «Aktuelle Entwicklung und Perspektiven der Biogasproduktion aus Bioabfall und Gülle», https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-04-15_texte_41-2019_biogasproduktion.pdf



Tabelle 2: Vergleich der Treibhausgasemissionen pro Strecke von LNG Schwerlasttransporten im Vergleich mit Diesellastwagen gemäss unterschiedlichen Quellen mit Betrachtungen gemäss den Ansätzen Well-to-Wheel (WtW) und Life Cycle Analysis (LCA).

Quelle		Fossiles Methan	Erneuerbares Methan	Datenbasis für erneuerbares Methan
(Edwards et al. 2014a)			berücksichtigt nur Personenwagen	Literaturstudien aus (Edwards et al. 2014b) und (Haas et al. 2014)
(Peters-von Rosenstiel et al. 2015)	Abb. 7 S. 13	+9 % bis -10 %	-62 % bis -92 %	Literaturstudie Ludwig Bölkow Systemtechnik (LBST) inkl. (Edwards et al. 2014b)
(Verbeek and Verbeek 2015)	Figure 18 S. 40	+9 % bis -10 %	-25 % bis -160 %	Auswertung von zwei Studien aus den Jahren 2014 und 2015
(Lischke et al. 2015)	fossil: Abb. 1-2, 1-3, S. 17f, erneuerbar: Abb. 3-5 und 3-6 S. 43	+7 % bis -11 %	-40 % bis -90 %	Umfangreiche eigene Berechnungen aus Studien & Ankündigungen neuer Produkte
(Kollamthodi et al. 2016)	Table 2-29 bis 2-31 S. 24f	+20 % bis +1 %	-35 % bis -78 %	Eigene Berechnungen basierend auf Literaturstudie
(Vos Logistics 2016); (vermutlich nur Tank-to-Wheel-Betrachtung)	Seite 3	-15 %	-80 %	Keine Angaben
(Schuller et al. 2017)	fossil: Fig. 7-4 S. 86, erneuerbar: Fig. 8-1 S. 112	-6 % bis -16 %	-93 % bis 102 % ⁸	Vor allem Angaben der Mitglieder der Natural Gas Vehicle Association (NGVA)
(Bach et al. 2014)	Fig. 7 S. 12	-4.3 %	-100 %	Literaturstudie sowie eigene Berechnungen
(Sihvonen 2018)	Fossil: Table 7 und 8, S. 28, erneuerbar Table 12 S. 38	-7.2 % bis +5.1 %	im Vergleich mit fossilem LNG: -43 % bis -206 %	Aktualisierung einer älteren Studie basierend auf Literaturwerten

Grundsätzlich ist bei fossilen Treibstoffen der weitaus grösste Emissionsanteil beim Verbrennen (> 80 % beim Diesel, > 70 % bei LNG) und für LNG sind die Vorkettenemissionen höher als beim Diesel, werden aber durch die geringeren GHG-Emissionen beim Verbrennen überkompensiert, sofern CH₄-Emissionen vernachlässigbar bleiben, vgl. die folgende (schon ältere) Darstellung einer Studie des DLR und der Ludwig-Bölkow-Stiftung (Wurster et al. 2014).

⁸ Die Quelle behandelt nur eine Beimischung von bis zu 20 % erneuerbares Gas. Diese Zahlen wurden hochgerechnet.

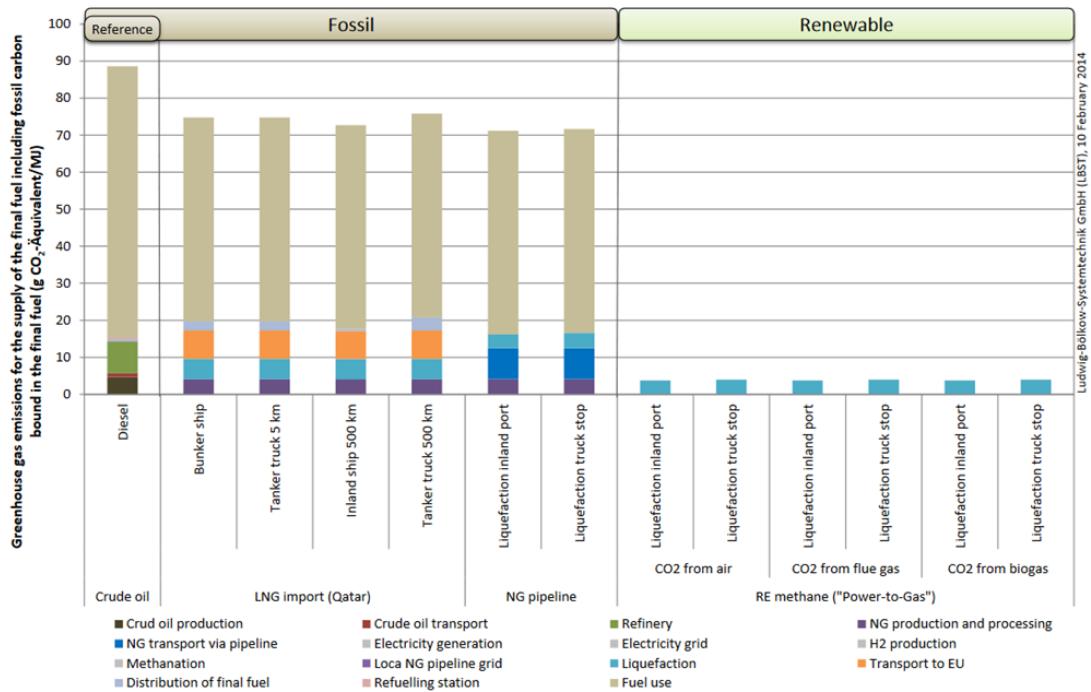


Abbildung 14 – Greenhouse gas emissions for the supply of the final fuel including fossil carbon bound in the final fuels.
Quelle: (Wurster et al. 2014)

Die gleiche Studie beschreibt exemplarisch die TTW-Emissionen wie folgt:

Table 17: Emission factors for greenhouse gases from HDVs (TTW)

	Diesel (EURO VI)	LNG (EURO VI)
CO ₂ [g/MJ]	73.2	55
CH ₄ [g/MJ]	0.0005	0.06
in CO ₂ eq. [g/MJ]	0.01	1.57
N ₂ O [g/MJ]	0.001	0.001
in CO ₂ eq. [g/MJ]	0.34	0.34
CO ₂ eq. total [g/MJ]	73.6	56.9

Source: own assumptions; Conversion of standards per kWh to MJ with a specific consumption of 7,95 MJ/kWh (equals 185 g diesel/kWh)

Abbildung 15: Emissionsfaktoren von Treibhausgasen, Quelle: (Wurster et al. 2014)

In der Literatur zeigen sich die folgenden Problemfelder für Schwerlasttransporte mit LNG/LBG und Diesel, auf die in den kommenden Unterabschnitten detaillierter eingegangen wird.

3.1.1 Treibhausgasemissionen bei der Produktion der Treibstoffe:

Diese Emissionen sind mit dem Energieaufwand und den direkten Emissionen der Förderung bzw. der Produktion des Treibstoffs verbunden, bis er bei der Tankstelle angeliefert wird.

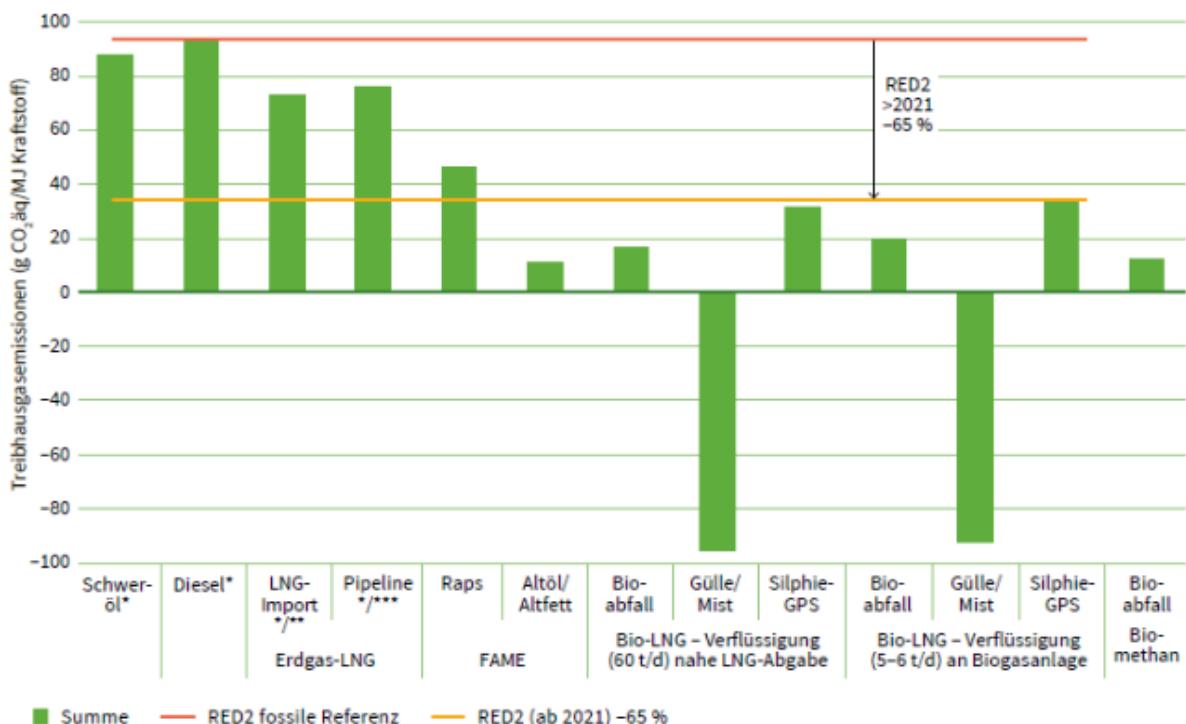
- Im Falle von Erdgas und Biogas fallen die Methanemissionen ins Gewicht (Verbeek and Verbeek 2015). Methan hat ein Global Warming Potential (GWP100) von 28 ((Sihvonen 2018), Tabelle 2, Seite 17), was bedeutet, dass beim Entweichen von 1 kg Methan über 100

Jahre der gleiche Treibhauseffekt entsteht, wie wenn 28 kg CO₂ entweichen im selben Zeitraum. Das ist zu vergleichen mit den 2.8 kg CO₂, die beim Verbrennen von 1 kg Methan entstehen.

- Die Emissionen im Zusammenhang mit der Förderung von fossilem LNG sind sehr relevant. Die Literatur ist sich einig, dass Biogas im Vergleich mit Diesel und Erdgas deutlich geringere Emissionen aufweist. Aus Biogasanlagen ist das Thema Methanschlupf bekannt (Baum et al. 2008), der sich seit der zitierten Studie deutlich verbessert hat (Zah and Del Duce 2015) und bei modernen Biogasanlagen klein gehalten werden kann.
- LBG wird in kleinen Anlagen verflüssigt, die nicht zu vergleichen sind mit grossen Verflüssigungsanlagen. Kleine Verflüssigungsanlagen gibt es in Europa erst wenige und Daten zum Energieaufwand und allfälligen Methanemissionen sind erst wenige publiziert. Gemäss (Pérez Souto et al. 2019) werden dafür 5 % des Energieinhalts von Methan benötigt, wobei nicht spezifiziert ist, ob von Brenn- oder Heizwert die Rede ist. Zudem werden die Angaben uneinheitlich mit oder ohne Aufbereitungsschritte dargestellt.

Eine Dena-Studie (Edel et al. 2019) untersuchte die je nach verwendeter Biomasse verschiedenen Well-to-Tank-Treibhausgasemissionen nach RED II-Methode. Unter der Annahme der besten verfügbaren Technik bezüglich der Minimierung von Methanverlusten weist fossiles LNG aus der konventionellen Erdgasförderung rund 20 % geringere THG-Emissionen als die fossile Referenz auf. Die THG-Minderung von Biodiesel (FAME) aus Altspeisefetten und -ölen erreicht nahezu 90 %. Gülle

Abb. 5: Well-to-Tank-Treibhausgasemissionen nach RED2-Methode (Berechnungen von LBST)



*für alle fossilen Kraftstoffe wurde der aktuelle EU-Mix und ein Transport über 4.000 km per Schiff zum Terminal und Weitertransport über 400 km per Pipeline zur Raffinerie angesetzt.

** für den Transport von LNG wurden 4.000 km Transport per Schiff und 500 km per Lkw angenommen.

*** für den Transport von Erdgas wurden 4.000 km Fernleitungstransport und 500 km Gasverteilung angenommen.

Quelle: Berechnungen von LBST

Abbildung 16: Well-to-Tank-Treibhausgasemissionen nach RED II-Methode (Berechnungen von LBST). Quelle: (Edel et al. 2019)



schniedet bei Bio-LNG am besten ab, da durch die Güllevergärung Methanemissionen vermieden und den THG-Emissionen gutgeschrieben werden. Bioabfälle und Reststoffe besitzen ebenfalls eine hohe THG-Minderung von rund 80 %.

3.1.2 Treibhausgasemissionen beim Handling an der Tankstelle:

Diese Emissionen entstehen durch entweichende Gase beim Befüllen der Tankstelle, durch den Energieaufwand beim Betrieb der Tankstelle und durch entweichende Gase beim Betankungsvorgang.

- An Tankstellen für Dieselkraftstoffe entweichen Dämpfe bei der Kupplung zwischen Füllstutzen und Tank sowie bei der Entlüftung der Tanks. Die Dämpfe bestehen vor allem aus Benzol und sind wegen ihrer Gesundheitsgefährdung bedenklich und weniger wegen ihres Treibhauseffekts. Diese Emissionen sind gut untersucht (Hilpert et al. 2019).
- Bei Methan entweicht sowohl bei der Anlieferung als auch beim Betanken mindestens dasjenige Volumen in die Umwelt, das bei der Kupplungsstelle beim Entkuppeln frei wird. Die Kupplungslieferanten sind bestrebt, dieses Volumen zu minimieren. Der Tankstellen-Lieferant von Lidl und Krummen Kerzers hat das Volumen bei der neusten Generation von 25 cm³ auf 9 cm³ reduziert, was einigen mg entspricht. Lecks führen im Fall von LBG zu Methanemissionen, während im Falle von Diesel der durch Lecks austretende flüssige Treibstoff aufgefangen werden kann. Lecks können durch schlechte Wartung der Infrastruktur oder durch unsorgfältige Handhabung entstehen. Gemäss (Sihvonen 2018) existieren zu diesen Emissionen noch keine belastbaren Untersuchungen.

3.1.3 Effizienz von Motoren

Es gibt gemäss Tabelle 3 grundsätzlich zwei verschiedene Typen von Motoren, die mit Methan betrieben werden können: Motoren mit Kreisprozessen gemäss Otto (Mono Fuel) und mit Diesel (Dual Fuel). Beim Verbrennen von Methan wird pro Energiemenge weniger CO₂ freigesetzt als bei Diesel. Ein Teil dieses Vorteils geht verloren, weil heutige reine Gasmotoren gemäss dem Otto-Kreisprozess eine geringere Effizienz aufweisen als Dieselmotoren. Bei einem Gasmotor nach dem Diesel-Kreisprozess wird für die Zündung wenig Diesel eingespritzt, weswegen diese Motoren auch als Dual-Fuel Motoren bezeichnet werden. Weil im Leerlauf relativ viel Diesel zum Einsatz kommt, machen solche Motoren nur im Lastverkehr über lange Distanzen Sinn. Aus Sicht der Betriebssicherheit ist es ein Vorteil, dass sie auch nur mit Diesel betrieben werden können, wenn die Versorgung mit LBG nicht verfügbar ist. Die Forschung läuft weiter und wird in Zukunft auch effizientere Motoren erlauben, die nur mit Methan betrieben werden und keinen Diesel für die Zündung benötigen.

Tabelle 3: Die beiden grundsätzlichen Typen von Gasmotoren. Beide werden im vorgeschlagenen Projekt im realen Betrieb getestet.
Quellen: (Peters-von Rosenstiel et al. 2015), (Verbeek and Verbeek 2015), (Lischke et al. 2015)

Kreisprozess	Otto Kreisprozess	Diesel Kreisprozess
Motortyp	Ottomotor, reine Gasmotoren	Dieselmotor, High Pressure Direct Injection (HPDI)
Zündung	Funkenzündung	Kompressionszündung des eingespritzten Diesels
Treibstoff(e)	Mono Fuel, nur LBG	Dual Fuel, LBG (90 bis 95 %) und Diesel
Effizienz	Tiefer als Dieselmotoren	Höher als reine Gasmotoren, z.T. niedriger als reine Dieselmotoren.

Die Zeitung "trans aktuell" führte Fehrenkötter-Tests von verschiedenen Diesel-Lkw durch, dabei wurde der effektive Verbrauch untersucht. Der Testsieger Volvo FAH 460 verbraucht im Praxisbetrieb 28.93 Liter Diesel pro 100 km und 2.16 Liter AdBlue pro 100 km. (Braun 2016)



3.1.4 Emissionen beim Betrieb der Lastwagen

- Der grösste Teil der Emissionen im Betrieb ist CO₂, das mit dem Verbrauch des Treibstoffs bestimmt werden kann.
- Bei LBG führen Lecks wieder zum Austritt von Methan. In den Lastwagen erwärmt sich das flüssige LBG trotz Vakuumisolierung langsam im Kryotank und der Druck steigt an. Erreicht der Druck einen gewissen Schwellwert (ohne Betrieb typischerweise nach fünf bis sieben Tagen), wird gasförmiges Methan in die Atmosphäre abgeblasen, das sogenannte Blow-Off Gas. Auch zu diesen Emissionen fehlen gemäss (Sihvonen 2018) publizierte Daten. Zudem sind diese Emissionen stark vom realen Betrieb abhängig.
- Mit Methan betriebene Motoren können Methanschlupf aufweisen. Für diese Emissionen gelten jedoch strenge Vorschriften und sie sollten in modernen Motoren die gestellten Grenzwerte erfüllen.

In einem DVGW-Demonstrationsprojekt (Kröger and Köppel 2019) wurde die Nutzung von LNG als Kraftstoff für schwere Nutzfahrzeuge im Umland von Berlin durchgeführt. Hervorgehoben wird als Ergebnis, dass das ruhigere Fahren durch den leiseren Erdgasmotor als positiv bewertet wurde. Die Kraftstoffverbräuche wurden durch mehrere Referenzfahrten ermittelt, bei denen Diesel- und LNG-Lkw mit identischen Motorkennzahlen dieselbe Strecke, zeitlich leicht versetzt, mit identischer Bereifung, Beladung und 3-Achs-Aufliegern fuhren. Im Ergebnis emittieren LNG-Lkw bei einer Tank-To-Wheel-Betrachtung durchschnittlich 11.6 Prozent weniger CO₂ als ihre Dieselpendants. Bei einer Well-to-Wheel-Betrachtung sind sogar CO₂-Einsparungen von bis zu 20% gegenüber vergleichbaren Diesel-Lkw erreichbar. Des Weiteren können Stickoxidemissionen um bis zu 70 Prozent und Feinstaubemissionen um bis zu 96 Prozent gegenüber dem Euro-VI-Grenzwert reduziert werden.

Shell wägen in ihrem Bericht (Shell Deutschland et al. 2019) den ökologischen Nutzen vom Einsatz von LNG ab. Stützend auf Herstellerangaben halten sie fest, dass LNG-Fahrzeuge einerseits viel leiser fahren als Diesel-Fahrzeuge. Andererseits hätten Fahrzeuge mit Funkenzündung signifikante Emissionsreduktion von -40% bei NOX, -70% PM (Particulate Matter, d.h. Feinstaub) und -90% CO. Im Vergleich von Diesel- und Erdgas-Motoren wird geschrieben, dass theoretisch 23% der CO₂-Emissionen beim Einsatz von Erdgas eingespart werden können, falls die Motoren dieselbe Effizienz aufweisen, was bei Diesel-ähnlichen Motoren mit direkter Hochdruckinjektion der Fall sei. Bei Einsatz von einem modernen Ottomotor könnten nur 5% der 23% eingespart werden.

Der Bericht "Emissions testing of a Euro VI LNG-diesel dual fuel truck in the Netherlands" (Vermeulen 2019) fasst die erarbeiteten Ergebnisse so zusammen:

- Auf einer durchschnittlichen Langstreckenstrecke, auf der das Fahrzeug mit mittlerer Nutzlast fährt, liegen die gemessenen ausgestossenen CO_{2,eq} um 19% unter dem CO₂-Äquivalent der Emissionen von Dieselfahrzeugen. Die gemessene Differenz ist bei Autobahnen um einige Prozent höher (23%) und bei Stadtfahrten um einige Prozent niedriger (8%). Bei geringer Zuladung sind die Unterschiede in etwa gleich, mit Ausnahme des Stadtverkehrs, wo kein Unterschied gemessen wurde. Auch bei neueren Diesel-Lkw würde sich immer noch ein signifikanter Unterschied ergeben, auch wenn diese neueren Diesel-Lkw einige Prozent weniger CO₂ ausstossen als die älteren gemessenen Lkw.
- Die Emission von CH₄ im Abgas betrug beim Fahren in ländlichen Gebieten und auf Autobahnen etwa 0.2 bis 0.3 g / km und stieg beim Fahren in Städten mit Kaltstart auf 1 g / km. Der Beitrag dieser CH₄-Emission zur CO₂-Äquivalent-Emission aus dem Auspuff beträgt im Durchschnitt etwa 2% und 3% für den Stadtteil mit Kaltstart. Die höheren CH₄-Emissionen werden unmittelbar nach dem Kaltstart beobachtet und verringern sich auf ein

niedrigeres, aber immer noch signifikantes Niveau, wenn der Motor Betriebstemperaturen erreicht.

- Der Blow-Off wurde während des Testprogramms gemessen. Wenn ein Blow-Off auftritt, typischerweise während des Testprogramms nach ungefähr zwei Tagen nach dem Betanken, beträgt es ungefähr 0.3 kg / Tag, was einer CO₂-Äquivalent-Emission von 15 km durchschnittlicher Fahrt entspricht, unter der Annahme einer durchschnittlichen CO₂-Emission von 650 g / km. Aufgrund der Zeitverzögerung hängt das Auftreten von Blow-Off davon ab, wie schnell das Fahrzeug betankt wird. Es ist nicht klar, wie oft diese Blow-Off in der Praxis auftritt, was bedeutet, dass der tatsächliche Beitrag zur TTW-Treibhausgasemission nicht bestimmt werden konnte. Um die Häufigkeit von Blow-Off-Ereignissen zu messen, wurde ein Datenlogger an Bord des Lastwagens installiert. Es ist zu prüfen, ob in der Zwischenzeit ausreichende Daten vorliegen.
- Messungen der Auspuff-Abgaskonzentration von N₂O zeigen an, dass dieses starke Treibhausgas im Abgas vorhanden ist. Aufgrund des indikativen Charakters der Messung konnte der Emissionspegel nicht bestimmt werden. Konzentrationsspitzen bis zu 100 ppm wurden beobachtet. Das Fahrzeug verwendet ein dieselähnliches Emissionskontrollsystem, von dem bekannt ist, dass es möglicherweise N₂O produziert. Es wird daher empfohlen, die N₂O-Emissionen von Fahrzeugen mit Dieselnachbehandlung zu messen, um den Beitrag dieser Komponente zu den Treibhausgasemissionen zu bestimmen.

Laut (DVGW) entstehen bei der Verbrennung von Methan etwa 25 Prozent weniger CO₂ als bei der Verbrennung von Dieselkraftstoff in vergleichbar effizienten Verbrennungskraftmaschinen.

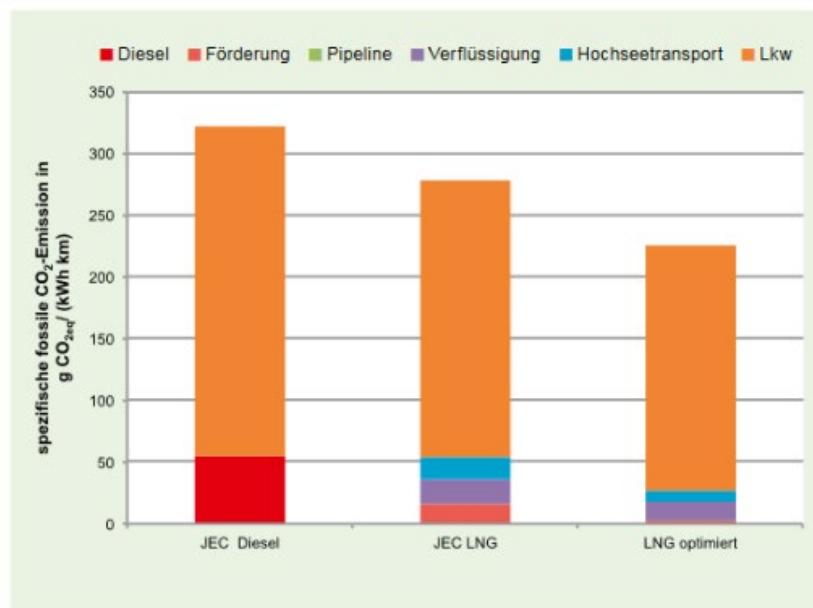


Abbildung 17: Spezifische fossile CO₂-Emission. Quelle: (Vermeulen 2019)

Die BMVI-Studie (Wurster et al. 2014) untersuchte die Treibhausgasemissionen in einer Well-to-Wheel-Analyse von LNG, LBG und Diesel und kommt zu den folgenden Ergebnissen:



- LNG setzt ihnen zufolge - 25 % CO_{2,eq} verglichen mit Diesel beim vollständigen Umsetzen frei, dazu kommen aber die CO_{2,eq}-Emissionen von Produktion/Transport etc. und (beim LNG-Motor) die Abstriche aufgrund geringerer Motorenleistung und unverbrannten CH₄.
- Auch Diesel-Motoren können geringe Mengen CH₄ freisetzen beim Umsetzen des Diesels. Diese Studie beschreibt 0.01 bis 1.6 g CO_{2,eq} pro MJ.
- N₂O scheint vernachlässigbar, aber auch dafür finden sich hier die Annahmen (max. 1.5 g CO_{2,eq} pro MJ beim Diesel gemäß Standard, real wohl nur ein Teil davon und auch weniger beim Gasmotor als beim Diesel).
- Ihre Gesamtübersicht TTW stellt sich wie folgt dar:

Table 17: Emission factors for greenhouse gases from HDVs (TTW)

	Diesel (EURO VI)	LNG (EURO VI)
CO ₂ [g/MJ]	73.2	55
CH ₄ [g/MJ]	0.0005	0.06
in CO ₂ eq. [g/MJ]	0.01	1.57
N ₂ O [g/MJ]	0.001	0.001
in CO ₂ eq. [g/MJ]	0.34	0.34
CO ₂ eq. total [g/MJ]	73.6	56.9

Source: own assumptions; Conversion of standards per kWh to MJ with a specific consumption of 7,95 MJ/kWh (equals 185 g diesel/kWh)

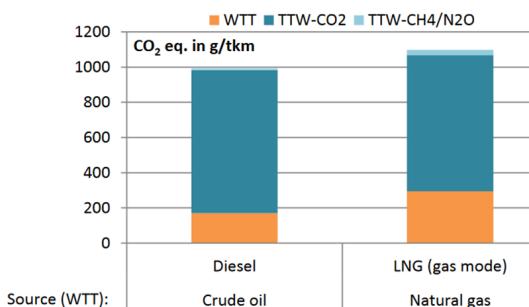


Figure 24: Specific GHG emissions of HDVs (N3) in 2013

Abbildung 18 – Emissionsfaktoren für Treibhausgase.

Abbildung 19: Spezifische Treibhausgasemissionen

- In Ihrer Gesamtauswertung WTW kommen sie auf 10% mehr CO_{2,eq}-Emissionen bei LNG verglichen mit Diesel: «In the entire supply chain (WTW), the greenhouse gas emissions of a current LNG HDV with approx. 1'100 gCO_{2,eq}/km exceed those of a diesel HDV by about 10%. The CO₂ advantage during combustion of approx. 25% is thus compensated with higher GHG emissions during LNG supply and distinctly higher fuel consumption.” (Seite 71)

Mit den Untersuchungen im vorliegenden Projekt sollen die im Abschnitt 3.1 beschriebenen Lücken möglichst weitgehend geschlossen werden. Dazu wurde das methodische Vorgehen entwickelt, das im folgenden Abschnitt 3.2 beschrieben wird.



3.2 Methodik

3.2.1 Messungen Tankstelle

Um die Treibhausgasemissionen der LNG-Tankstelle zu erfassen, wird deren elektrische Energiebedarf sowie die Methanemissionen erfasst. Zur Erfassung des elektrischen Energiebedarfs wurde ein Messkasten entworfen und gebaut, welcher diesen misst. Der Messkasten ist mit Datenlogger und GSM-Modul ausgerüstet (GSM bedeutet *Global System for Mobile Communication*). Dadurch können die Daten in Echtzeit von jedem Standort aus abgerufen werden.

Methanemissionen an der Tankstelle können an verschiedenen Orten und durch verschiedene Ursachen auftreten. Emissionen an definierten Punkten wie der Vent- Oder Blow-Off-Line wurden durch das in diesem Projekt entwickelte Erfassungssystem aufgezeichnet. Dabei wurden die Häufigkeit und Dauer von eventuellen Methanemissionen mithilfe von je einem Temperatursensor an Blow-Off und Vent-Leitung gemessen. Zur exakten quantitativen Bestimmung der Menge des Methanaustritts bei Blow-Offs und Ventings wurden Messungen mit einem Ultraschall-Durchflussmessgerät durchgeführt.

Um die Ventings zu reduzieren wurden verschiedene operative und technische Massnahmen ausgearbeitet. Für das Projekt sind hauptsächlich diejenigen Methanemissionen von Interesse, welche, verursacht durch das Venting, nicht in die Tankstelle zurückgeführt, sondern an die Umgebung abgegeben werden. Die Anzahl und die Dauer der Ventings wurden, wie bei der Blow-Off Messung mithilfe von einem Temperatursensor an der Vent-Line ermittelt. Die Menge ist abhängig von der Grösse des Fahrzeugtanks, der Füllmenge sowie vom Druck bzw. von der Temperatur (Zweiphasengemisch).

Diffuse Emissionen während des Betriebs und bei Betankungen wurden durch Messungen mit einer GasCam erfasst. Grundsätzlich hat eine LNG-Trailer-Tankstelle keine konstanten Methanemissionen. Methanemissionen treten nur unter speziellen Bedingungen auf, falls die Temperatur und damit der Druck im Fahrzeugtank oder in der Tankstelle selbst zu hoch ist. Durch betriebliche und technische Anpassungen können diese Emissionen weitestgehend verhindert werden.

Neben den eigenen Messungen kann die an der Tankstelle getankte Menge über das Bezahlssystem ermittelt werden. Zusätzlich werden die von der Tankstelle selbst gemessenen Daten gespeichert (z.B.: Drücke, Füllstand, Temperaturen).

3.2.2 Messungen Lkw

Um zu bestimmen, welche Zusammensetzung die Abgase der drei Lkw haben, werden Messungen nach dem sogenannten RDE-Prinzip ("real driving emissions") an der Abgasprüfstelle der Berner Fachhochschule durchgeführt. Dabei werden die folgenden Abgaskomponenten gemessen: CO₂, CO, THC, CH₄, NO_x, NO₂ und PN (particle number).

Die Betankung der Fahrzeuge und deren Betankungsmenge bzw. deren Verbrauch sind gut nachvollziehbar, da die LNG-Fahrzeuge immer bei der gleichen Tankstelle tanken. Zur Erfassung der Tankmenge sind dabei Daten der Software Scada (Software vom Tankstellenhersteller) sowie Daten von der internen Abrechnung der Tankmenge (Bezahlssystem von Krummen Kerzers) verfügbar.

Die Daten der Lkws werden mit den Telematiksystemen der Hersteller aufgezeichnet. Damit kann die gefahrene Distanz, der Verbrauch und die Beladung erfasst werden. Die Routen und Fahrprofile sind für alle Lastwagen vergleichbar und können ebenfalls mit den Telematiksystemen überprüft werden. Daten, welche aus der Software von Volvo, Volvoconnect, ausgelesen werden können, sind: Kilometerstand, Geschwindigkeit, Kraftstoffverbrauch (LBG), Kraftstoffverbrauch (Diesel), Fahrer, gefahrene Route, Beladung. Die Daten für das Fahrzeug von Iveco werden aus dem Telematiksystem



MYIVECO bezogen. Daraus kann unter anderem der Kraftstoffverbrauch, die Strecke sowie verschiedene fahrspezifische Parameter herausgelesen werden. Die aufgezeichneten Messdaten werden mit den Ergebnissen der Messung durch die Abgasprüfstelle der Berner Fachhochschule verifiziert.

3.2.3 Well-to-Wheel-Analyse

Als methodische Grundlage für die Well-to-Wheel-Analyse gilt die aktualisierte RED II. Darin werden europaweit erstmals verbindliche Nachhaltigkeitskriterien für die Produktion von Strom, Wärme und Brennstoffen aus fester und gasförmiger Biomasse festgelegt. Die funktionale Einheit ist g CO_{2,eq}/MJ. Bilanziert werden, wo relevant, die Treibhausgase CO₂, CH₄ und N₂O. In der RED II wurden die Charakterisierungsfaktoren für Lachgas (N₂O) auf 298 (von 296) angepasst und für Methan (CH₄) auf 25 (von derzeit 28) und werden in dieser Studie entsprechend verwendet.

Fossile Vergleichswerte für Biokraftstoffe, Strom und Wärme bleiben in der RED II EU-Durchschnittsmixe. Für Biokraftstoffe gilt als Referenzwert (fossiler Treibstoff) neu 94 g CO_{2,eq}/MJ (vormals 83.8 g CO_{2,eq}/MJ). In (Prussi M et al. 2020) wird zwischen Diesel und Benzin unterschieden, für Diesel (einschliesslich Vorkettenemission) wird 95.1 g CO_{2,eq}/MJ angegeben und auch in diesem Bericht verwendet.

Die Mindestanforderung zur GHG-Vermeidung liegt für Biokraftstoffe und Biomethankraftstoffe bei 65 %, sofern der Kraftstoff in Anlagen mit Inbetriebnahme nach dem 01.01.2021 erzeugt wird (60 % für Inbetriebnahme zwischen dem 05.10.2015 und dem 01.01.2021, davor 50 %).

Die Gesamtemissionen E von Biokraftstoffen setzen sich aus den folgenden Anteilen zusammen, die jeweils spezifisch bestimmt werden müssen:

RED II (Biokraftstoffe):

$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr}$$

E	=	Gesamtemissionen bei der Verwendung des Kraftstoffs
e _{ec}	=	Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe
e _l	=	Emissionen (/a) aufgrund von Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen
e _p	=	Emissionen bei der Verarbeitung
e _{td}	=	Emissionen bei Transport und Vertrieb
e _u	=	Emissionen bei der Nutzung des Kraftstoffs
e _{sca}	=	Emissionseinsparung infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken
e _{ccs}	=	Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid
e _{ccr}	=	Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von Kohlendioxid

Für die Verwendung in der Schweiz kommt in erster Linie abfallstammiges LBG in Frage, entsprechend fallen dann die Terme e_l und e_{sca} weg. Für e_{ec} können Emissionen z.B. für die Substratbereitstellung angerechnet werden, es sind aber auch Emissionsgutschriften denkbar, falls durch eine LBG-Produktion eine Emissionsvermeidung erzielt werden kann. In e_p sind für LBG Aufbereitungsprozesse und die Verflüssigung abzubilden, unter e_{td} sämtliche transportbezogenen GHG-Emissionen (Ab- und Umladen in Transportbehälter, Transport, Umladen in eine Tankstelle, Betankung Lkw) und unter e_u die Verwendung / Nutzung des Treibstoffs. Für alle Schritte werden in dieser Studie einerseits Emissionen basierend auf dem Einsatz von Energieträgern und andererseits "direkte" Emissionen, also insbesondere das Entweichen von CH₄, berücksichtigt. Die Terme e_{ccs} und e_{ccr} entfallen ebenfalls, sofern keine entsprechenden Massnahmen für das CO₂ der Biogasproduktion umgesetzt werden.



Anhand von Visitationen bei Produktionsbetrieben wurde angestrebt, alle für GHG-Emissionen relevanten Daten von Produktion des LBG über den Transport bis zur Tankstelle zu ermitteln. Dies ist vor allem wichtig vor dem Hintergrund, dass gemäss MinÖStG bzw. MinÖStV die Spezifikation von Biogas in der Schweiz enger gefasst wird als in vielen anderen europäischen Ländern, so dass insbesondere die Biomasse-Herkunft validiert werden muss.

Für den Bezug von LBG wurden im Projekt mehrere Möglichkeiten geprüft. Prioritär wurde zunächst der Bezug von LBG aus der Produktion von Biokraft in Norwegen behandelt. Die LBG-Produktionsanlage in Skogn (bei Trondheim) ist mit einer Jahresproduktionskapazität von etwa 125 GWh bzw. gut 9'000 Tonnen LBG (ca. 25 Tonnen pro Tag) die derzeit grösste LBG-Produktionsanlage weltweit.⁹ Das Biogas wird aus Abfällen der Fischzucht in den norwegischen Fjorden sowie Papierschlamm aus einer benachbarten Papierfabrik produziert, aufbereitet, verflüssigt, zwischengespeichert und in Transportcontainer abgefüllt. Der Transport in die Schweiz erfolgt per Lkw. Für die Aufbereitung wird eine Aminwäsche eingesetzt. Die Verflüssigung erfolgt durch eine "Mixed-refrigerant"-Anlage von Wärtsilä, bei der ein einzelner MR-Kompressor und ein Aluminium-Plattenrippen-Wärmetauscher (PFX) die Hauptkomponenten des Systems sind. Zur Verbesserung der Energieeffizienz und zur Gewährleistung eines stabilen Betriebs des MR-Prozesses ist ein Standardkühler (Vorkühlungseinheit) integriert.

Ergänzend wurde der LBG-Bezug weiterer Anbieter geprüft, beispielsweise aus Mittelschweden. Hierfür konnte jedoch kein im Rahmen des Projektes akzeptabler Preis (inkl. Transport) vereinbart werden. Neben technischen bzw. ökologischen Bedingungen (z.B. Substratherkunft und – Zusammensetzung) spielen dabei auch logistische Parameter (z.B. zulässige Tonnage bzw. Trailer auf bestimmten Streckenabschnitten) eine Rolle. Ab Sommer 2021 wurde eine weitere Produktionsanlage in Norditalien geprüft (inkl. einer Visitation).

Die Wertschöpfungskette der konkreten norwegischen LBG-Produktion wurde mit den genannten Einschränkungen als grundlegendes Beispiel genutzt, um anhand einer WTW-Analyse eine Einordnung der Ergebnisse für diesen konkreten Fall zu erreichen. Leider musste die bereits vollständig organisierte Visitationsreise vom März 2021 (mit Stationen bei unterschiedlichen Produktionsstandorten und Anbietern von LBG in Trondheim, Oslo und Mittelschweden) pandemiebedingt kurzfristig abgesagt werden. Im August 2021 konnte ein Kurzbesuch bei einem LBG-Produktionsstandort in Norditalien realisiert werden. Leider konnten die mit erheblichem Aufwand und Engagement des Projektteams erhobenen Informationen und Daten zur Produktion von LBG nur mit grossen Unsicherheiten bzw. ergänzenden Abschätzungen für die WTW-Berechnungen verwendet werden. Hauptgrund ist die im Rahmen dieses Projektes nicht überbrückbare Zurückhaltung der Offenlegung von Daten und – wenn Daten und Informationen geliefert wurden – ein übermässiger Aufwand, um aus diesen Daten konsistente und für eine detaillierte Analyse ausreichende Informationen aufzubereiten. Deswegen beruhen die Darstellungen wie im entsprechenden Abschnitt beschrieben auf eigenen Hochrechnungen, Abschätzungen und Literaturvergleichen.



Für eine systematische Auswertung von Biokraftstoffen stehen verschiedene Tools zur Verfügung, die in der folgenden Übersicht dargestellt sind:

Tabelle 4: Die Hauptmerkmale von verschiedenen LCA-Studien zu alternativen Treibstoffen. Quelle: IEA Bioenergy Task 39, http://task39.sites.olt.ubc.ca/files/2019/07/IEA-B-T39_Summary_LCA-Project.pdf

	BioGrace 	GHGenius 	GREET 	New EC 	VSB 
Model version	4d (2015)	5.0a (2018)	2017	2017	2018
Developed for regulatory use	Yes	No	Yes	Yes	No
IPCC GWP method	2001	1995, 2001, 2007, 2013	2013	2013	2013
Default global warming gases	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, CO, VOC, NO _x , fluorinated compounds	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O
Lifecycle data	JRC (2008)	Internal	Internal	JRC (2017)	Ecoinvent
Functional unit	MJ	km, MJ	km, mile Btu, MJ	MJ	km, MJ
Default allocation	Energy	Mostly substitution	Variable	Energy	Economic
Land use change	C stocks	Internal model	CCLUB/GTAP	C stocks	-

Um den Bezug zur RED II und den Aufdatierungen mit Aktualisierungen seitens JRC/JEC zu haben, wurde für dieses Projekt das Tool "BioGrace" (Version 4d) zugrunde gelegt und projektspezifisch erweitert, beispielsweise durch Verflüssigung, Umfüllungen und die LNG-Tankstelle ergänzt. Zudem wurden, da bislang nur CNG-Pfade (bzw. CBG) abgebildet wurde, Spezifika wie das Berücksichtigen allfälliger Blow-Offs und Ventings implementiert. Zudem wurde ein zusätzliches Excel-basiertes Tool entwickelt, das den Scope des angepassten Biograce-Tools (bis und mit Tankstelle) erweitert und die Verwendung/Nutzung des LBG in den Lkws von Krummen Kerzers für die Lidl-Filialbelieferung abbildet. Im Folgenden verwenden wir die Bezeichnung "BiograceLBG" für das angepasste Biograce-Tool.

3.2.4 Szenarien Schweiz

Ein Teilziel dieser Studie war, die empirischen Werte auf die Schweiz zu übertragen und einen WTW-Vergleich für den Fall zu machen, dass das LBG aus einer Schweizer Biogasproduktion kommt. Dies wird in Kapitel 6 beschrieben.



4 Messungen

Nachfolgend werden die Messungen an den einzelnen Anlageteilen im Detail erläutert sowie die Resultate und Auswertungen diskutiert.

4.1 LNG-Tankstelle

Messungen zum Energiebedarf und den Methanemissionen wurden an der Tankstelle in Sévaz durchgeführt. Einzelne Parameter, welche direkt vom Betriebssystem der Tankstelle (Scada) oder vom Bezahlsystem aufgezeichnet werden, sind für beide Tankstellen (Sévaz und Weinfelden) verfügbar. In der Messperiode vom 02.01.2020 bis zum 30.01.2021 wurden an der Tankstelle in Sévaz 5'114 Betankungen durchgeführt und eine LNG-Menge von 563 Tonnen betankt. Die durchschnittliche tägliche Betankungsmenge liegt damit bei 1'430 kg. Täglich gibt es ca. 10 bis 15 Betankungen mit einer durchschnittlichen Menge von 100 bis 110 kg pro Betankung.

4.1.1 Tankstellenbetrieb

Entscheidend für den Tankstellenbetrieb ist neben dem Füllstand die Temperatur des LNG, welches in der Tankstelle gespeichert ist. Daraus ergibt sich der Druck sowie das Vorgehen bei der Betankung. Auch wichtig ist die Temperatur bzw. der Druck des LNG im Tank des zu betankenden Fahrzeuges. Zur Betankung eines Lkw wird der Tankstutzen, der Venting-Schlauch sowie das Erdungskabel zum Potentialausgleich am Fahrzeug angebracht (siehe Abbildung 20). Hat das LNG im Fahrzeugtank einen zu hohen Druck, wird vor der Betankung ein Teil des LNG über den Venting-Anschluss in die Tankstelle zurückgeführt. Ist der Druck in der Tankstelle bereits über 9.5 barü, geht das LNG nicht in die Tankstelle, sondern wird via Tankstelle an die Umgebung abgegeben. Anschliessend kann der Fahrzeugtank mit frischem LNG befüllt werden.



Abbildung 20: Lkw-Betankung. Blau: Tankstutzen, rot: Erdungskabel, Venting-Schlauch: nicht auf der Abbildung. Bildquelle: <https://www.cng-mobility.ch/beitrag/lidl-weiht-erste-schweizer-lng-tankstelle-ein/>



In Abbildung 21 sind die Massenströme der Tankstelle in Sévaz dargestellt. Die Menge an LNG, welche zur Tankstelle geliefert wurde, ist bekannt und dient als Referenzmenge (100% in der untenstehenden Graphik). Ebenfalls bekannt ist die durch die Lkw betankte Menge LNG. Diese Menge wird über das Bezahlterminal abgerechnet. Es ist ersichtlich, dass die in die Lkw getankte LNG-Menge um 8.6 % über 100% liegt. Das ist darauf zurückzuführen, dass ein Teil der Tankinhalt der Lkw via Venting in die Tankstelle zurückgeführt wird. Daneben gingen 1.2 % des LNG an die Umgebung. Dies wurde messtechnisch über die Anzahl Ventings sowie den Durchfluss erfasst.

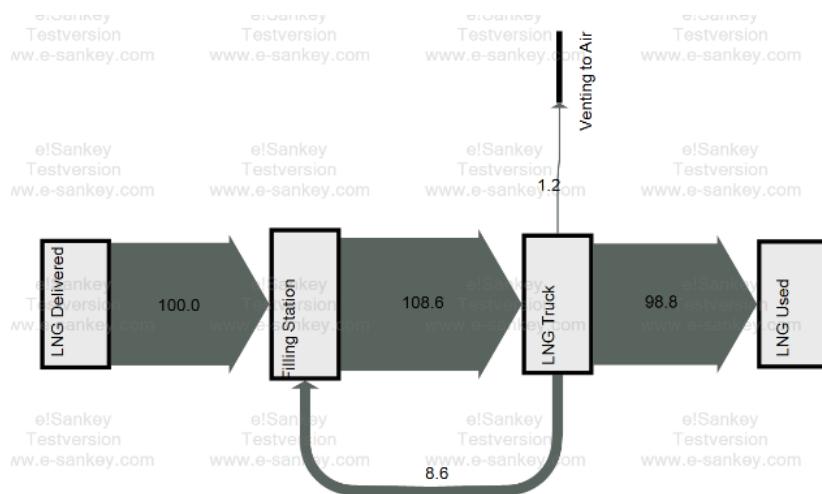


Abbildung 21: Massenströme LNG-Tankstelle

4.1.2 Elektrizitätsverbrauch

Der Elektrizitätsverbrauch der LNG-Tankstelle in Sévaz wurde, während 9'122 Stunden aufgezeichnet, wobei es im August zu einem Datenausfall gekommen ist. Damit ergeben sich 8'200 Stunden nutzbare Daten. In dieser Zeit wurden 5.1 MWh Elektrizität benötigt. Dies entspricht einer Dauerleistung von 0.622 kW. Ein Grossteil der Energie wird direkt von der Tankstelle zum Beispiel für die Kryopumpen benötigt (ca. 3'560 kWh). Die restliche Energie wird für den Luftkompressor (ca. 1'120 kWh) und für die Nebenanlagen (Balance of Plant, BoP) benötigt (ca. 420 kWh). Im selben



Zeitraum wurden 563 Tonnen LNG mit einem Energieinhalt von 7'754 MWh getankt. Der Energiebedarf der Tankstelle liegt damit bei knapp 0.07 % der betankten Energiemenge.

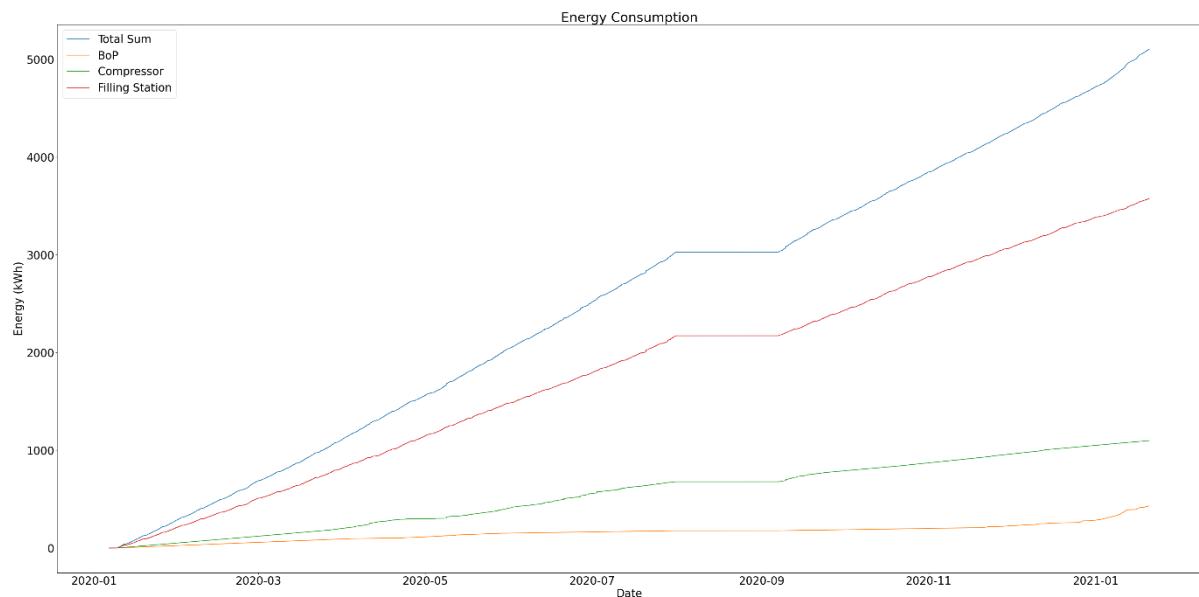


Abbildung 22: Elektrizitätsverbrauch der LNG-Tankstelle

4.1.3 Überprüfung auf Leckage

Mithilfe einer Gas-Cam wurde untersucht, ob an der Tankstelle oder an neuralgischen Stellen (z.B.: Tankstutzen oder Flanschverbindungen) Methanemissionen auftreten. Dazu wurde eine GasFindIR-Kamera GF320 verwendet, welche in der Lage ist flüchtige Kohlenwasserstoffe wie Methan, Oktan, Toluol u. a. zu visualisieren. Folgende Zustände und Anlageteile wurden untersucht:

- Venting beim Betanken von Lkws
- Betanken von Lkws
- Befüllung der Tankstelle
- Dichtheit der Tankstelle im allgemein

Die Messungen zeigen, dass abgesehen von den sicherheits- und betriebsrelevanten Methanemissionen (Blow-Off und Venting) nicht mit zusätzlichen signifikanten Emissionen während dem Betrieb der Tankstelle zu rechnen ist, weder bei der Wiederbefüllung der Tankstelle noch bei einer Betankung eines Lkw. Geringe Methanemissionen wurden an der Tankkupplung zum Lkw (Abbildung 25) und an der Kupplung zwischen LNG-Tankstelle und dem Trailer zum Wiederbefüllen der Tankstelle festgestellt (Abbildung 24). Diese können durch den regelmässigen Austausch der Dichtungen verhindert werden.



Abbildung 23: Messung von Methanemissionen mit einer Gas-Cam



Abbildung 24: Leckage an der Kupplung bei der Wiederbefüllung der Tankstelle auf der Tankstellenseite



Abbildung 25: Tankstutzen mit leichten Methanemissionen bei der Kupplung ist auf dem Foto als weisse Kondensatwolke in der roten Ellipse erkennbar.

4.1.4 Erfassung und Quantifizierung von Ventings und Blow-Offs

Zur Messung der Anzahl Ventings und Blow-Offs an der Tankstelle wurden Temperatursensoren an den Austrittsstellen des Methans angebracht (Abbildung 26). Das Methan tritt mit einer Temperatur von -100 bis -140 °C aus, was durch die Temperatursensoren registriert wird. Die Daten werden durch ein eigens entwickeltes Datenerfassungssystem und einen Datenlogger inklusive Fernzugriff aufgezeichnet. Die Installation des Datenerfassungssystems bei der Tankstelle in Sévaz ist in Abbildung 27 zu sehen. Durch verschiedene Algorithmen werden diese Temperaturabsenkungen von natürlichen Schwankungen der Umgebungstemperatur separiert und die Anzahl Ventings und Blow-Offs kann ermittelt werden. Ein Blow-Off und dessen daraus abgeleitetes binäres Signal (0 oder 1) ist in Abbildung 28 dargestellt. Im oberen Teil der Abbildung ist die Temperatur an der Austrittsstelle des LNG/LBG ersichtlich. Im unteren Teil werden die Temperaturgradienten analysiert und ab einer bestimmten Steilheit als Blow-Off interpretiert. Daraus kann die Anzahl und die Dauer der Blow-Offs berechnet werden.



Abbildung 26: Blau: Vent-Line im vereisten Zustand durch vorhergehendes Venting inklusive Temperatursensor, Rot: Blow-Off-Line inklusive Temperatursensor und Abdeckklappe.



Abbildung 27: Installation Datenerfassungssystem bei der Tankstelle in Sévaz

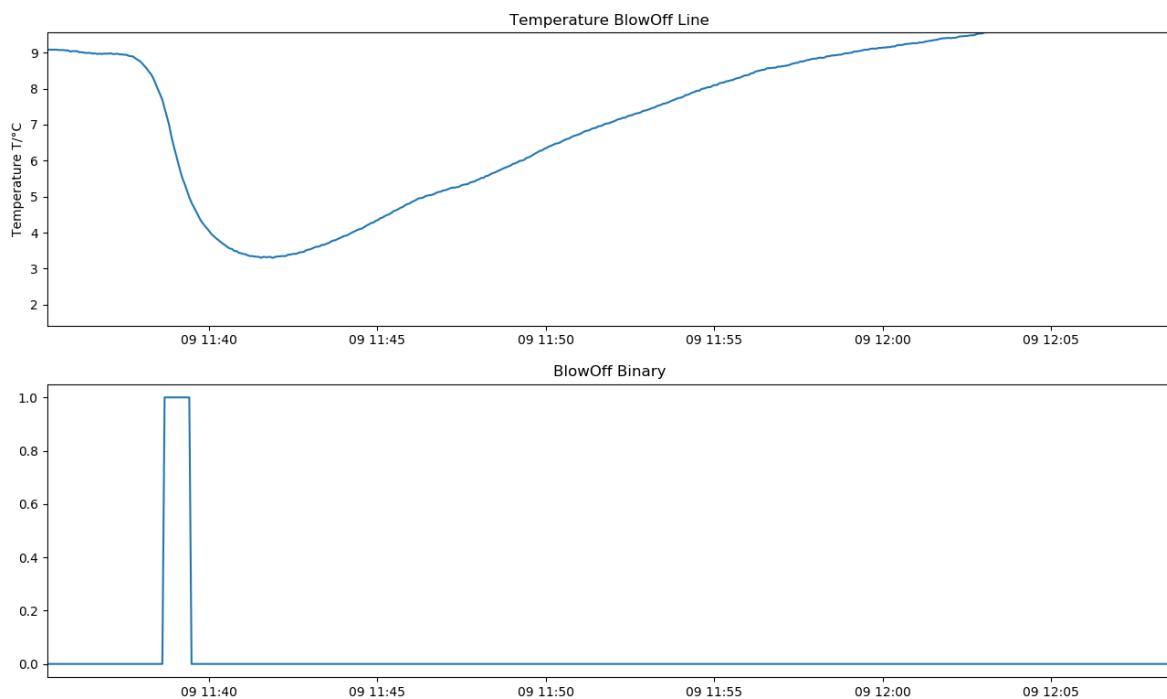


Abbildung 28: Temperaturverlauf Blow-Off und binäre Interpretation

Venting

In Abbildung 29 ist im oberen Teil die Temperatur an der Vent-Line und im unteren Bereich der Druck des LNG in der Tankstelle dargestellt. Der Druck von 9.5 bar(ü) (rote Linie), ab welchem ein Venting an die Umgebung ausgelöst wird, wurde während der aufgezeichneten Periode mehrfach überschritten. Um unter der Marke von 9.5 bar zu bleiben, muss die Tankstelle mindestens alle vier Tage mit frischem (kaltem) LNG wiederbefüllt werden. Dies entspricht einem Mindestverbrauch von 2'000 kg pro Tag. Dieser Umsatz wurde an der Tankstelle in Sévaz während der Messperiode nicht konstant erreicht, weshalb es vermehrt zu Ventings kam.



Insgesamt wurden während der Messperiode zwischen Januar 2020 und Februar 2021 mit den Temperatursensoren 870 Ventings detektiert (Aufzeichnung von 12 Monaten da Ausfall im August). Verwendet man die in Kapitel 4.1.4 gemessene Menge von 8.73 kg LNG pro Venting ergibt sich ein Methanverlust von knapp 7'600 kg.

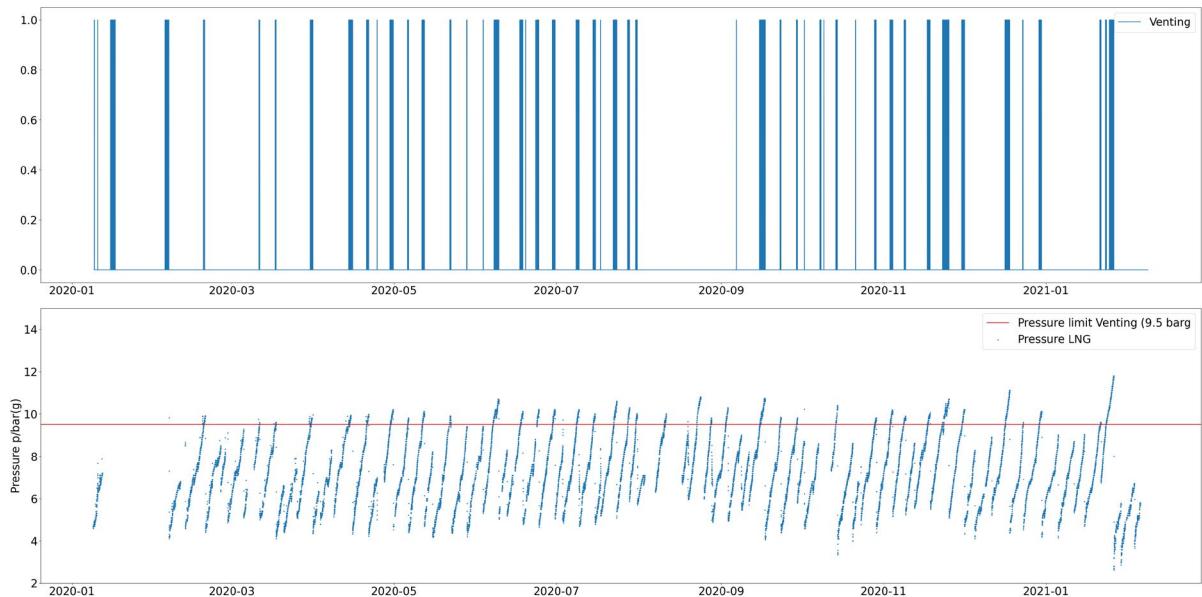


Abbildung 29: Erfassung der Ventings an der Tankstelle in Sévaz

Blow-Off

In Abbildung 30 ist im oberen Teil die Temperatur an der Blow-Off Leitung und im unteren Bereich der Druck des LNG in der Tankstelle dargestellt. Der Druck von 14 bar(ü) (rote Linie), ab welchem ein Blow-Off ausgelöst wird, wurde während der aufgezeichneten Periode zu keinem Zeitpunkt überschritten. Dennoch gibt es einige Ereignisse, welche detektiert wurden, bei welchen die Temperatur an der Blow-Off Leitung innerhalb von kurzer Zeit stark gesunken ist und somit LNG an die Umgebung abgegeben wurde. Diese Ereignisse sind jedoch auf das manuelle Auslösen von Blow-Offs zu Testzwecken zurückzuführen. Dies war insbesondere nötig für die Installation der Durchflussmessung zur Bestimmung des Ventings im Oktober/November.

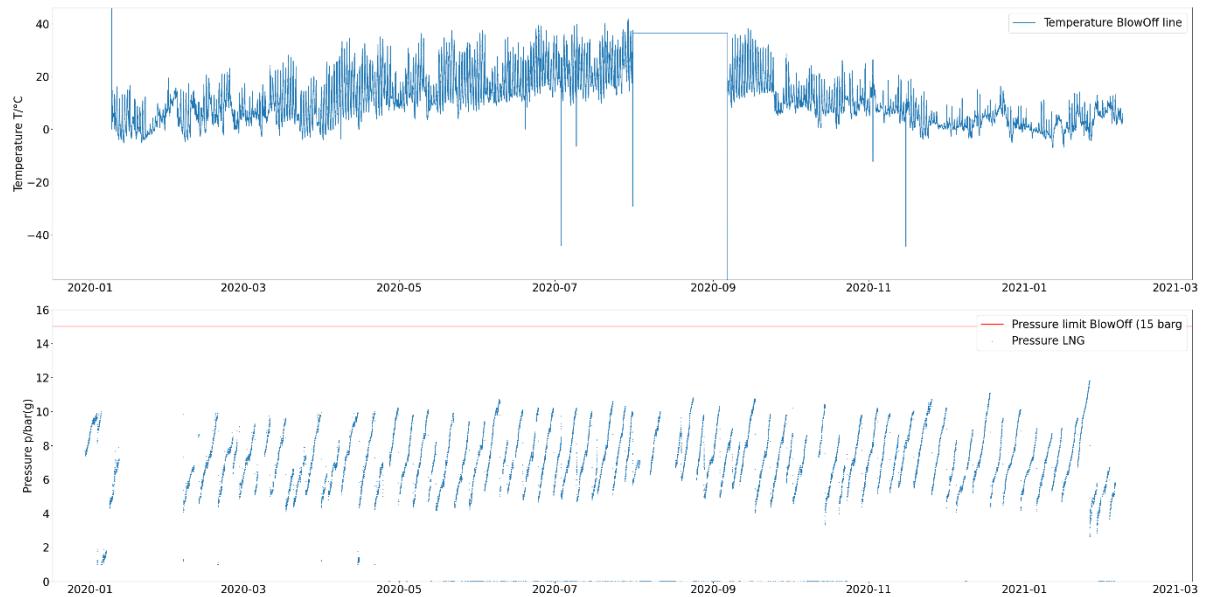


Abbildung 30: Auswertung Blow-Off Messung 2020

Durchflussmessung Venting und Blow-Off

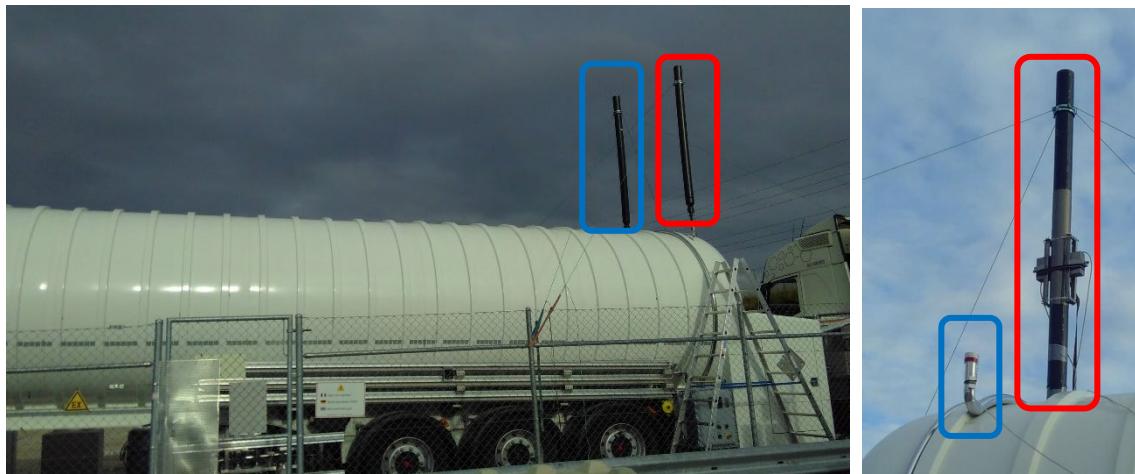


Abbildung 31: Links: Verlängerte Auslaufstrecke für die Ultraschall Durchflussmessung, rechts: Verlängerte Vent-Line Auslaufstrecke inklusive Ultraschallsensoren (blau: Vent-Line, rot: Blow-Off-Line)

Die Durchflussmessung wurde zwischen dem 3.11.2020 und dem 4.11.2020 durchgeführt. In dieser Zeit lag der Druck in der Tankstelle zwischen 9.5 und 10.5 bar(ü). Es wurden 25 Ventings registriert. Dabei wurden insgesamt 193 m³ Methan bei einer Temperatur von -100°C und Umgebungsdruck an die Umgebung abgegeben. Bei einer Dichte von 1.13 kg/m³ ergibt dies 218 kg Methan. Pro Venting ergibt sich somit eine durchschnittliche Masse von 8.7 kg.

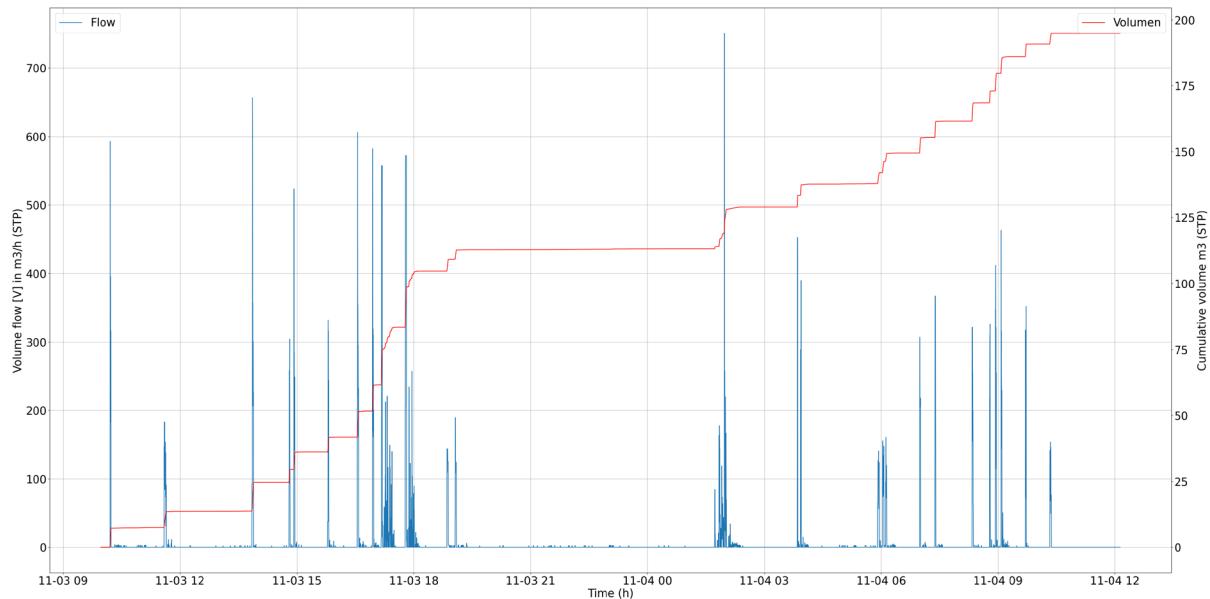


Abbildung 32: Resultate Venting-Volumenstrommessung 3.11.2020 bis 4.11.2020 während 28 Stunden

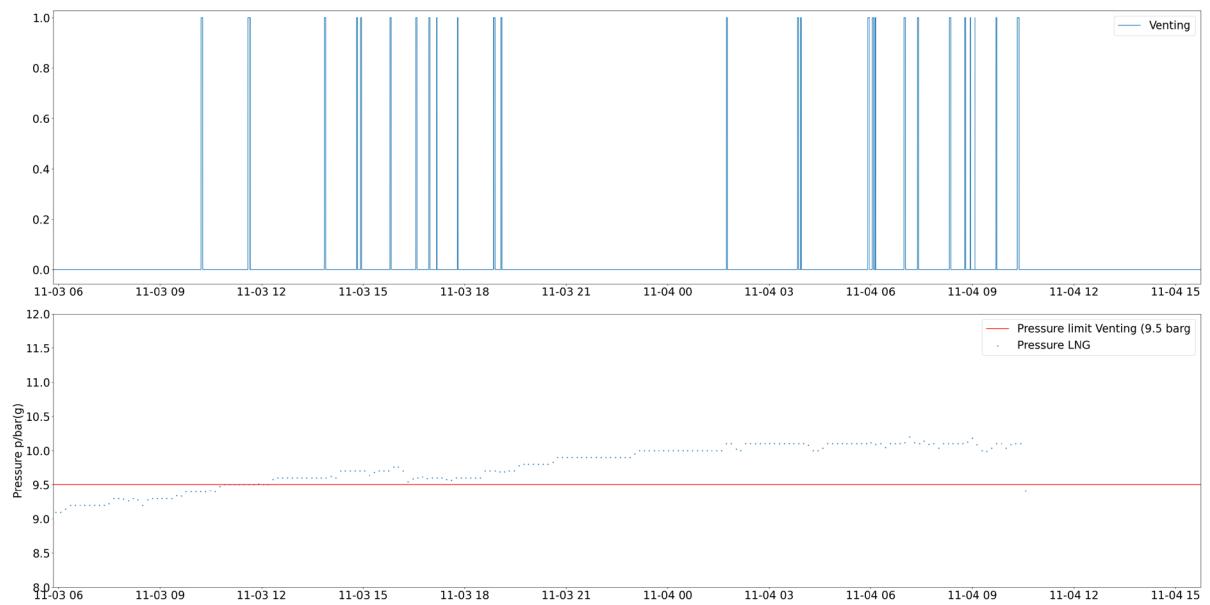


Abbildung 33: Dedektierte Ventings und Druck in der Tankstelle während der Venting-Volumenstrommessung

Temperaturabhängigkeit der Ventings

In Abbildung 34 ist die Monatsdurchschnittstemperatur und die Anzahl Ventings dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die Anzahl Ventings mit steigender Temperatur tendenziell zunimmt. Somit ist in den Sommermonaten mit mehr Ventings zu rechnen. Eine höhere Umgebungstemperatur führt sowohl beim LNG im Fahrzeugtank wie auch beim LNG in der Tankstelle zu einer schnelleren Erwärmung und damit zu einem schnelleren Druckanstieg und dem Überschreiten der 9.5 bar Marke. Durch eine Reduktion der direkten Sonneneinstrahlung auf die Tankstelle (z.B.: Beschattung) oder durch eine aktive Kühlung des LNG in der Tankstelle könnte die Anzahl Ventings in den Sommermonaten reduziert werden.

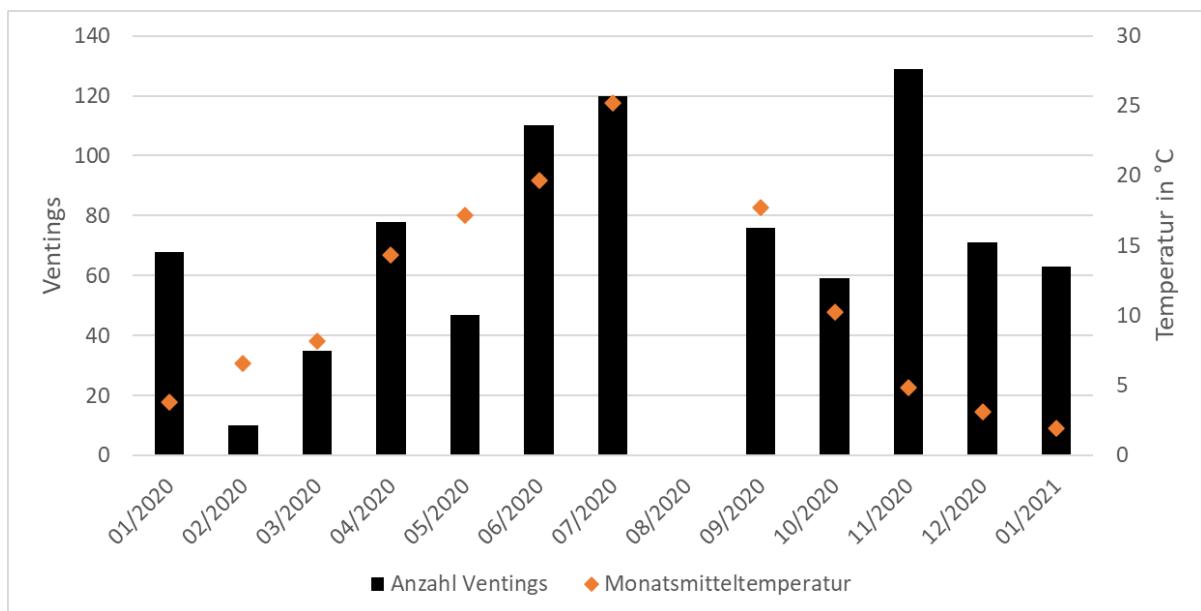


Abbildung 34: Anzahl Ventings und Monatsdurchschnittstemperatur

4.1.5 Betriebliche Ansätze

Verschiedene theoretische Berechnungen im Projekt zeigten, dass es von entscheidender Bedeutung ist, die Emissionen durch das Venting zu reduzieren. Dazu wurden bereits verschiedene betriebliche und technische Lösungsideen ausgearbeitet und getestet. Folgende Lösungsansätze wurden im Projekt entwickelt und erprobt:

Tabelle 5: Betriebliche und technische Lösungsansätze um die Anzahl Ventings zu verringern.

Organisatorisch	Optimierung Einkaufsfrequenz LNG.	Bei Befüllung der Tankstelle sinkt der Druck, durch das frische LNG. Es wurden verschiedene Einkaufsszenarien getestet. Unter anderem auch eine Einkaufskooperation mit dem Gasverbund Mittelland, der einen LNG Tank in Bubendorf betreibt. Gelingt es die Lieferfrequenz ohne Verringerung der Liefermenge zu erhöhen, könnte das Problem vollständig in den Griff gekriegt werden.
-----------------	-----------------------------------	--



	Flottenerweiterung	<p>Durch einen Ausbau der Flotte, könnte der Umsatz an der Tankstelle und damit die Lieferfrequenz ebenfalls erhöht werden. Die Herausforderung ist die steigende Abhängigkeit und Belieferungsausfälle bei Ausfall der Tankstelle.</p> <p>Als kurzfristige Lösung wurde ein CNG/LNG Kombifahrzeug in Auftrag gegeben. Sollten die Erfahrungen damit positiv sein, wäre dies allenfalls eine Lösung, um sowohl den LNG Verbrauch zu erhöhen und im Notfall einen Back-Up (CNG) zu haben.</p>
	3. Tankstelle	<p>Durch die Inbetriebnahme der 3. Tankstelle an einem strategisch vorteilhaften Ort auf der Achse Zürich – Bern in Egerkingen, könnte die Lieferkadenz ebenfalls erhöht werden. Allerdings verzögert sich die Inbetriebnahme auf Grund Lieferverzug bedingt durch COVID-19. Zudem unterstellt der Kanton Solothurn die Tankstelle der Störfallverordnung, obwohl die Freimenge von 20 Tonnen Flüssigerdgas nicht erreicht wird. Der Kanton ist jedoch frei, von der nationalen Störfallverordnung abzuweichen und strengere Auflagen zu verordnen. Entsprechend müssen für die 3. Tankstelle erweiterte Risikoanalysen und Sicherheitsmassnahmen ergriffen werden, diese verzögern und verteuern die Inbetriebnahme nicht unerheblich.</p>
Technisch	Evaluation von drei Erweiterungsszenarien durch die EMPA	<ol style="list-style-type: none">1. Festinstallierte Fackel2. Verstromung des überschüssigen Gases und Einspeisung über einen Generator ins Warenverteilzentrum3. Erweiterung CNG-Tankstellenmodul
	Verringerung Tankkadenz	<p>Es wird vermutet, dass die Kadenz der Tankvorgänge einen erheblichen Einfluss auf die Druckentwicklung in der Tankstelle hat.</p> <p>Je öfter kleine Mengen getankt werden, desto rascher steigt der Druck. Daher werden die Fahrer angewiesen, erst bei Füllstand <50% tanken zu gehen.</p>

4.1.6 Fazit Emissionen Tankstelle

Die Tankstelle funktionierte während der Projektdauer stets zuverlässig und die Lkw konnten immer betankt werden. Da keine aktive Kühlung des Tankinhaltes vorhanden ist, kann die Temperatur und damit der Druck nur durch das Entnehmen von LNG sprich das Betanken von Lkw oder durch das Befüllen der Tankstelle mit frischem kalten LNG gesenkt werden. Dies kann in der Praxis bei niedrigem LNG Verbrauch (weniger als 2'000 kg/Tag) vermehrt zu Ventings führen. Bei der Tankstelle



in Sévaz lag der Verbrauch bei 1'486 kg pro Tag. Durch den geringen Verbrauch kam es in gewissen Phasen zu Ventings wodurch 1.2% des getankten LNG an die Umgebung abgegeben wurde. Da keine aktive Kühlung vorhanden ist, ist die elektrische Leistung gering (Dauerleistung: 0.62 kW) und wird hauptsächlich für die Pumpen der Lkw-Betankung benötigt.

4.2 Lkw

4.2.1 Flottenbetrieb

In Abbildung 35 ist der Kraftstoffverbrauch der LNG-Lastwagen von Volvo und Iveco von Krummen Kerzers über das Jahr 2020 dargestellt. Die Daten stammen aus dem Flotten-Management-System (FMS) der Hersteller. Die LNG-Lastwagen von Volvo sind mit Nummern 4xx oder 8xx gekennzeichnet. 4xx Lastwagen sowie der Lastwagen von Iveco sind in Sévaz stationiert, 8xx Lastwagen in Weinfelden. Der Kraftstoffverbrauch in Weinfelden ist aufgrund der Topografie höher als in Sévaz. Dies ist auch in Abbildung 36 ersichtlich. Die in Weinfelden stationierten Lastwagen haben eine geringere Durchschnittsgeschwindigkeit und der Anteil der im höchsten Gang zurückgelegten Kilometer ist geringer. Dies kann auch bei den Diesel-Lastwagen beobachtet werden. Die Lastwagen 453 und 459 sind mit kleinerem und damit auch leichterem Auflieger unterwegs, daher haben diese einen geringeren Verbrauch. Für die in Sévaz stationierten Volvo-Fahrzeuge ergibt sich ein durchschnittlicher LNG-Verbrauch von 21.8 kg pro 100 km. Zusätzlich kommt ein Dieselverbrauch von 2.3 kg / 100 km dazu. Der LNG-Verbrauch des Iveco ist mit 27 kg / 100 km höher.

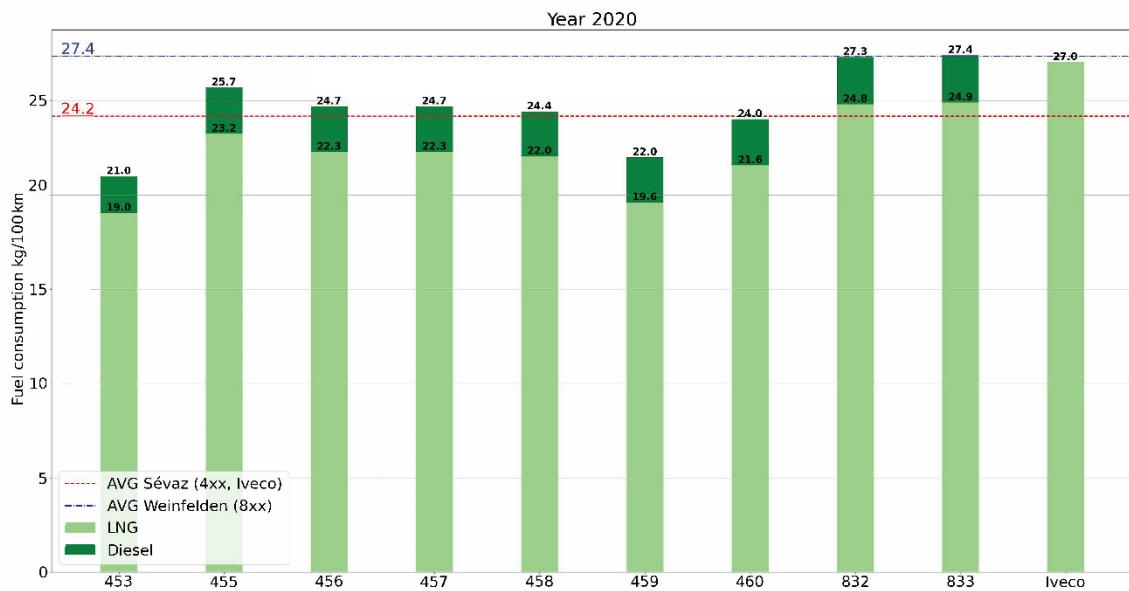


Abbildung 35: Kraftstoffverbrauch LNG-Lastwagen

Der durchschnittliche Verbrauch der LNG-Lastwagen in Weinfelden liegt bei 24.9 kg / 100 km LNG und 2.5 kg / 100 km Diesel.

Die CO₂-Emissionen sind in Abbildung 37 dargestellt. Sie liegen zwischen 595 und 777 g / km bei einem Mittelwert von 702 g / km.



Gemäss Abbildung 36 liegt die täglich zurückgelegte Distanz zwischen 305 und 430 km, bei einem Durchschnitt von 385 km. Die durchschnittliche Geschwindigkeit beträgt 63.3 km / h wobei durchschnittlich 66.6 % der km im höchsten Gang zurückgelegt werden.

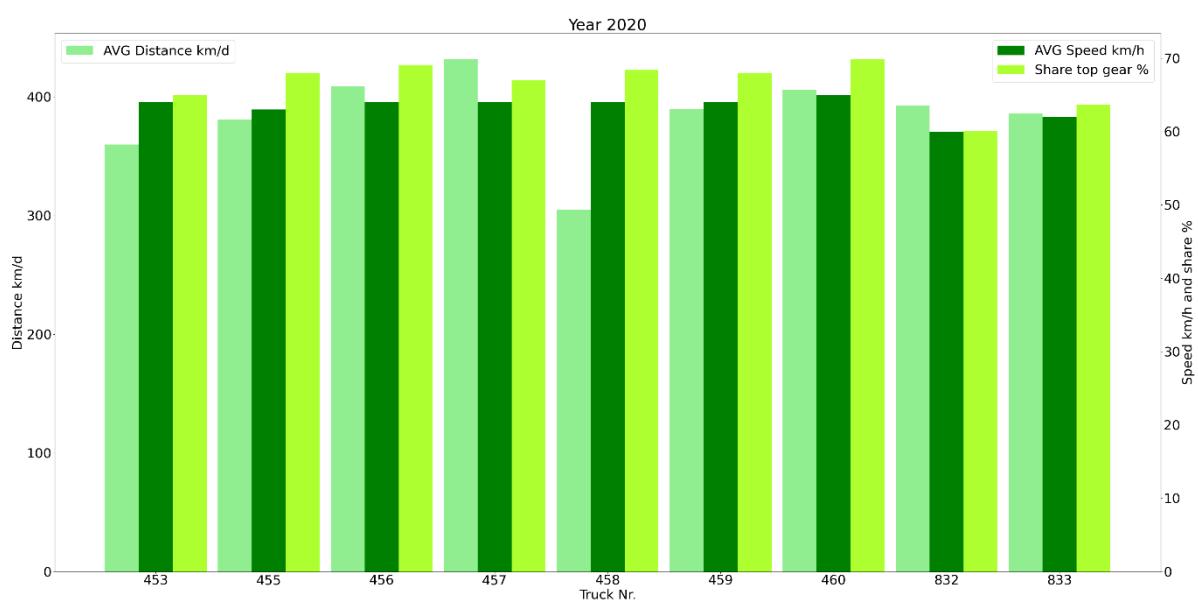


Abbildung 36: Fahrprofil der LNG-Lastwagen von Volvo

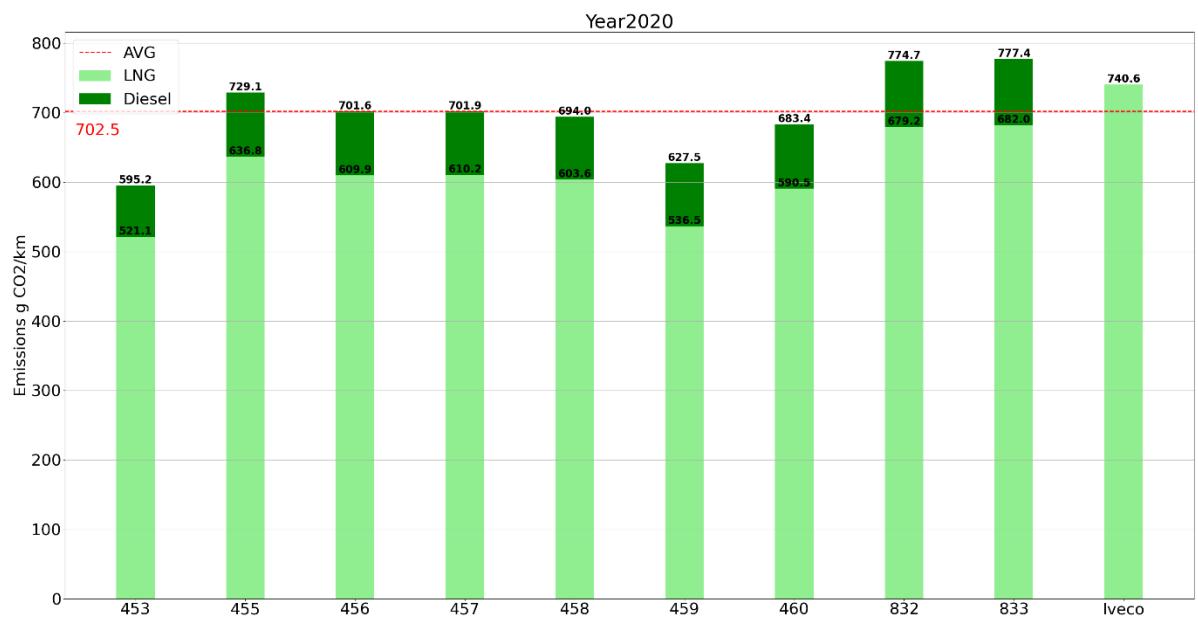


Abbildung 37: CO2 Emissionen der LNG-Lastwagen



4.2.2 Emissionsmessungen (PEMS)

Um die Daten aus dem Flottenmanagementsystem zu überprüfen und zusätzliche Daten zu erhalten, entstand eine Zusammenarbeit mit der Abgasprüfstelle der Berner Fachhochschule (AFHB), welche für das vorliegende sowie das ergänzende Projekt «Alvub»¹⁰ Abgasmessungen unter realen Strassenbedingungen durchführte.

Dazu wurden zwei LNG- und ein Diesel-Lkw nacheinander über mehrere Tage unter vergleichbaren Umweltbedingungen gemessen. Zur Messung wurden die Auspuffanlagen angepasst um die Emissionen mit einem PEMS (Portable Emission Measurement System) messen zu können. Das Messgerät ermöglicht die Messung von CO₂, CO, THC, CH₄, NO_x, NO₂ und PN. GPS-Daten, OBD-Daten (On-Board-Diagnose) und Abgasvolumenstrom wurden ebenfalls geloggt. Die Messungen wurden an Lkw mit Auflieger und Beladung durchgeführt. Für alle Messungen wurde derselbe Auflieger mit einem Gesamtgewicht von 22'490 kg (Auflieger + Beladung) verwendet.

Für die Messungen wurde eine Personenwagen-konforme RDE-Strecke laut EU-Richtlinie 1151/2017 abgefahren. Die Strecke hat eine Länge von 95 km und dauert abhängig vom Verkehrsaufkommen ca. 2 Stunden und 15 Minuten. Gegenüber gesetzlichen Lastwagen-Abgasmessungen enthält die Strecke einen kleineren Autobahnanteil. Die Strecke hat jedoch gleichwertige Stadt-, Überland- und Autobahn-Anteile, was die Vergleichbarkeit erhöht.

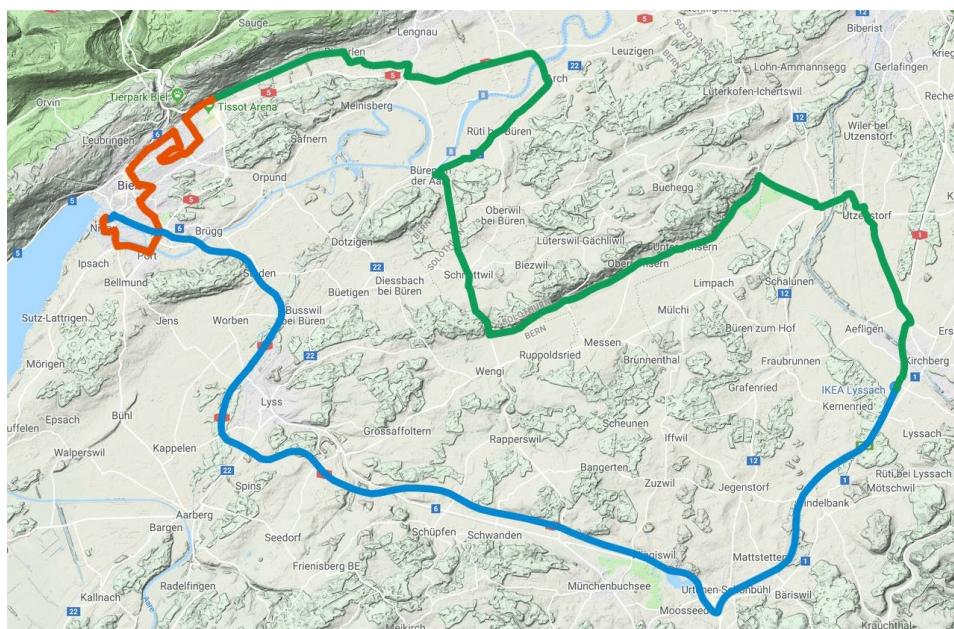


Abbildung 38: Teststrecke: AFHB06f, 95km, Umgebung Biel, rot=Stadt, grün=Überland, blau=Autobahn

Insgesamt wurden 12 Messungen zwischen dem 17. Juni und dem 2. Juli 2020 durchgeführt. Um die Einflüsse des Fahrers zu minimieren, wurde für alle Messung derselbe Fahrer eingesetzt

Neben den vorgesehenen Strassenmessungen wurden zusätzlich zwei Warmstart-Abgasmessungen mit beiden LNG-Lastwagen durchgeführt (Motor warm gestartet, anschliessend ca. 15 Minuten im Leerlauf).

¹⁰ Langform des Titels: Erweiterte Analyse der nicht-limitierten Emissionen von schweren Fahrzeugen mit Bio-Methan als Kraftstoff, Projektnummer SI/502117, weitere Informationen: <https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=47462>



4.2.3 CO₂-Emissionen

In Abbildung 39 sind die kumulierten CO₂-Emissionen aller Fahrzeuge über die Teststrecke dargestellt. Der LNG-Lkw von Volvo mit HPDI-Technologie hat dabei die geringsten CO₂-Emissionen. Der LNG-Lkw von Iveco mit Otto-Technologie hat die höchsten CO₂-Emissionen. Dies ist auf die geringere Effizienz des Otto-Gas-Motors im Vergleich zum Diesel- bzw. HPDI-Motors zurückzuführen. Durch den Einsatz von LBG anstelle von LNG können die klimarelevanten CO₂-Emissionen aber im Gegensatz zum Dieselfahrzeug massiv gesenkt werden.

In Abbildung 40 sind die CO₂-Emissionen aller Tests bezogen auf 100 km dargestellt. Der LNG-Lkw von Volvo mit HPDI-Technologie emittiert 679 g/km. Der LNG-Lkw von Iveco mit Otto-Technologie hat Emissionen von 872 g/km. Und der Diesel-Lkw hat im Schnitt Emissionen von 814 g/km.

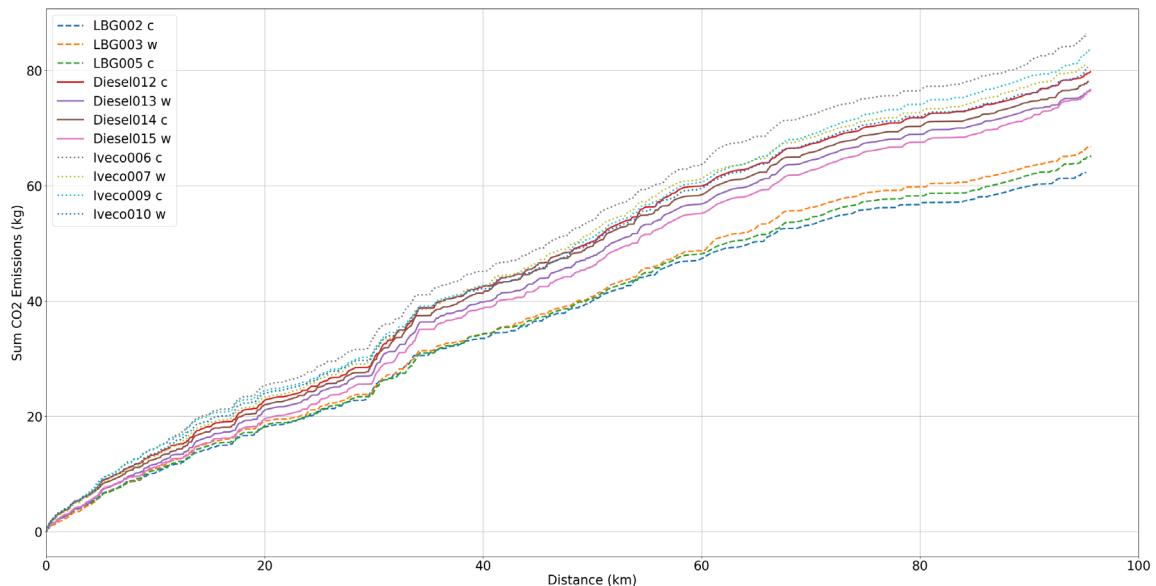


Abbildung 39: Kumulierte CO₂-Emissionen über die PEMS Messung (LBG002-LBG005: Volvo LNG HPDI, Diesel012-Diesel015: Volvo Diesel, Iveco006 bis Iveco010: Iveco LNG Otto, w=warm, c=cold)

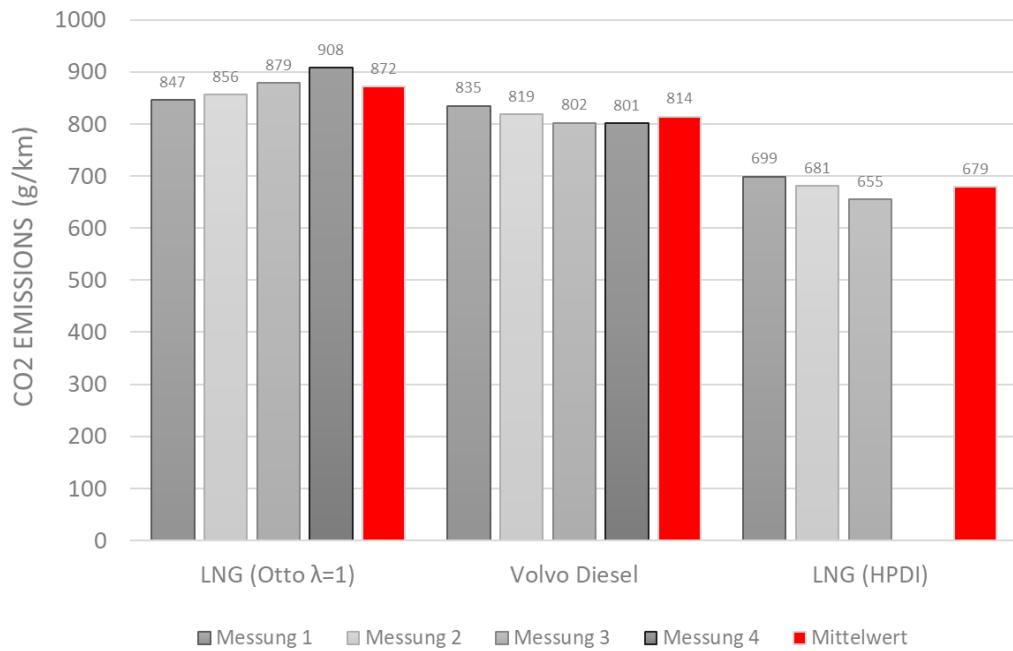


Abbildung 40: CO₂-Emissionen für die Lkw aus den PEMS Messungen

4.2.4 CO_{2,eq}-Emissionen

Die CO_{2,eq}-Emissionen wurden aus den gemessenen CO₂- und CH₄-Emissionen berechnet. Dabei wurden die CH₄-Emissionen mit dem Faktor 28 gemäss IPCC multipliziert. Sowohl für das LNG-Fahrzeug mit Ottomotor (Iveco) wie für das Dieselfahrzeug (Volvo) hat CH₄ im Abgas keinen signifikanten Einfluss auf die CO_{2,eq}-Emissionen. Einzig beim LNG-Fahrzeug mit HPDI-Technologie (Volvo) steigen die durchschnittlichen Emissionen von 679 g/km auf 688 g/km. Die CO_{2,eq}-Emissionen werden somit durch die direkten CO₂-Emissionen aus der Verbrennung des Kraftstoffes dominiert.

In Abbildung 41 sind die CO_{2,eq}-Emissionen aller Tests bezogen auf den Kilometer dargestellt. Der LNG-Lkw von Volvo mit HPDI-Technologie emittiert 688 g/km. Der LNG-Lkw von Iveco mit Otto-Technologie hat Emissionen von 871 g/km. Und der Diesel-Lkw hat im Schnitt Emissionen von 815 g/km.

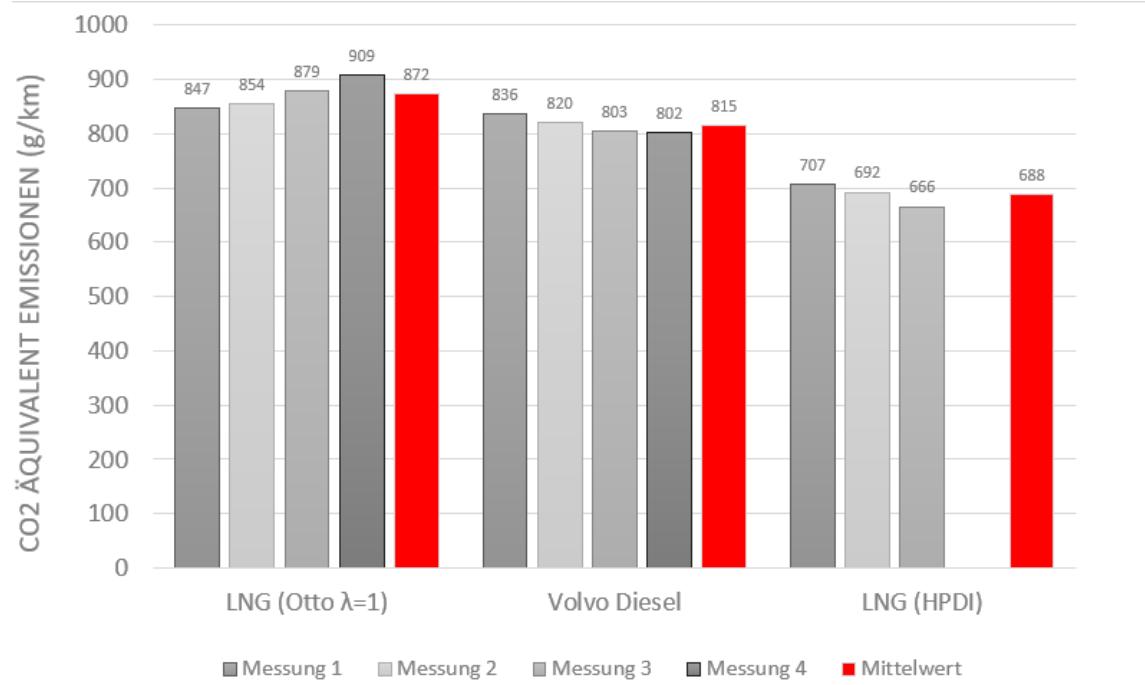


Abbildung 41: CO₂,eq-Emissionen (CO₂ und CH₄) für die Lkw aus den PEMS Messungen

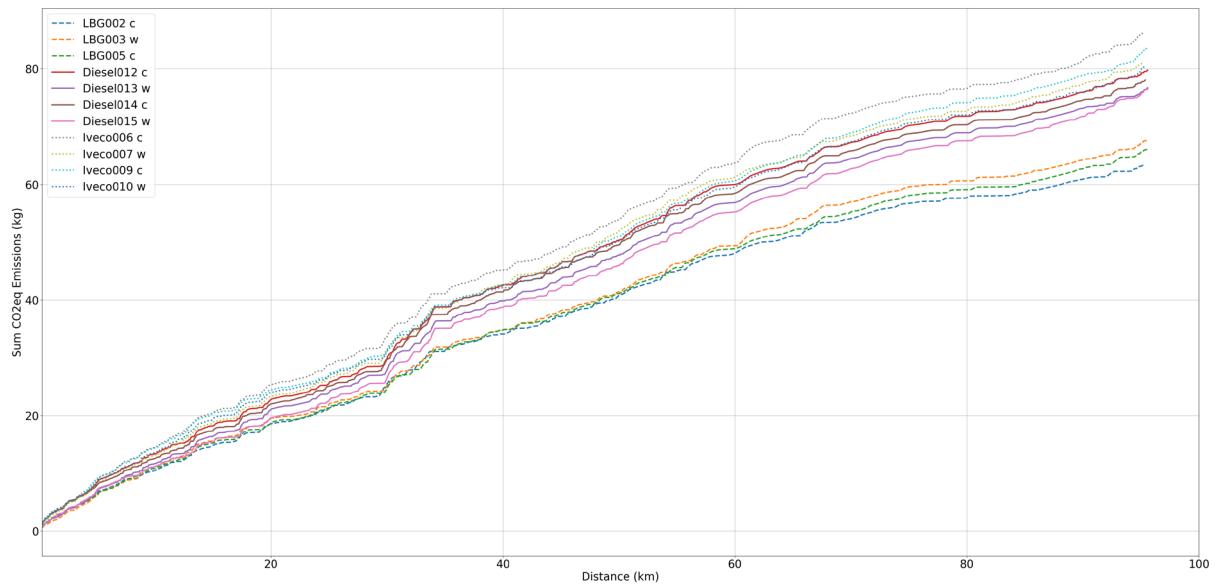


Abbildung 42: Kumulierte CO₂,eq Emissionen über die PEMS Messung (LBG002-LBG005: Volvo LNG HPDI, Diesel012-Diesel015: Volvo Diesel, Ivec006 bis Ivec010: Iveco LNG Otto, w=warm, c=cold)

4.2.5 NOx-Emissionen

Die Stickoxidemissionen sind stark vom Betriebszustand des Motors und dem Abgasbehandlungssystem abhängig. Fahrzeuge mit SCR-Katalysator (*Selective Catalytic Reduction*) benötigen einige Minuten bis die Stickoxidreduktion funktioniert und die Abgasnachbehandlung die benötigte Betriebstemperatur erreicht hat. SCR-Katalysatoren sind aktive Systeme und müssen softwareseitig auf den Motor und das Fahrzeug abgestimmt werden. In Abbildung 43 sind die kumulierten Stickoxidemissionen aus den PEMS-Messungen bei den drei Fahrzeugen dargestellt. Die NOx-Emissionen steigen vor allem im Stadtverkehr sowie auf den ersten 20 km an. Dies ist auf den SCR-Katalysator des Diesel- und des HPDI-Lkw zurückzuführen. Für den LNG-Lkw mit Ottomotor ohne SCR-Katalysator sind keine solchen Sprünge im Stadtverkehr oder zu Beginn der Messung feststellbar. Die Emissionen sind relativ konstant über die Messstrecke verteilt. Die höchsten Emissionen hat der LNG-Lkw mit HPDI-Technologie im kalten Zustand gefolgt vom Diesel-Lkw. Im warmen Zustand sinken die Emissionen für alle Lkw auf unter 27 g über die Messstrecke von 95 km (Masse NOx: < 30 g / 100 km).

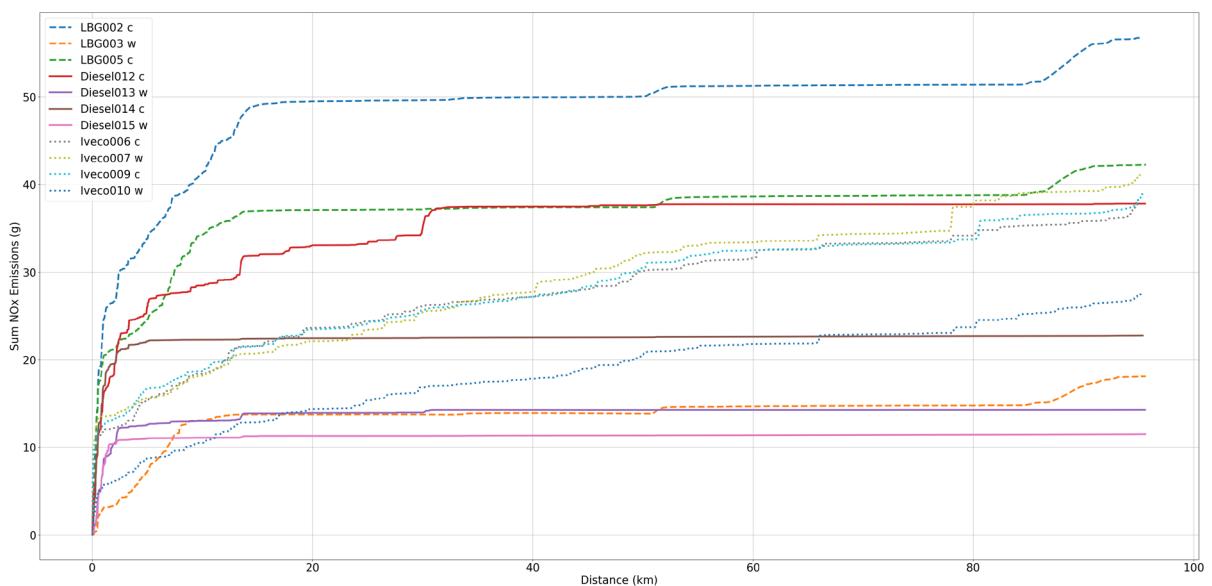


Abbildung 43: Kumulierte Stickoxidemissionen (NOx) während den Emissionsmessungen (LBG002-LBG005: Volvo LNG HPDI, Diesel012-Diesel015: Volvo Diesel, Iveco006 bis Iveco010: Iveco LNG Otto, w=warm, c=cold)

In Abbildung 44 sind die Stickoxidemissionen (NOx) bezogen auf die verrichtete Arbeit in kWh dargestellt. Die maximalen Emissionen betragen 57 g und werden vom Volvo-HPDI-Lkw mit kaltem Motor ausgestossen. Das entspricht 500 mg NOx / kWh. Gemäss Abgasnorm Euro VI dürfen Lkw im WHSC / WHTC Test noch maximal 400 bzw. 460 mg / kWh ausstossen. Für den RDE-Test ist ein Faktor von 1.5 zulässig. Damit liegen die alle Lkw noch klar unter dem Grenzwert (Green Car Reports 2015). Die für diese Messung verwendete Teststrecke ist für Pkw zugelassen und enthält einen kleineren Autobahnanteil. Bei einer Lkw-konformen Strecke würden die Emissionen weiter sinken.

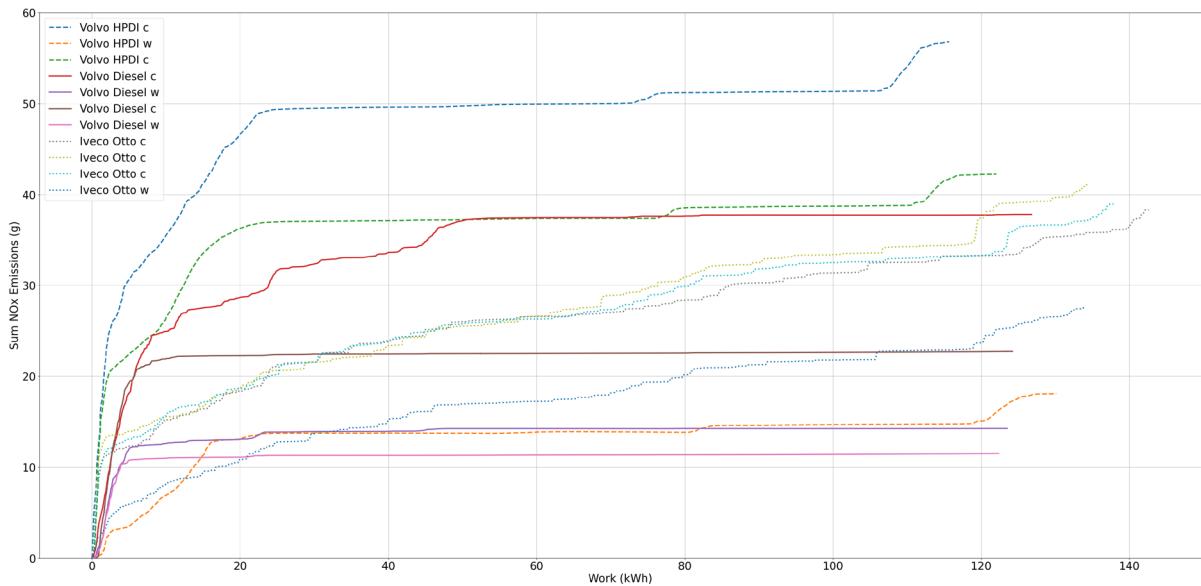


Abbildung 44: Kumulierte Stickoxidemissionen (NOx) während den Emissionsmessungen bezogen auf die verrichtete Arbeit (LBG002-LBG005: Volvo LNG HPDI, Diesel012-Diesel015: Volvo Diesel, Iveco006 bis Iveco010: Iveco LNG Otto, w=warm, c=cold)

4.2.6 Partikelemissionen

In Abbildung 45 sind die Partikelemissionen (PN-Emissionen) für die Lkw von Volvo dargestellt (Diesel und LNG). Die Daten des Iveco LNG sind nicht enthalten, da die Messung aufgrund von hohen Abgastemperaturen und damit verbundener Russbildung innerhalb des Messsystems fehlerhaft sind.

In Abbildung 46 sind zusätzlich die fehlerhaften Emissionsmessungen des Ivecos dargestellt. Die hohen Abgastemperaturen führten während den ersten 40 km zu Verbrennungen am Messrohr was zu diesen hohen PN-Emissionen führte. Ab Kilometer 40 bleiben die Emissionen konstant. Gemäß Abgasnorm Euro VI dürfen Lkw im WHSC / WHTC Test noch maximal $8 \cdot 10^{11}$ bzw. $6 \cdot 10^{11}$ g/kWh emittieren. Zusätzlich wird für den RDE-Test ein Sicherheitsfaktor von 1.5 gewährt. Der maximale Ausstoss erreichte der Volvo-LNG-HPDI mit $0.98 \cdot 10^{13}$. Bei 115 kWh ergibt dies spezifische Emissionen von $8.52 \cdot 10^{10}$. Dies liegt klar unter der Grenze der Abgasnorm.

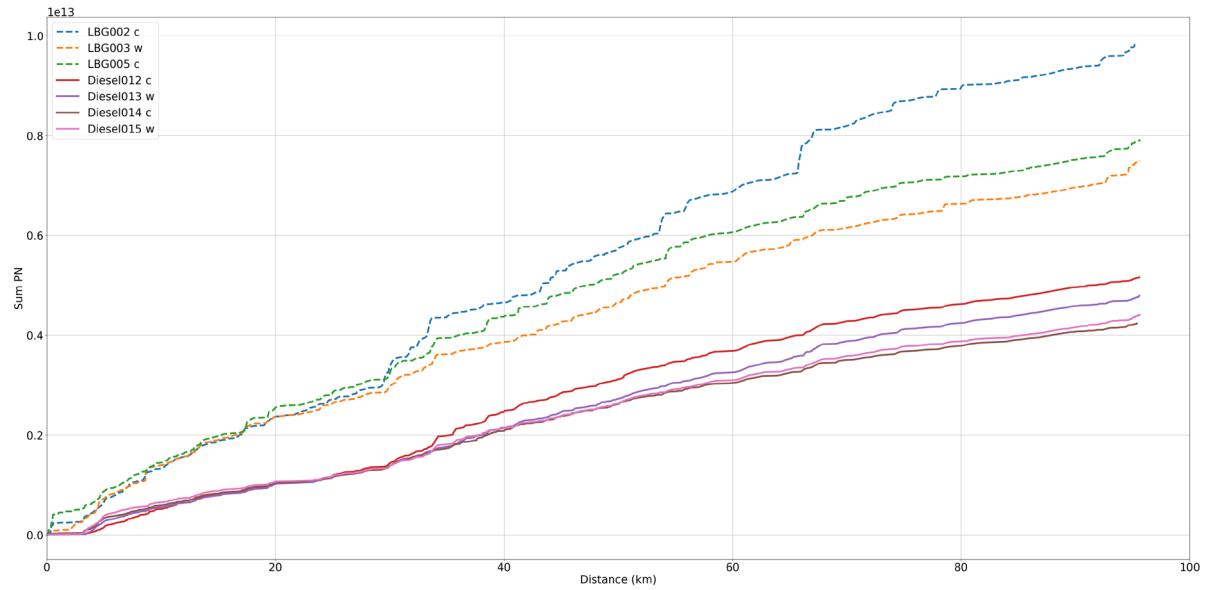


Abbildung 45: Kumulierte Partikelemissionen (PN) während den Emissionsmessungen (LBG002-LBG005: Volvo LNG HPDI, Diesel012-Diesel015: Volvo Diesel, Iveco006 bis Iveco010: Iveco LNG Otto, w=warm, c=cold)

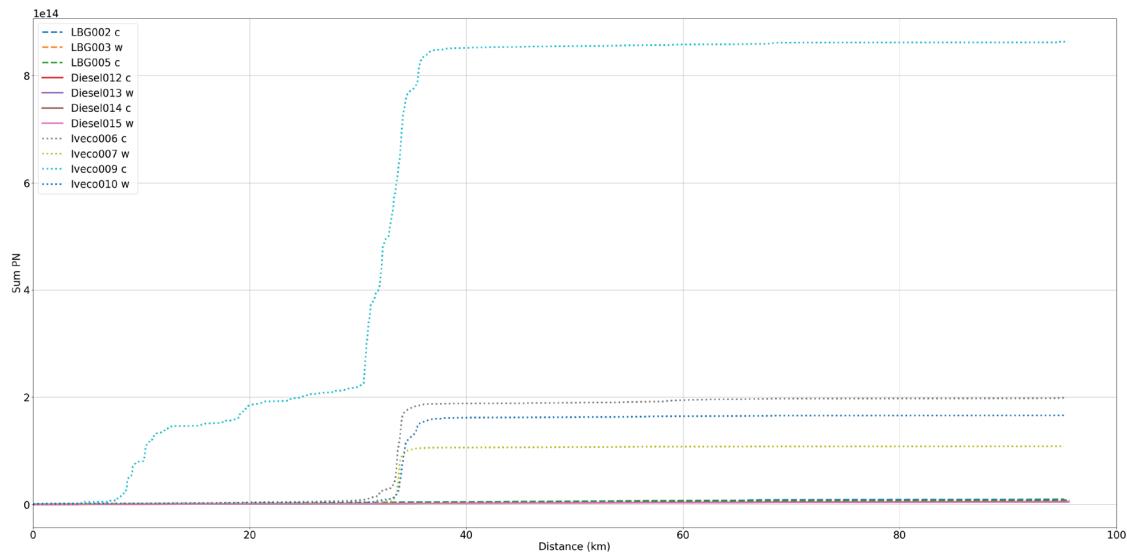


Abbildung 46: Kumulierte Partikelemissionen (PN) während den Emissionsmessungen inklusive Iveco (LBG002-LBG005: Volvo LNG HPDI, Diesel012-Diesel015: Volvo Diesel, Iveco006 bis Iveco010: Iveco LNG Otto, w=warm, c=cold)

4.2.7 CH₄-Emissionen

Die CH₄-Emissionen unterscheiden sich klar für die drei Fahrzeugtypen. Die geringsten Emissionen hat der Diesel-Lkw. Der LNG-Lkw von Iveco zeigt einen schnellen Anstieg der Emissionen auf den ersten Metern der Messung. Anschliessend bleiben die Emissionen konstant. Dies ist auf das Aufwärmen des Abgasnachbehandlungssystems zurückzuführen. Der Volvo-LNG mit HPDI-Technologie hat die höchsten Emissionen. Diese steigen ab ca. Kilometer 10 konstant an und liegen für die ganze Teststrecke zwischen 32 und 35g.

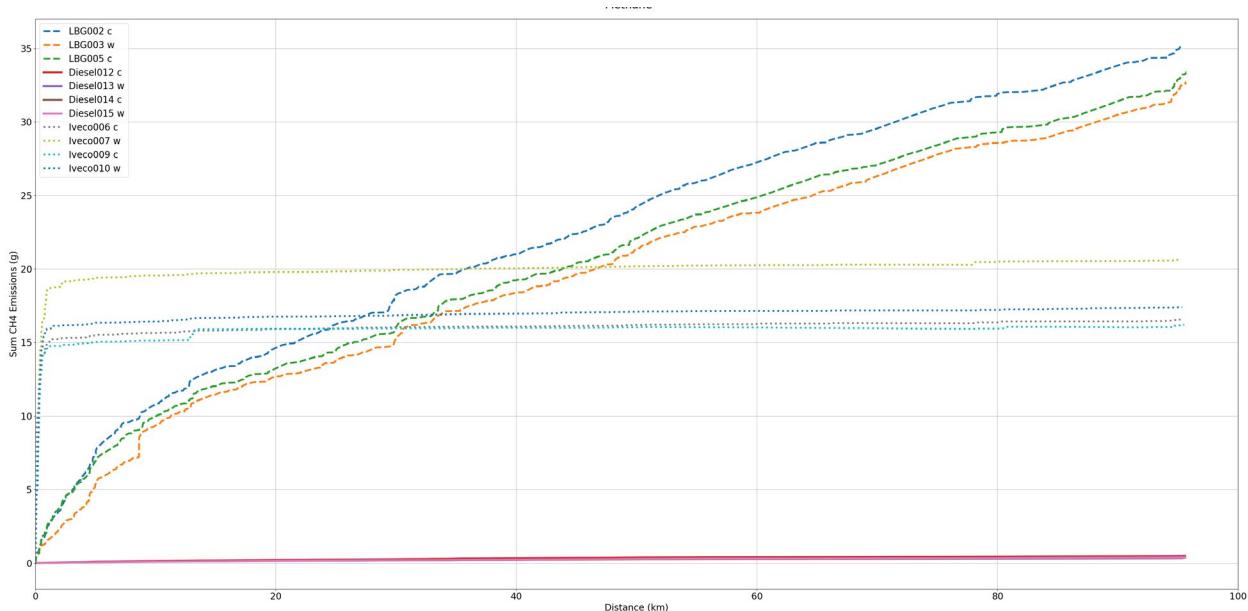


Abbildung 47: Kumulierte CH₄-Emissionen während den Emissionsmessungen inklusive Iveco (LBG002-LBG005: Volvo LNG HPDI, Diesel012-Diesel015: Volvo Diesel, Iveco006 bis Iveco010: Iveco LNG Otto, w=warm, c=cold)

Für den HPDI-Lkw lag der Durchschnitts LNG-Verbrauch bei 22.8 kg pro Test. Die durchschnittlichen CH₄-Emissionen liegen bei 33.5 g pro Test. Das ist ein Anteil von 0.15 %. Beim LNG-Lkw mit Ottomotor lag der durchschnittliche LNG-Verbrauch bei 30.2 kg pro Test. Die durchschnittlichen CH₄-Emissionen liegen bei 17 g pro Test. Das ergibt ein Anteil von 0.06 %. In Abbildung 48 sind die zum LNG-Verbrauch relativen CH₄-Auspuffemissionen für HPDI- und SI-(Otto-)Motoren dargestellt. Diese variieren für SI-Motoren von 0.04 - 0.4 % und für HPDI-Motoren von 0.15 – 0.85 %. Unsere Messungen zeigen Methanemissionen jeweils am unteren Ende dieser Skala.



Stoichiometric SI engine	HPDI engine	Source
0.25 %	0.61 %	Imperial College London (2019)
0.04 %	0.18 %	TNO (2017)
0.40 %	0.81 %	Clark et al. (2017)
0.13 %	0.15 %	NGVA Europe (2017)
0.28 %	0.36 %	LBST (2016)
0.21 %	0.34 %	Burnham et al. (2016)
0.20 %	0.24 %	Kofod and Stephenson (2013)

Abbildung 48: Auspuff Methanemissionen von Gasmotoren im Verhältnis zu deren LNG Verbrauch. Quelle: https://theicct.org/sites/default/files/publications/LNG%20in%20trucks_final_20200512.pdf

4.2.8 THC-Emissionen

Bei den THC-Emissionen handelt es sich um unverbrannte Kohlenwasserstoffe. Es gibt mehrere Untergruppen wie Alkane, Alkene, Alkine und Aromaten (Arene). Die THC-Emissionen bestehen in diesem Fall hauptsächlich aus Methan. Entsprechend finden die Erklärungen aus Kapitel 4.2.7 auch hier Anwendung.

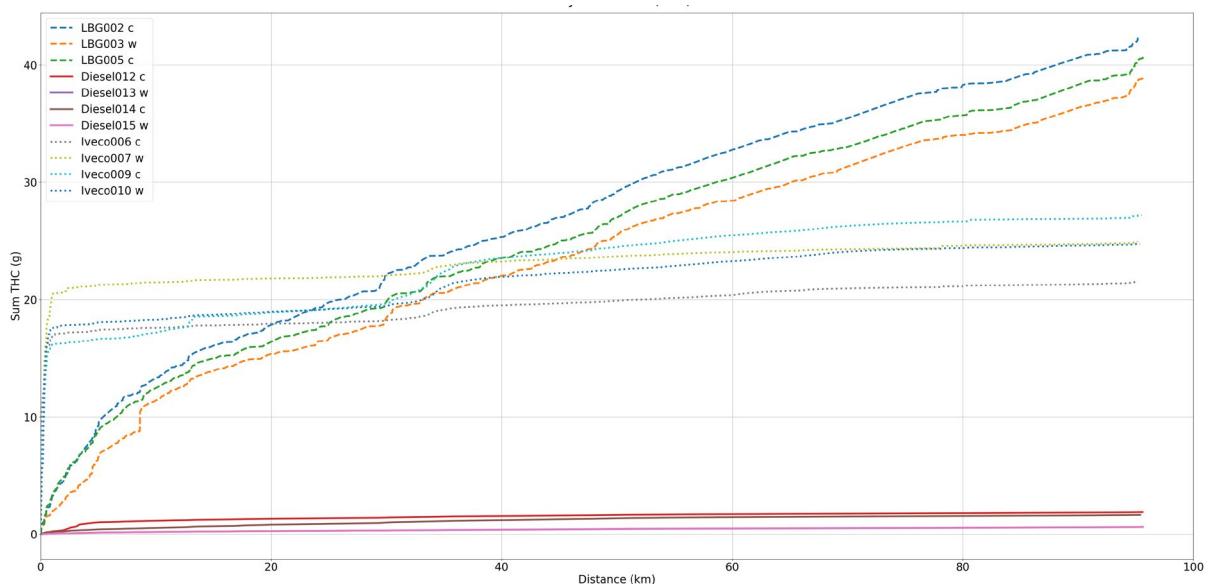


Abbildung 49: Kumulierte THC-Emissionen während den Emissionsmessungen inklusive Iveco (LBG002-LBG005: Volvo LNG HPDI, Diesel012-Diesel015: Volvo Diesel, Ivec006 bis Ivec010: Iveco LNG Otto, w=warm, c=cold)

4.2.9 Messresultate nach Strecke

In der folgenden Auswertung werden die Messergebnisse auf die drei Steckenanteile Stadt (City), Überland (Land) und Autobahn (Highway) aufgeteilt. Es zeigen sich deutliche Unterschiede auf die kilometerspezifischen Emissionen für die verschiedenen Streckenanteile. Für alle gemessenen Fahrzeuge sinken die kilometerspezifischen CO₂-Emissionen in der Reihenfolge Stadt, Überland, Autobahn.

Der Volvo-HPDI hat bei allen Strecken die geringsten CO₂-Emissionen. Die höchsten CO₂-Emissionen wurden beim Iveco-Otto im Stadtverkehr mit 1'211 g/km gemessen. Im Überlandverkehr hat der Volvo-Diesel die höchsten. Wird das LNG durch LBG ersetzt, reduzieren sich die CO₂-Emissionen der LNG-Lkw (Volvo HPDI und Iveco-Otto) im Gegensatz zum mit fossilem Diesel betriebenen Lkw.

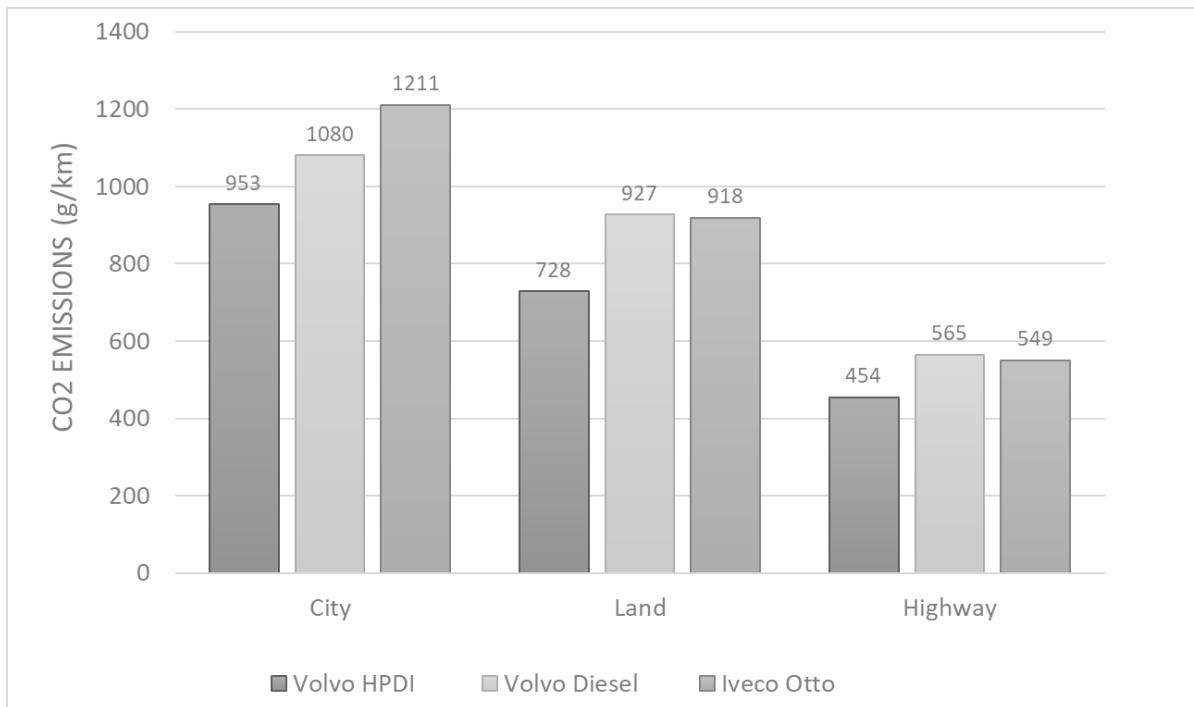


Abbildung 50: CO₂-Emissionen in Abhängigkeit der Fahrstrecke sowie des Lkw-Typs.

Die THC-Emissionen (THC – Total Hydro Carbon) d.h. die nichtverbrannten Kohlenwasserstoffe sind hauptsächlich im Stadtverkehr relevant.

Die im Vergleich zum Volvo-Diesel-Lkw hohen THC-Emissionen der beiden LNG-Fahrzeuge ist hauptsächlich auf Emissionen von Methan zurückzuführen. Im Mittel werden im Stadtverkehr 0.97 bzw. 0.99 g CH₄ / km ausgestossen.

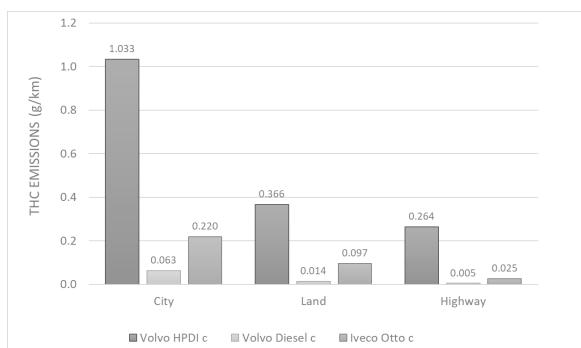


Abbildung 51: THC-Emissionen Kaltstart

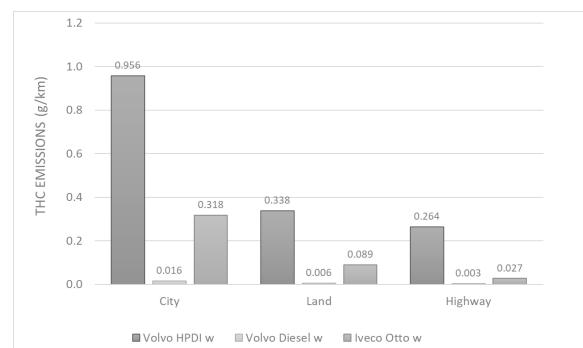


Abbildung 52: THC-Emissionen Warmstart

Die kilometerspezifischen Stickoxidemissionen sind im Stadtverkehr am höchsten. Sie variieren zwischen 2.11 und 0.56 g/km. Wobei das Fahrzeug von Volvo mit HPDI im Stadtverkehr mit kaltem Motor verglichen mit den anderen Fahrzeugen die höchsten Emissionen aufweist. Der Iveco-LNG-Lkw

hat im Stadtverkehr die geringsten Emissionen der drei Fahrzeuge. Im Überland- und Autobahnverkehr reduzieren sich die kilometerspezifischen Emissionen klar. Hier sind kaum mehr Unterschiede zwischen den Fahrzeugen erkennbar. Die Emissionen im Überlandverkehr liegen zwischen 0.25 und 0.02 g/km und auf der Autobahn zwischen 0.16 für den Iveco-LNG und unter der Nachweisgrenze beim Volvo-Diesel.

Oft ist zu hören, dass bei LNG-Fahrzeugen mit deutlich geringeren NOx- und PN-Emissionen zu rechnen ist als bei einem Diesel-Fahrzeug. Diese Aussagen beziehen sich aber auf die direkten Emissionen nach der Verbrennung im Motor ohne Abgasnachbehandlung. Durch ein korrekt eingestelltes und dimensioniertes Abgasnachbehandlungssystem (SCR-Kat.) können auch die Emissionen des Diesel-Fahrzeugs auf das Niveau eines Gasmotors (HPDI oder Otto) gesenkt werden.

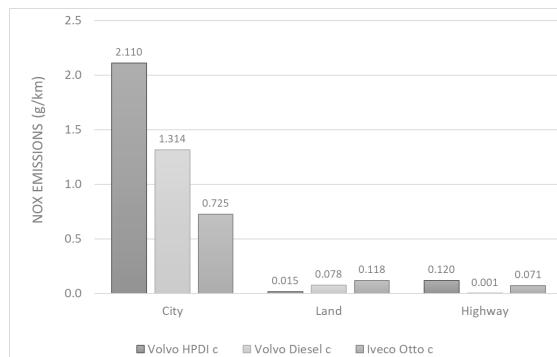


Abbildung 53: NOx-Emissionen Kaltstart

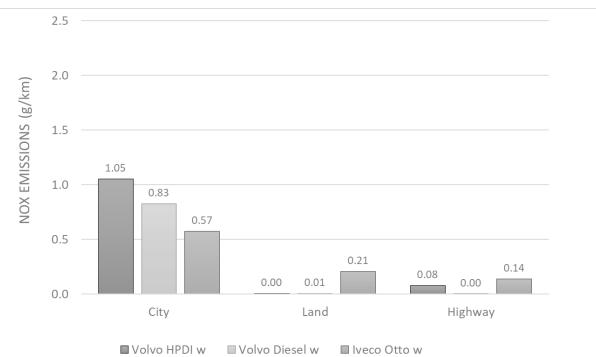


Abbildung 54: NOx-Emissionen Warmstart

4.2.10 Fazit Emissionen Lkw

Die LNG-Lkw mit HPDI-Technologie, welche mit LNG und einem kleinen Anteil (ca. 10 % Massenanteil) von Diesel betrieben werden, haben die geringsten CO₂- und CO_{2eq}-Emissionen (Flottenbetrieb: 702 g CO₂ / km, PEMs: 679 g CO₂ / km). Etwas höhere CO₂- und CO_{2eq}-Emissionen wurden beim LNG-Lkw mit Otto-Technologie gemessen (Flottenbetrieb: 740 g CO₂ / km, PEMs: 871 g CO₂ / km). Durch den Einsatz von LBG anstelle von LNG kann der klimawirksame CO₂-Anteil in den Auspuffemissionen weiter gesenkt werden. Insbesondere Lkw mit der Otto-Technologie können im Gegensatz zu Lkw mit HPDI vollständig auf LBG umgestellt werden (Ottomotoren benötigen kein Diesel). Die restlichen gemessenen Emissionen (CH₄, THC, NOx, PN) entsprechen den Erwartungen und liegen innerhalb der Norm für EURO VI Lastwagen. Bei den NOx-Emissionen sind für den Lkw mit HPDI-Technologie noch Verbesserungen gegenüber den anderen Lkw bei kaltem Motor im Stadtverkehr möglich. Insbesondere sollte es möglich sein die NOx-Emission unter die eines Diesel Lkw zu senken, da beide Lkw mit SCR-Katalysatoren ausgerüstet sind.



5 Well-to-Wheel-Analysen

Ein wichtiger Punkt, welcher bei der ökologischen Beurteilung von LBG (und LNG) zu beachten ist, sind direkte Methanemissionen in allen Prozessschritten. Weil Methan ein 28-fach stärker wirkendes Treibhausgas ist als CO₂ (bezogen auf 100 Jahre), fallen direkte Methan-Emissionen entsprechend stärker ins Gewicht als CO₂, das bei der Verbrennung von Methan entsteht und in die Atmosphäre gelangt. Dies muss bei allen Herstell- und Verwendungsschritten von LBG und LNG berücksichtigt werden (Produktion, Aufbereitung, Transport, Lagerung, Betrieb). Das bedeutet, dass Leckagen und sonstige Methanemissionen sowohl in der Produktion des Biogases sowie auch im Transport und Einsatz des LBG zu prüfen, zu quantifizieren und so weit als möglich zu vermeiden sind. Daneben sind das Substrat, der Energiebedarf der Biogas- und LBG-Produktion, der Transport des LBG an den Verwendungsort inklusive Tankstellenbetrieb, sowie der Kraftstoffverbrauch der Lkw entscheidende Faktoren bei der ökologischen Beurteilung. Um die Emissionen von Methan und Kohlenstoffdioxid über die Wertschöpfungskette hinweg bestimmen zu können, wurden deswegen im Projekt ausser den Messungen an Tankstelle und Fahrzeugen auch Betriebsdaten von bestehenden LBG-Produktionsanlagen verwendet. Für die Ermittlung der Well-to-Wheel-Emissionen (berechnet in CO₂-Äquivalenten pro Megajoule) wurde das auf europäischer Ebene breit abgestützte Berechnungstool "BioGrace" verwendet und spezifisch für das Projekt weiterentwickelt, d.h. insbesondere für Verflüssigung, Transport und Speicherung von LBG bzw. LNG erweitert. Die Messungen an der Tankstelle umfassen Methanemissionen bei der Umfüllung sowie das "Venting", das bei der Lkw-Betankung unter speziellen Bedingungen vorkommen kann und im Rahmen des Projekts über angepasste Betriebsstrategien verringert wurde.

Im Rahmen des HelloLBG-Projektes fand ein Austausch mit verschiedenen LBG-Produktionsanlagen in Europa statt, die sich hinsichtlich Grösse, verwendeten Technologien und Energieeinsatz bei Produktion des Biogases, der Aufbereitung und der Verflüssigung sowie der Verwendung von Substraten unterscheiden. Verallgemeinert konnte dabei festgestellt werden, dass es (a) ökonomisch valable Optionen für Verflüssigungsanlagen bereits ab Produktionsmengen von etwa 5 Tonnen pro Tag gibt, (b) die Erneuerbarkeit der Strom- und ggf. Wärmezufuhr bei der Produktion entscheidend ist, und (c) die transportbedingten Emissionen dann eine untergeordnete Rolle für die Well-to-Wheel Bilanz spielen – sogar, wenn die (einfache) Transportdistanz > 2'000 km beträgt. Die bisherigen Berechnungen für eine Anlage in Nord-Skandinavien (Produktionskapazität etwa 20 Tonnen pro Tag) zeigen, dass Emissionsminderungen von bis zu 82 % gegenüber fossilem Diesel (gerechnet mit 95.1 gCO_{2,eq}/MJ, was den durchschnittlichen Emissionen von in Europa verwendetem Diesel bezogen auf die benötigte Energie entspricht) erreicht werden können, sofern erneuerbare Energie für die Produktion eingesetzt wird. Stammen Wärme und/oder Strom für die Produktion und Verflüssigung des Biogases nicht aus erneuerbaren Quellen, reduziert sich die Emissionsminderung zum Teil erheblich, im spezifischen Fall fast um die Hälfte auf 46 %. Die LBG-Produktion einschliesslich Verflüssigung wurde mit 8 gCO_{2,eq}/MJ berechnet, die verbleibenden Emissionen von nochmals etwa 9 gCO_{2,eq}/MJ können durch die Verringerung der Transportdistanz (bei gleicher Anlagengrösse) und das konsequente Vermeiden von Ventings beim Tankstellen- und Lkw-Betrieb (siehe folgende Abschnitte) nochmals erheblich reduziert werden.

Der Austausch mit verschiedenen Produzenten von LBG wurde initiiert. Leider konnte trotz grossem Engagement der Beteiligten teils aus Gründen der Vertraulichkeit und teils aufgrund zu wenig guter Datenqualität bzw. –umfang keine vollständig belastbare Datengrundlage geschaffen werden. Deswegen wurden alle benötigten Eingaben für BiograceLBG, die für den Teil der WTT-Analyse nötig sind, abgeschätzt. Die methodische Vorgehensweise dazu wird in den einzelnen Abschnitten beschrieben.



5.1 Herkunft der Biomasse und Transport zur Biogasanlage

Es wurde versucht, die Substratmengen, deren Spezifika und den Transportaufwand mit Betreibern von Produktionsanlagen näher zu spezifizieren. Dabei ist zu berücksichtigen, dass genaue Angaben oft nicht zugänglich sind, weil es sich um sensible Betriebsdaten handelt. Für die Berechnungen anhand von BiograceLBG mussten deswegen zahlreiche Annahmen getroffen werden.

Für den Bezug von Biokraft aus Norwegen wird von der Vergärung von Abfällen aus der nahegelegenen Papierindustrie und Abfällen aus Fischfarmen in den Fjorden ausgegangen. Im Fall der LBG-Produktion sind die von der Biogas Wipptal GmbH in Norditalien verwendeten Substrate für die Biogas-Produktion ausschliesslich Stallmist und Gülle. Energiepflanzen wie z.B. Getreide werden nicht verarbeitet. Die jährlich verarbeitete Menge an Wirtschaftsdünger aus den milchviehhaltenden Betrieben des Umlandes beläuft sich auf 150'000 Tonnen im Verhältnis 40% Rindermist und 60% Rindergülle. Biogas Wipptal verwertet ausschliesslich Rindermist und Gülle aus der «Heumilch»-Viehhaltung von regionalen Bergbauern, welche der Unternehmensgesellschaft Biogas Wipptal zugehörig sind. Grundsätzlich besteht eine Lizenz auch andere Produkte, wie z.B. Abfälle aus der Speiseöl-Herstellung zu verwerten. Da der in der Anlage produzierte Dünger als Endprodukt Bio-zertifiziert wurde, wird vorausgesetzt, dass die Substrate den Bio-Richtlinien entsprechen. Bei der Sammlung der Substrate und dem Transport zur Biogas-Anlage wird in allen Lkws ein Analysesystem der Firma Zunhammer eingesetzt, welches nicht nur die Menge an Gülle in Echtzeit erfasst, sondern auch in der Lage ist, die Zusammensetzung bei jeder Befüllung und Abladung zu erfassen.

In beiden Fällen konnte der Energieaufwand für die Sammlung und den Transport der Substrate zur Biogas-Anlage aufgrund des damit verbundenen Aufwandes und der Priorisierung im Projekt nicht zufriedenstellend quantifiziert werden, so dass auf die genauere Abbildung und Berechnung im Biograce-Tool verzichtet wurde. Ebenso wurde darauf verzichtet, die Vermeidung der Freisetzung von Methan durch die Verwendung der Substrate zu quantifizieren, die schätzungsweise in beiden Betrieben die Treibhausgas-Emissionen, die aus der Sammlung und dem Transport zur Biogas-Anlage resultieren, überkompensieren. Die Biogas Wipptal GmbH hat dazu verschiedene, noch nicht publizierte Studien in Auftrag gegeben. Für die genauere Quantifizierung der CO₂-Emissionen liegt noch keine abschliessende Studie vor. Jedoch stellt Biogas Wipptal all seinen Bauern/Mitgliedern ein spezielles Ausbringungsgerät zur kostenlosen Nutzung bereit, mit der bei der Ausbringung die Emissionen nach eigenen Angaben um bis zu 85% reduziert werden können. Die Universität Graz arbeitet gerade an einer von Biogas Wipptal in Auftrag gegebenen Studie, welche als Zwischenergebnis eine Reduktion des CO₂-Fussabdruckes von durchschnittlich 15% je Liter Milch aller angeschlossenen Bauern ausweist. Biogas Wipptal kann mit dem organischen Dünger aus natürlicher Herstellung den nötigen Einsatz von Kunstdünger aus Ammoniak reduzieren. Dadurch ergibt sich nach bisherigen Angaben des Betreibers ein Einsparungspotenzial von bis zu 3'000'000 kg CO₂ im Jahr (berechnet in Relation des Stickstoffgehalts von Kunstdünger). Beim Einsatz von organischem Dünger ist jedoch ein geringerer Stickstoffgehalt notwendig sodass von einem weit höheren Einsparpotential ausgegangen werden kann. Die von der Anlage produzierten Mengen Biodünger belaufen sich auf 30'000 Tonnen in flüssiger Form als Konzentrat und 4'000 Tonnen in fester bzw. pelletierter Form. Durch die regionale Produktion von natürlichem Kohlendioxid (Realisierung soll gemeinsam mit der Biogas-Verflüssigung stattfinden) kann ebenfalls ein beträchtlicher Anteil an CO₂-Emissionen eingespart werden. Ein Teil der gewonnenen Kohlensäure wird in -79 °C kaltes Trockeneis umgewandelt. Eine neue Form der Transportkühlung auf rein natürlicher Basis wird dadurch geschaffen. Gerade mit dem Einzug neuer Antriebsformen für Nutzfahrzeuge, wie LNG und Wasserstoff, werden dieselbetriebene Kühlaggregate zunehmend unattraktiver. Trockeneis gewährleistet nicht nur eine nahtlose Kühlkette auf natürlicher Basis, sondern ist auch im Gegensatz zu Kühlaggregaten geräuschlos. Der Betreiber berechnet, dass durch Trockeneis ein durchschnittlicher CO₂-Ausstoss von rund 6.5 kg/Stunde vermieden werden und bis



90% des Russausstosses eines gesamten Sattelzuges. Bei einer angenommenen Anzahl von 50 Lkws mit Trockeneiskühlung könnten dadurch jährlich ca. 40'000 kg CO₂-Ausstoss vermieden werden.

5.2 Biogas-Produktion

Der Block "Biogas generation" im Biograce-Tool (in der ursprünglichen Version) rechnet zunächst mit dem "Total Biogas Output" der anaeroben Vergärung. Dafür wurden folgende Abschätzungen gemacht:

5.2.1 Fall "Norwegen"

Aus Literaturangaben für den Methanertrag von 0.5 Nm³/kg_{OTS} bei der Vergärung proteinreicher Biomasse sowie dem Brennwert von Methan errechnet sich ein energetischer Ertrag von 5.4 MJ_{CH4}/kg_{OTS} (OTS = organische Trockensubstanz). Mit dem vorgängig abgeschätzten spezifischen Energieinhalt der OTS Fischabfälle ergibt sich ein "total biogas output" (energetisch) für Fisch von 0.628 MJ_{CH4}/MJ_{OTS}. Aus Literaturangaben für den Methanertrag von 0.32 Nm³/kg_{OTS} bei der Vergärung von Papierschlamm sowie dem Brennwert von Methan errechnet sich ein energetischer Ertrag von 3.5 MJ_{CH4}/kg_{OTS}. Mit dem vorgängig abgeschätzten spezifischen Energieinhalt ergibt sich ein "total biogas output" (energetisch) für Papierschlamm von 0.292 MJ_{CH4}/MJ_{OTS}. Diese Werte können zur Plausibilisierung im Tool verwendet und massenanteilig verrechnet werden. Mit gemäss Betreiberangaben zugrunde gelegten Daten (20% Fisch, 80% Papierschlamm) ergibt sich ein Wert von 0.36 MJ_{CH4}/MJ_{OTS} für den "total biogas output" im Biograce-Tool. Im weiteren rechnet das Tool mit dem net biogas output", also dem "total biogas output" abzüglich allfälliger Verwendung von Biogas in einem in das Anlagenkonzept integrierten Blockheizkraftwerk (BHKW) und/oder der Methanemissionen. Im Fall von Biokraft entfällt das BHKW und für die Methanemission wurde ein Wert von 1% der CH₄-Produktion angenommen.

Das Biograce-Tool sieht die Verwendung eines BHKW vor, dessen Strom und Wärme für die Biogas-Produktion verwendet und entsprechend verrechnet werden, insbesondere auch für die Bestimmung des "net biogas output". Für die Untersuchungszwecke dieses Projektes wurde die Verwendung des BHKW umgangen und – wie in der Realität vorliegend – eine externe Strom- und Wärmezufuhr ergänzt:

- Strom: Da Biogasanlagen mehrheitlich ein BHKW haben und den Strombedarf aus Biogas decken und ausserdem der Strombedarf erheblich von der Art des Substrats, der Bauart und der Grösse der Anlage abhängt, ist es schwierig, passende Vergleichswerte zu finden. Aus verschiedenen Berichten und Umrechnungen wurde ein Strombedarf von etwa 5%¹¹ des energetischen Outputs abgeschätzt, wenn kein BHKW betrieben wird. Da im Biograce-Tool beispielsweise für die Vergärung von "dry und wet manure" 4.3% voreingestellt waren, wird zunächst für BiograceLBG auch dieser Wert als Referenz verwendet.

Für die Stromherkunft muss im Fall Norwegens zwischen dem Produktionsmix und dem Verbrauchsmix unterschieden werden. Gemäss norwegischer Behörden wurden für den Produktionsmix 5.00 g CO_{2,eq}/MJ und für den Verbrauchsmix 144.44 CO_{2,eq}/MJ im Tool hinterlegt.

- Wärme: Ebenso wie beim Strom variiert der Wärmebedarf erheblich. Aus dem Vergleich und Umrechnungen von Angaben verschiedener Quellen wurde ein vorläufig angesetzter Wärmebedarf von 15% MJ pro MJ CH₄ verwendet. Zur Herkunft der Wärme hat sich im Projektverlauf herausgestellt, dass nicht wie ursprünglich angenommen die benötigte Wärme vollständig als Abwärme aus der nahegelegenen Papierfabrik stammt, sondern teilweise

¹¹ <https://www.nve.no/norwegian-energy-regulatory-authority/retail-market/electricity-disclosure-2018/?ref=mainmenu>



ebenfalls elektrisch lokal vor Ort erzeugt wird. Entsprechend wurde auch die Wärmebereitstellung für die Biogas-Produktion teilweise über die spezifischen Emissionsfaktoren des verwendeten Stroms berechnet.

Mit diesen Werten (und in Kombination mit den Annahmen in den übrigen Blöcken, aus denen sich der "total yield" ergibt") wurde zunächst ein Referenzwert von 5.46 g CO_{2,eq}/MJ_{LBG} für die Biogasproduktion bestimmt.

Eine beispielhafte Darstellung des Berechnungsblocks "biogas production" ist in der folgenden Abbildung gezeigt.

2 Biogas generation via fermentation		Quantity of product		Calculated emissions			
				Emissions per MJ CNG			
Yield				Output from biogas plant, not yet taking own consumption into account			
Total biogas output		0.628 MJ _{Biogas} / MJ _{organic waste}		0.622 MJ _{Biogas} /MJ _{organic waste} , input			
Net biogas output		0.622 MJ _{Biogas} / MJ _{organic waste}		1.029 MJ _{Biogas} /MJ _{organic waste}			
Factor from typical to default		1.0		g CO ₂ g CH ₄ g N ₂ O g CO ₂ , eq			
Co-product N-fertiliser (kg N)		0.00000 kg _{N-fertilizer} / MJ _{Biogas}		No allocation, LHV of N-fertiliser is assumed to be zero			
Energy consumption				No emissions calculated as this electricity is taken from the CHP			
Electricity (from biogas)		0.000 MJ / MJ _{Biogas}					
Heat (from biogas)		0.000 MJ / MJ _{Biogas}					
Biogas CHP				According to RED Annex V.C.16, the size of the CHP shall be assumed to be the minimum necessary to supply the heat needed for the biofuel production			
Size of CHP							
Steam prod. considered		0.000 MJ / MJ _{Biogas}					
Input to CHP							
Biogas input per MJ heat		0.000 MJ / MJ _{Steam}					
NG input per MJ biogas		0.000 MJ / MJ _{Biogas}					
Emissions from CHP				Calculated emissions			
CH ₄ and N ₂ O emissions from NG gas engine				0.00 0.00 0.00 0.00			
Natural gas (4000 km, EU mix quality)		0.000 MJ / MJ _{Biogas}		0.00 0.00 0.00 0.00			
Electricity generation in CHP plant							
CHP net output / MJ steam		0.000 MJ / MJ _{Steam}		Output from steam plant, not yet taking own consumption biogas plant into account			
CHP net output / MJ Biogas		0.000 MJ / MJ _{Biogas}					
Net production or consumption in biogas plant		0.000 MJ / MJ _{Biogas}					
ElecMixNorwayProduction		0.043 MJ / MJ _{Biogas}		Total electricity demand minus electricity from biogas			
HeatPapermill		0.150 MJ / MJ _{Biogas}		0.22 0.00 0.00 0.22			
				Total heat demand minus heat from biogas			
				0.00 0.00 0.00 0.00			
Direct emissions							
Methane		0.010 MJ / MJ _{Biogas}		Total 0.22 0.21 0.00 5.42			
				Result g CO ₂ eq / MJ LBG 5.42			

Abbildung 55: Exemplarische Berechnung der spezifischen Emissionen in q CO_{2,eq}/MJ des Bioglace-Blocks "biogas production" für den Fall "Norwegen"

5.2.2 Fall "Italien"

Für die im vorgängigen Abschnitt genannten Substrate wurde entsprechend der Anteile der spezifische Energiegehalt im Mittel und gemäss Mengenverhältnis zu 0.70 MJ_{CH4}/MJ_{0TS} für den "total biogas output" bestimmt.

Die Biogas-Produktion konnte nicht abschliessend abgebildet werden. Dies liegt zum einen am komplexen Anlagenkonzept, welches den Betrieb eines BHKWs, die Produktion von Flüssig- und Trockendünger mit entsprechenden Trocknungsanlagen und eine Reversosmose-Anlage für die Wasseraufbereitung umfasst. Hinzu kamen die vorbereiteten Massnahmen für die Verdoppelung der Anlagenkapazität sowie der Verflüssigung inkl. Trockeneis-Produktion. Es stellte sich aufgrund von Datenlieferungen heraus, dass die Gesamtanlage bislang nicht im "Normalbetrieb" gelaufen war, sondern (u.a. auch durch nicht ideale Abnahmeverträge für die Stromlieferung ab BHKW) in Teillast. Daraufhin wurde versucht, den perspektivischen Betrieb bei Fertigstellung der LBG-Produktion abzubilden. Auch dies konnte nicht finalisiert werden, weil wiederholt konzeptionelle Abpassungen zur Verwendung der (erweiterten) BHKW-Leistung, Wärmerückgewinnungskonzepten aus verschiedenen Anlagenteilen und das Sourcing der Energieträger für die Biogasproduktion variierten.

5.3 Aufbereitung Biogas

Für die Aufbereitung wird im Fall von Biokraft eine Aminwäsche verwendet, die in erster Linie Wärme, aber auch Strom für die Aufbereitung benötigt. Für die Abbildung im erweiterten Biograce-Tool wurde, da vom Betreiber keine genauen Daten erhalten werden konnten, aus verschiedenen Literaturangaben ein Wärmebedarf von 0.054 MJ pro MJ_{CH_4} abgeschätzt sowie ein Strombedarf von 0.009 MJ pro MJ_{CH_4} . Als Methanemission wurden 0.1% angesetzt. Mit diesen Werten (und in Kombination mit den Annahmen in den übrigen Blöcken, aus denen sich der "total yield" ergibt", wurde ein Referenzwert von 0.56 g $\text{CO}_{2,\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{LBG}}$ für die Aminwäsche bestimmt.

3 CH_4 extraction	Amine gas treatment	Quantity of product	Calculated emissions			
			Emissions per MJ_{LBG}			
			g CO_2	g CH_4	g N_2O	g $\text{CO}_{2,\text{eq}}$
	Yield					
CH4	0.999 $\text{MJ}_{\text{CH}_4} / \text{MJ}_{\text{Biogas}}$	0.355 $\text{MJ}_{\text{CH}_4}/\text{MJ}_{\text{organic waste, input}}$ 1.019 $\text{MJ}_{\text{CH}_4}/\text{MJ}_{\text{LBG}}$				
Factor from typical to default	1.0					
	Energy consumption					
B62 if same for all	ElecMixNorwayProduction HeatPapermill	0.009 $\text{MJ} / \text{MJ}_{\text{CH}_4}$ 0.054 $\text{MJ} / \text{MJ}_{\text{CH}_4}$	0.05	0.00	0.05	0.00
	Direct emissions					
Methane	0.001 $\text{MJ} / \text{MJ}_{\text{CH}_4}$		0.02		0.51	
			Result	g $\text{CO}_{2,\text{eq}} / \text{MJ}_{\text{LBG}}$		0.56

Abbildung 56: Exemplarische Berechnung der spezifischen Emissionen in g $\text{CO}_{2,\text{eq}}/\text{MJ}$ des Biograce-Blocks "Aufbereitung".

In Wipptal wird zur Aufbereitung ein Membranverfahren verwendet. Hier wurde trotz höherer Anlagenkosten ein Hersteller ausgewählt, der einen besonders tiefen Stromverbrauch ausweist (ca. 15 Prozent tiefer als Mitbewerber, die bei etwa 0.25 kWh_{el}/Nm³ bzw. liegen). Da die Anlage erst mit Projektende in Betrieb genommen wurde, konnte dies noch nicht bestätigt werden. Dennoch wurde in diesem Fall mit dem auch im Vergleich zur Aminwäsche erheblich tieferen spezifischen Energiebedarf von 0.025 MJ pro MJ_{CH_4} gerechnet. Gemäss Herstellerangaben ist bei den Membranverfahren jedoch mit einem höheren Methanschlupf zu rechnen (<0.5% statt <0.1%). Da dieser Anlagenteil während der Berichterstellung nicht finalisiert wurde und lediglich die el. Anschlussleistung, nicht aber der Realverbrauch oder die Stromherkunft geklärt werden konnte, gibt es hierzu keine abschliessenden Aussagen.

5.4 Verflüssigung

Zwar wird die Verflüssigung von LNG in verschiedenen Studien berücksichtigt, aber es gibt nur wenige konkrete Angaben über den tatsächlichen Aufwand und die Direktemissionen von kleineren Verflüssigungsanlagen. Der Anlagenhersteller Cryonorm unterscheidet die folgenden Kategorien für kleinere Verflüssigungsanlagen:

- Small-scale < 500 Metric Tons LBG per Day (entspricht 182'500 Tonnen pro Jahr)
- Micro-scale < 75 Metric Tons LBG per Day (entspricht 27'000 Tonnen pro Jahr)
- Nano-scale < 10 Metric Tons LBG (entspricht 3'650 Tonnen pro Jahr)

In der Kategorie "nano-scale" beträgt die Verflüssigungsleistung durchschnittlich 10 Tonnen pro Tag, was einer Produktionsrate von durchschnittlich 575 Nm³ Biomethan pro Stunde entspricht.

In verschiedenen Studien zu LNG und LBG sind variierende Angaben zu finden, die vor allem von der Grösse, der verwendeten Technologie und den eingesetzten Energieträgern für die Verflüssigung abhängen. Die Angaben in g $\text{CO}_{2,\text{eq}}/\text{MJ}$ variieren für grossen Anlagen von etwa 6 (davon 2 für die Aufbereitung und 4 für die Verflüssigung) bis 9, für kleine Anlagen von 8 bis 18 g $\text{CO}_{2,\text{eq}}/\text{MJ}$. Um die Stromherkunft in den eigenen Berechnungen berücksichtigen zu können, sind Herstellerangaben und Messdaten realer Anlagen bezüglich des spezifischen Energiebedarfs nötig. Verschiedene Hersteller geben dazu Werte von 0.7 bis 1.0 kWh_{el}/kg an, wobei davon auszugehen ist, dass zusätzlich zum



Prozess der Verflüssigung ein höherer Aufwand für die Aufbereitung entsteht als bei der Einspeisung von Biomethan. Basierend auf einer Übersicht von Tybirk et al. (2017)¹² wurde deswegen für die erste Abschätzung mit BiograceLBG ein Wert von 1.4 kWh_{el}/kg angesetzt.

Emissionen von CH₄ treten nach Angaben der Hersteller nicht auf, dennoch wurde hier ein Wert von 0.1% angesetzt.

4 CH ₄ liquefaction		via Mixed-Refrigerant Liquefaction		Quantity of product		Calculated emissions				Info		
Yield	CH4	0.999 MJ_LBG / MJ_CH4		0.620 MJ_LBG/MJorganic waste, input	1.027 MJ_LBG/MJCNG	Emissions per MJ LBG	g CO ₂	g CH ₄	g N ₂ O	g CO ₂ , eq	per MJ CH ₄	g CO ₂ , eq
	Factor from typical to default	1.0										
	Energy consumption		=B61 if same for all ElecMixNorwayProduction	0.101 MJ / MJ _{CH4(f)}			0.52	0.00	0.00	0.52		
	Direct emissions		Methane	0.001 MJ / MJ _{CH4}			0.02			0.51		
						Result	g CO _{2,eq} / MJ_LBG			1.03		
							1.40 kWhel/kg				0.83	
											1.00	

Abbildung 57: Exemplarische Berechnung der spezifischen Emissionen in g CO_{2,eq}/MJ des Biograce-Blocks "Verflüssigung"

5.5 Abfüllung und Transport

Für die Abfüllung beim Produzenten wurden mangels verfügbarer Daten ein energetischer Aufwand von 0.1% des Energieinhalts LBG sowie 0.1% für CH₄-Emissionen angenommen. In den meisten Studien wird bisher der Energieaufwand für die Abfüllung vernachlässigt und ebenso allfällige Direktemissionen.

Der Transport des LBG von Norwegen (Skogn) nach Sévaz und anschliessend nach Weinfelden umfasst eine Strecke von gut 2'500 km. Das LNG wird von einem Diesel-LKW in die Schweiz transportiert. Für eine erste Abschätzung wurde der durchschnittliche Verbrauch von der gesamten Dieselflotte verwendet, welche bei Krummen Kerzers AG im Einsatz steht. Daraus ergibt sich ein Verbrauch von 29 l/100 km bei voller Beladung. Die transportierte Menge LBG beträgt 18'000 kg. Daraus ergeben sich Emissionen von 2.11 g CO_{2,eq}/MJ LBG.

Nach Entleerung des LBG in der Schweiz muss der LKW zurück nach Norwegen. In diesem Zusammenhang wurde von einer Rückfahrt ohne Beladung ausgegangen und die gesamten Emissionen werden dem LBG angelastet. Durch das reduzierte Gewicht (keine Beladung) verringert sich der Verbrauch in diesem Fall auf 25 l/100 km. Daraus ergeben sich Emissionen von 1.82 g CO_{2,eq}/MJ LBG.

Um ein möglichst vollständiges Bild zu erhalten, wurden ebenfalls mögliche Methanemissionen durch Blow-Off Gas in die Berechnung integriert. Aufgrund von Temperatur und Druck des LBGs bei Anlieferung in der Schweiz ist davon auszugehen, dass keine solche Emissionen auftreten. Dennoch wird für diese Berechnung bis auf Weiteres von einem Verlust von 0.1 % des transportierten LBG ausgegangen (unabhängig von der Transportdistanz). Daraus ergeben sich Emissionen von 0.50 g CO_{2,eq}/MJ LBG.

Insgesamt erhöht der Transport des LBG in die Schweiz die Emissionen gemäss dieser Abschätzung um 4.43 g CO_{2,eq}/MJ LBG. Die Ergebnisse inkl. (oben) und exkl. (unten) Methanverlust sind in der folgenden Abbildung nochmals zusammengefasst. Es sei darauf hingewiesen, dass aufgrund der Recherchen im Projekt kein Anlass für die Annahme einer Methanemission aus dem Trailer während eines solchen Transportes vorlag, weil einerseits von einer uneingeschränkten Dichtheit des Behälters und andererseits – bei korrekter Befüllung mit tiefkaltem LBG – die Transportdauer nicht zu einer Temperatur- und Druckerhöhung führt, bei der ein Ablassen von Gas nötig würde. Allerdings sei

¹² Tybirk K., Solberg, F.E., Wennerberg, P., Wiese, F. and Danielsen, C. G.. 2018. Biogas Liquefaction and use of Liquid Biomethane. Status on the market and technologies available for LNG/LBG/LBM of relevance for biogas actors in 2017.



ebenfalls darauf hingewiesen, dass eine regelmässige Überprüfung von Methanverlusten mit üblichen Lkw-Wagen bei derart geringen Mengen kaum möglich ist (die genannten 0.1 % von 18 Tonnen Ladung (LBG) wären 18 kg, die Genauigkeit von Fahrzeug-Wagen liegen in der Regel jenseits von 20 kg).

5b Transport of LBG (Road to Switzerland, empty return)		Quantity of product	Calculated emissions		
Yield	LBG	0.999 MJ_LBG-out / MJ_LBG	0.354 MJ_LBG/MJ organic waste, input	Emissions per MJ CNG	
			1.009	g CO ₂	g CH ₄
Transport per	Truck for liquids (Diesel)	2500 km		2.11	0.00
	Fuel	Diesel		0.00	2.11
	Fuel consumption	29 l/100km			
Direct emissions	Methane	0.001 MJ_LBG / MJ_LBG		0.02	0.50
Empty return	Truck for liquids (Diesel)	2500 km		1.82	0.00
	Fuel	Diesel		0.00	1.82
	Fuel consumption	25 l/100km			
		Result		g CO _{2,eq} / MJ _{LBG}	4.43
5b Transport of LBG (Road to Switzerland, empty return)		Quantity of product	Calculated emissions		
Yield	LBG	1.000 MJ_LBG-out / MJ_LBG	0.355 MJ_LBG/MJ organic waste, input	Emissions per MJ CNG	
			1.009	g CO ₂	g CH ₄
Transport per	Truck for liquids (Diesel)	2500 km		2.11	0.00
	Fuel	Diesel		0.00	2.11
	Fuel consumption	29 l/100km			
Direct emissions	Methane	0.000 MJ_LBG / MJ_LBG		0.00	0.00
Empty return	Truck for liquids (Diesel)	2500 km		1.82	0.00
	Fuel	Diesel		0.00	1.82
	Fuel consumption	25 l/100km			
		Result		g CO _{2,eq} / MJ _{LBG}	3.93

Abbildung 58: Exemplarische Berechnung der spezifischen Emissionen in g CO_{2,eq}/MJ des Biograce-Blocks "Transport" für den Fall "Norwegen"

Für den Bezug von LBG aus Norditalien ergeben sich verschiedene Anpassungen. Zum einen reduziert sich die einfache Transportdistanz im Fall Wipptal auf 400km. Zum anderen kann hier mit noch grösserer Wahrscheinlichkeit auf die Einrechnung von Methanemissionen verzichtet werden. Wird dies zunächst nicht getan, reduzieren sich die spezifischen Emissionen im Vergleich mit dem Fall Norwegen von 4.43 auf 1.13 CO_{2,eq}/MJ LBG, wie die folgende Abbildung zeigt.

5b Transport of LBG (Road to Switzerland, empty return)		Quantity of product	Calculated emissions		
Yield	LBG	0.999 MJ_LBG-out / MJ_LBG	0.354 MJ_LBG/MJ organic waste, input	Emissions per MJ CNG	
			1.009	g CO ₂	g CH ₄
Transport per	Truck for liquids (Diesel)	400 km		0.34	0.00
	Fuel	Diesel		0.00	0.34
	Fuel consumption	29 l/100km			
Direct emissions	Methane	0.001 MJ_LBG / MJ_LBG		0.02	0.50
Empty return	Truck for liquids (Diesel)	400 km		0.29	0.00
	Fuel	Diesel		0.00	0.29
	Fuel consumption	25 l/100km			
		Result		g CO _{2,eq} / MJ _{LBG}	1.13

Abbildung 59: Exemplarische Berechnung der spezifischen Emissionen in g CO_{2,eq}/MJ des Biograce-Blocks "Transport" für den Fall "Italien"

Ohne die direkten Methanemissionen wird eine weitere Reduktion auf 0.63 CO_{2,eq}/MJ LBG berechnet.

In beiden Fällen (Norwegen und Italien) können die spezifischen Emissionen für diesen Schritt der Prozesskette weiter reduziert werden, indem das LBG nicht mit dieselbetriebenen Lkw, sondern ebenfalls beispielsweise mit LBG transportiert wird. Dadurch reduzieren sich die Einzelposten entsprechend auf sehr geringe verbleibende Anteile im Gesamtbild der WTW-Analyse.



5.6 Umfüllung/Lagerung in der Tankstelle und Umfüllung in den Fahrzeugtank

Da die Untersuchungen beim Umfüllen mit der GasCam keine relevanten regelmässigen Emissionen gezeigt haben, wurde in der WTW-Betrachtung diese Emissionsquelle nicht weiter quantifiziert.

Gleiches gilt für die Lagerung in der Tankstelle, bei der grundsätzlich keine Leckagen festgestellt werden konnten.

Die Emissionen, welche bei der Umfüllung und Lagerung des Flüssiggases entstehen, basieren im Modell auf den Erkenntnissen der Messungen (siehe Kapitel 4.1). Die Resultate sind in der folgenden Abbildung exemplarisch dargestellt:

6b Storing LBG (incl. Venting)		Quantity of product		Calculated emissions			
				Emissions per MJ LBG			
				g CO ₂	g CH ₄	g N ₂ O	g CO _{2, eq}
Yield		0.985 MJ_LBG / MJ_LBG		0.349 MJ_LBG/MJorganic waste, input			
CH4				1.000 MJ_LBG/MJCNG			
Factor from typical to default		1.0					
Energy consumption							
B143 if same for all ElecMixSwitzerlandConsump		0.00074 MJ / MJ _{CH4(t)}		measured 10.01.2020 17:00 to 4.2.2020 8:24 Sevaz		0.04	0.00
Direct emissions						0.00	0.04
Methane		0.015 MJ / MJ _{CH4}				0.30	7.58
						Result	g CO _{2, eq} / MJ _{LBG}
							7.62

Abbildung 60: Exemplarische Berechnung der spezifischen Emissionen in g CO_{2, eq}/MJ des Bioglace-Blocks "Storing".

5.7 Analyse WTT mit BiograceLBG

Mit den vorgängig beschriebenen Annahmen stellt sich die Well-to-Tank-Bilanz vorläufig wie folgt dar (der Teil Tank-to-Wheel der Nutzung, hier der Term e_u, wird separat betrachtet, weil dafür ein Wechsel der funktionalen Einheit erfolgt):

Tabelle 6: CO_{2, eq}-Emissionen pro MJ LBG im Tool BiograceLBG.

All results in g CO _{2, eq} / MJ _{LBG}	Non- allocated results
Cultivation e_{ec}	
1 Supply of substrates	
2 Biogas generation	0.00
3 CH4 extraction	7.6
4 CH4 liquefaction	5.33
Transport e_{td}	
5a Filling Tank Truck	0.55
5b Transport of LBG	1.02
6a Filling of Station	0.65
6b Storing LBG (incl. Venting)	4.43
7 Filling of LBG Truck	0.10
Use e_u	
8 Use (TTW)	0.10
e _{ccr} + e _{ccs}	0.0
Totals	
	16.4

Damit würde eine Reduktion um 83% verglichen mit dem Referenzwert für Diesel (95.1) erreicht.

Auffällig ist der vergleichsweise hohe Anteil beim Transport e_{td}, der wiederum von den Prozessen 5b und 6b dominiert wird. Bei 5b sind es die Emissionen des dieselbetriebenen Lkw-Transports (Hin- und Rückweg), die je nach Bezugsquelle und Transportlogistik geringer ausfallen können, insbesondere



bei inländischer Produktion. Im Prozess 6b entfällt der Grossteil (4.14) auf die angenommenen Methanemissionen durch Venting, der im weiteren Projektverlauf genauer gemessen wird und voraussichtlich ebenfalls weiter reduziert werden kann.

Vergleichsweise tief ist der Anteil der Produktion des LBG. Dies liegt zunächst vor allem an den spezifischen Emissionen des verwendeten Stroms. Für die Verwendung der Emissionen des norwegischen Stromverbrauchsmixes statt der produktionsbezogenen Emissionen ergibt sich folgendes Bild:

Tabelle 7: CO_{2,eq}-Emissionen bei Berechnung mit dem norwegischen Stromverbrauchsmix.

All results in g CO_{2,eq} / MJ_{LBG}	Non-allocated results
Cultivation e_{ec}	
1 Supply of substrates	0.00
Processing e_p	
2 Biogas generation	11.47
3 CH ₄ extraction	1.83
4 CH ₄ liquefaction	15.23
Transport e_{td}	
5a Filling Tank Truck	0.65
5b Transport of LBG	4.43
6a Filling of Station	0.10
6b Storing LBG (incl. Venting)	4.17
7 Filling of LBG Truck	0.10
Use e_u	
8 Use (TTW)	0.0
e _{ccr} + e _{ccs}	0.0
Totals	
	38.0

Die Reduktion zum Referenzwert Diesel beträgt in diesem Fall 60%. Hier fällt vor allem der höhere Anteil der Verflüssigung ins Gewicht, der sogar höher ist als der von der eigentlichen Biogasproduktion.

Mit 0.7 kWh_{el}/kg statt 1.4 kWh_{el}/kg für diesen Prozessschritt sowie der Annahme einer effizienteren Biogasproduktion (3% Stromverbrauch statt 4.3%) würde sich folgendes Bild ergeben:



Tabelle 8: CO_{2,eq}-Emissionen bei einer effizienteren Biogas-Produktion.

All results in g CO _{2,eq} / MJ _{LBG}	Non- allocated results
Cultivation e_{ec}	
1 Supply of substrates	
1 Supply of substrates	0.00
Processing e_p	
2 Biogas generation	9.55
3 CH ₄ extraction	1.83
4 CH ₄ liquefaction	7.87
Transport e_{td}	
5a Filling Tank Truck	0.65
5b Transport of LBG	4.43
6a Filling of Station	0.10
6b Storing LBG (incl. Venting)	4.17
7 Filling of LBG Truck	0.10
Use e_u	
8 Use (TTW)	0.0
e _{ccr} + e _{ccs}	0.0
Totals	
28.7	

Damit wird wieder eine Reduktion um 70% verglichen mit Diesel erreicht.

Aus Betriebsangaben des norwegischen Produzenten geht hervor, dass zwar Abwärme in Form von Warmwasser und Wärme im Papierschlamm von der nahegelegenen Papierfabrik bezogen werden (als Abwärme, also ohne CO₂-Allokation), aber ein Grossteil der für die Biogas-Produktion und Aufbereitung benötigten Wärme (Dampf) elektrisch erzeugt wird. Mit entsprechend angepassten Werten für den Strombedarf und zunächst der Annahme, dass (über den Herkunftsachweis) der norwegische Stromproduktionsmix angenommen werden kann, ergibt sich (wieder ausgehend vom Basisszenario und einer eigenen Zuordnung des Stromverbrauchs von etwa 24% energetisch bezogen auf den Energieinhalt des erzeugten LBG auf die Prozesse Biogas-Erzeugung (11%), Aufbereitung (6%) und Verflüssigung (7%)):

Tabelle 9: CO_{2,eq}-Emissionen bei Berechnung mit Stromverbrauchsangaben des Produzenten und norwegischem Stromproduktionsmix.

All results in g CO _{2,eq} / MJ _{LBG}	Non- allocated results
Cultivation e_{ec}	
1 Supply of substrates	
1 Supply of substrates	0.00
Processing e_p	
2 Biogas generation	8.0
3 CH ₄ extraction	5.68
4 CH ₄ liquefaction	0.81
Transport e_{td}	
5a Filling Tank Truck	0.87
5b Transport of LBG	0.65
6a Filling of Station	4.43
6b Storing LBG (incl. Venting)	0.10
7 Filling of LBG Truck	4.17
Use e_u	
8 Use (TTW)	0.10
e _{ccr} + e _{ccs}	0.0
Totals	
16.8	



Ein Wechsel zum norwegischen Strom-Verbrauchsmix führt nachvollziehbar zu den grössten Korrekturen bei den Emissionen der Produktion, bei denen die Reduktion im Vergleich zu Diesel auf 46% sinkt:

Tabelle 10: CO_{2,eq}-Emissionen bei Berechnung mit Stromverbrauchsangaben des Produzenten und norwegischem Strom-Verbrauchsmix.

All results in g CO_{2,eq} / MJ_{LBG}	Non- allocated results
Cultivation e_{ec}	
1 Supply of substrates	0.00
Processing e_p	42.3
2 Biogas generation	21.37
3 CH ₄ extraction	9.27
4 CH ₄ liquefaction	11.03
Transport e_{td}	8.8
5a Filling Tank Truck	0.65
5b Transport of LBG	4.43
6a Filling of Station	0.10
6b Storing LBG (incl. Venting)	4.17
7 Filling of LBG Truck	0.10
Use e_u	0.0
8 Use (TTW)	
e_{ccr} + e_{ccs}	0.0
Totals	51.1

5.8 LBG im Fahrzeugbetrieb

Die Berechnungen dieses Prozessschrittes wurden separat abgebildet, vgl. Abschnitt 4.2. Das Zusammenführen zur Gesamtanalyse wird in Abschnitt 7.3 dargestellt.



6 Szenarien für eine Schweizer LBG-Produktion

Um die Möglichkeiten einer LBG-Produktion in der Schweiz abzuschätzen, wurden verschiedene Szenarien mit unterschiedlicher Anlagengrösse definiert. Die Idee dahinter ist, dass eine mögliche LBG-Produktion realistisch, aber aus ökonomischen Gründen möglichst gross sein sollte. Die betrachteten Anlagengrösse sind:

- Grösse Inwil, 850 Nm³ / h Biogasproduktion
- Grösse Recycling Energie AG, Nesselbach AG, 1'250 Nm³ / h Biogasproduktion
- Grösse Wipptal, 2'000 Nm³ / h Biogasproduktion

Für Anlagen in dieser Grösseordnung werden Kosten- und Emissionswerte aufgrund von entsprechend hergeleiteten Kurven definiert.

6.1 Kosten

6.1.1 Produktion von Biomethan

Um eine Kostenfunktion für die Biomethanproduktion zu erhalten, werden die folgenden Zahlen genutzt:

Tabelle 11: Gestehungskosten pro kWh Biogas, bzw. Biomethan.

Anlagengrösse		Kosten	Datenquelle
Nm ³ /h (Biogas)	Nm ³ /h (Biomethan) (Mit 60% Methan in Biogas)	Rp./kWh	
30	18	12	(Arya et al. 2019)
60	36	12	(Arya et al. 2019)
80	48	12	(Duttwiler et al. 2020)
100	60	12	(Arya et al. 2019)
150	90	9	(Arya et al. 2019)
250	150	9	(Arya et al. 2019)

Die Spalten 1 und 3 stammen dabei jeweils aus der in Spalte 4 angegebenen Quelle. Für die zweite Spalte wird der Methananteil in der Biogasproduktion geschätzt mit der Annahme, dass der Methananteil im Biogas 60% beträgt. Dies führt zu der folgenden Kostenfunktion (die Angaben aus Tabelle 11 sind als Punkte in der Graphik ersichtlich).

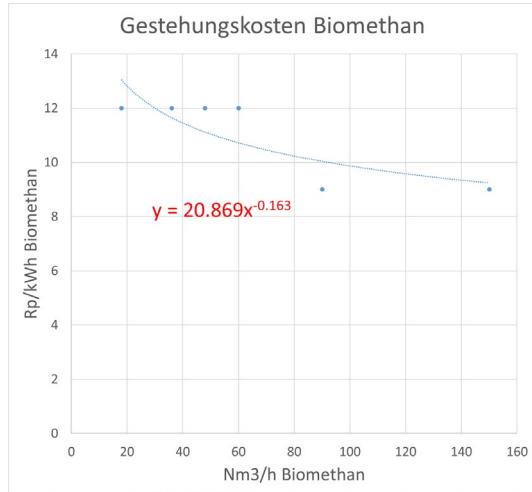


Abbildung 61: Kostenfunktion Biomethanproduktion, bestimmt durch sechs Datenpunkte aus der Literatur.

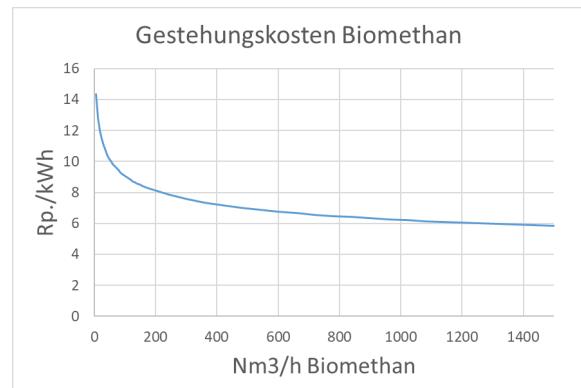


Abbildung 62: Kosten der Biomethanproduktion extrapoliert mittels Kostenfunktion

Aus diesen Daten wird die folgende Kostenfunktion definiert:

$$\text{Gestehungskosten Biomethan in Rp./kWh} = 20.869 * x^{-0.163},$$

mit x als Anlagengrösse in m^3/h Biomethanproduktion. Diese Kostenfunktion wird für die nachfolgende Szenarienberechnung verwendet.

6.1.2 Verflüssigung

Um eine Kostenfunktion für die Verflüssigung zu erhalten, werden die folgenden Zahlen genutzt:

Tabelle 12: Verflüssigungskosten pro kWh Biogas, bzw. Biomethan.

Anlagengrösse		Kosten		Datenquelle
Nm ³ /h (Biogas)	Nm ³ /h (Biomethan) (Mit 60% Methan in Biogas)	Rp./kWh	CHF/kg	
80	48	13.7		(Duttwiler et al. 2020)
80	48	3.0	0.45	Berechnung basierend auf Offerte (Schweden)
240	144	2.3	0.35	Berechnung basierend auf Offerte (Schweden)
240	144	2.0	0.31	Berechnung basierend auf Offerte (Schweden)

Die Spalten 1, 3 und 4 stammen dabei jeweils aus der in Spalte 5 angegebenen Quelle. Für die zweite Spalte wird der Methananteil in der Biogasproduktion geschätzt mit der Annahme, dass der Methananteil im Biogas 60% beträgt. Dies führt zu der folgenden Kostenfunktion (die Angaben aus Tabelle 12 sind als Punkte in der Graphik ersichtlich).

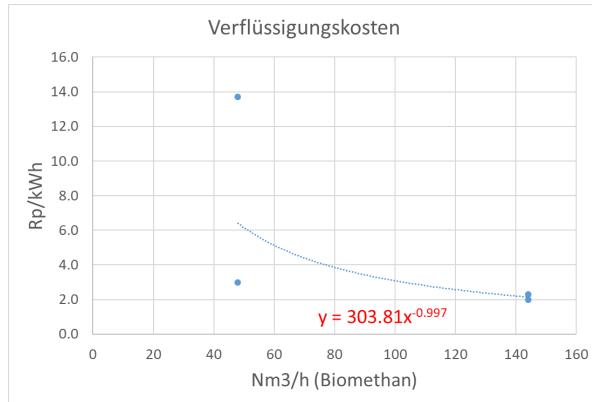


Abbildung 63: Kostenfunktion der Verflüssigung.

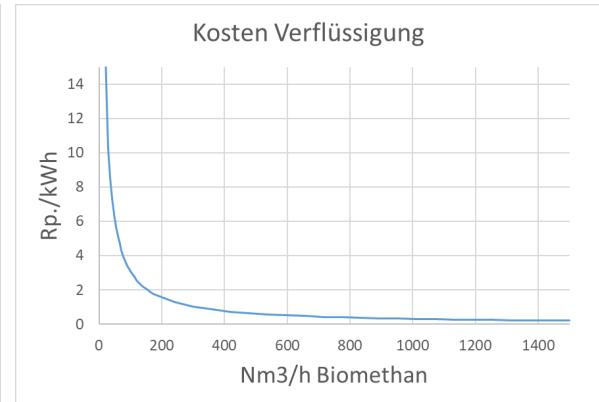


Abbildung 64: Extrapolierte Kostenfunktion.

Aus diesen Daten wird die folgende Kostenfunktion definiert:

*Kosten der Verflüssigung in Rp./kWh = 303.81 * x^(-0.997),*

mit x als Anlagengrösse in m³/h Biomethanproduktion. Diese Kostenfunktion wird für die nachfolgende Szenarienberechnung verwendet.

6.1.3 Transport

Die spezifischen Transportkosten werden anhand von Kennzahlen aus der Projekterfahrung bestimmt. Dabei gilt, dass pro Transport eine LBG-Menge von 18'000 kg transportiert wird, was einer Energiemenge von 270'000 kWh entspricht (LBG hat einen Energieinhalt von rund 15 kWh pro kg). Das im Projekt beteiligte Logistik-Unternehmen Krummen Kerzers AG gibt dabei die in der Tabelle aufgeführten Kosten für eine vorgegebene Distanz an. Wird diese durch die transportierte Energiemenge dividiert, erhält man die spezifischen Transportkosten in CHF/kWh.

Tabelle 13: Transportkosten

Distanz	Kosten	
	Kosten pro Transport in CHF	Spez. Transportkosten in Rp./kWh
100	850 [Krummen Kerzers]	0.31
600	1'610 [Krummen Kerzers]	0.60

Die Differenz zwischen den spezifischen Transportkosten eines Transports über eine kurze oder eine lange Strecke ist gering verglichen mit den Kosten, welche bei der Biogasproduktion oder Verflüssigung entstehen. Deshalb wird für die Szenarienberechnung mit durchschnittlichen spezifischen Transportkosten von 0.45 Rp./ kWh gerechnet.

6.1.4 Gesamtkosten

Werden die beiden Kostenkurven von Biomethanproduktion und Verflüssigung mit den durchschnittlichen Transportkosten von 0.45 Rp./ kWh addiert, resultiert die folgende Kostenkurve für die Gesamtkosten der LBG-Produktion:

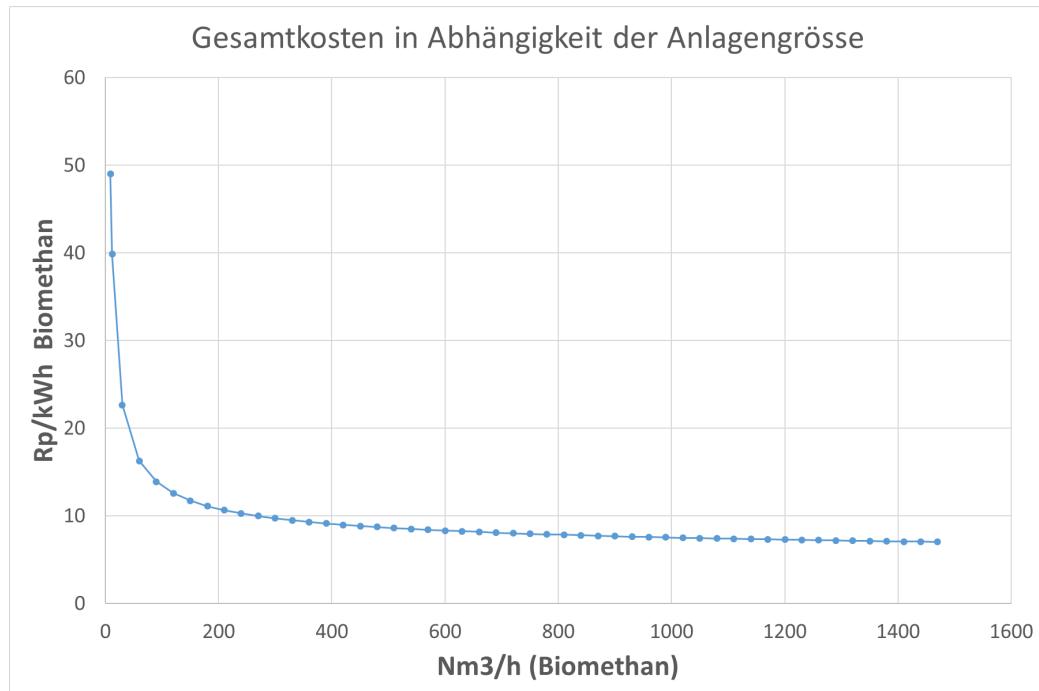


Abbildung 65: Kostenfunktion der Gesamtkosten der LBG-Produktion inklusive Transport zur Tankstelle in Abhängigkeit von der Anlagengrösse der Biogasanlage.

6.1.5 Einordnung

Wesentlicher Kostentreiber ist die Biogas- bzw. Biomethanproduktion, gefolgt von der Verflüssigung. Bei dieser sind allerdings die vorhandenen Werte sehr unterschiedlich. Insbesondere bei den Verflüssigungskosten und dem Vergleich zweier Werte von kleineren Anlagen in der CH mit Schweden gibt es eine grosse Differenz der Kosten. Die Angaben aus eingeholten Offerten entsprechen dem heutigen Stand und lassen sich gut extrapoliieren. Die Transportkosten können mit Daten von der Krummen Kerzers AG sehr gut abgeschätzt werden.

6.2 Emissionen

6.2.1 Produktion von Biomethan

Bei der Biogasproduktion sowie bei der Aufbereitung zu Biomethan fallen verschiedene Arten von Emissionen an. Einerseits sind es Emissionen, welche mit der Deckung des Wärme- und Strombedarfs zusammenhängen. Andererseits kommen Methanemissionen durch Methanschlupf hinzu.

Der Wärmebedarf einer Biogasanlage hängt von deren Grösse ab. Basierend auf einer Auswahl verschiedener Literaturangaben kann die folgende Kurve vom Wärmebedarf in Abhängigkeit der Anlagengrösse definiert werden:

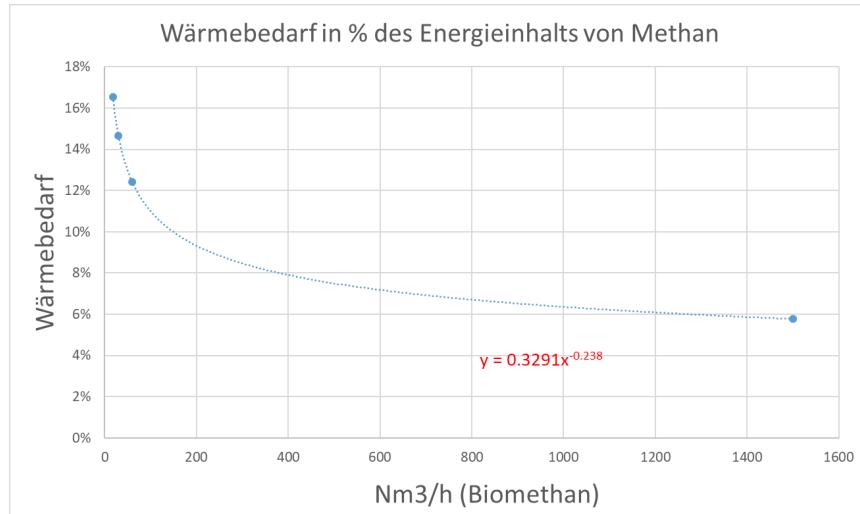


Abbildung 66: Wärmebedarf in % des Energieinhalts von Methan.

Dieser Wärmebedarf kann nun durch Strom oder durch Gas gedeckt werden. Hinzu kommt ein Strombedarf von rund 10% des Energieinhalts des produzierten Biomethans.

Gemäss BAFU Bundesamt für Umwelt kann pro Biogasanlage mit einem Methanschlupf von 1.23 t pro Jahr gerechnet werden, unabhängig von der Anlagengrösse. Das bedeutet, je kleiner die Anlage, desto höher ist pro produziert kWh Biomethan der Methanschlupf. Hinzu kommt der Methanschlupf bei der Biogasaufbereitung, welcher laut Aussagen vom BAFU, basierend auf (Federal Office for the Environment FOEN, Climate Division 2021), pro produzierter kWh Biomethan drei Mal höher ausfällt als bei der Biogasproduktion.

Für strombedingte Emissionen schreibt die neue Publikation (Krebs and Frischknecht 2021) das folgende: "Bei Produkt-Ökobilanzen wird empfohlen, für unspezifischen Strom ab Schweizer Steckdose den Schweizer Verbraucher-Strommix basierend auf Produktion plus kommerziellem Handel zu verwenden. Er eignet sich für die Bestimmung der Umweltauswirkungen des gesamtschweizerischen Stromverbrauchs (volkswirtschaftliche Betrachtung) und für die Bilanzierung des Istzustands gemäss der Methodik der 2000-Watt-Gesellschaft. [...] Für die Bilanzierung von unspezifischen zertifizierten Stromprodukten („Ökostrom“) ist das durchschnittliche Schweizer Stromprodukt aus erneuerbaren Energien die richtige Wahl." Dementsprechend werden die folgenden Werte für die Bestimmung der strombedingten Emissionen verwendet:

- Erneuerbarer Strommix: 15.7 g CO_{2,eq}/kWh_{el}
- Verbraucher-Strommix: 128 g CO_{2,eq}/kWh_{el}

Bei der Gesamtbetrachtung der CO_{2,eq}-Emissionen der Biogasproduktion inklusive Aufbereitung zu Biomethan werden vier Fälle unterschieden, welchen jeweils eine Emissionskurve zugeordnet wurde.

Erneuerbarer Strommix für Wärme und Strom

Die Emissionen bei der Biogasproduktion inklusive Aufbereitung ergeben, abhängig von der Anlagengrösse, die folgende Emissionskurve, bei Verwendung erneuerbarem Strom zur Bereitstellung von Wärme und Strom:

$$\text{Emissionen Biomethanproduktion in g CO}_{2\text{eq}} / \text{kWh Biomethan} = 882 * x^{-0.751}$$

Hierbei sind die Emissionen wie folgt aufgeteilt:

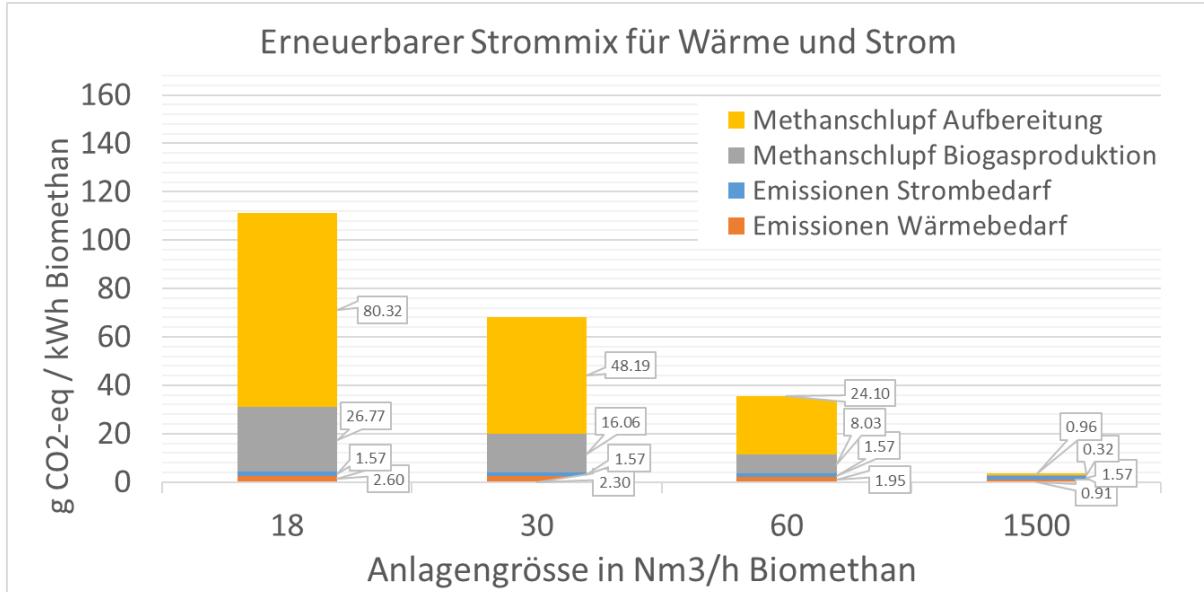


Abbildung 67: Emissionen der Biomethanproduktion bei Nutzung von erneuerbarem Strom zur Deckung des Wärme- und Strombedarfs.

Verbraucherstrommix für Wärme und Strom

Die Emissionen bei der Biogasproduktion inklusive Aufbereitung ergeben, abhängig von der Anlagengrösse, die folgende Emissionskurve, bei Verwendung vom Verbraucherstrommix zur Bereitstellung von Wärme und Strom:

$$\text{Emissionen Biomethanproduktion in } g \text{ CO}_{2\text{eq}} / \text{kWh Biomethan} = 384x^{-0.402}$$

Hierbei sind die Emissionen wie folgt aufgeteilt:

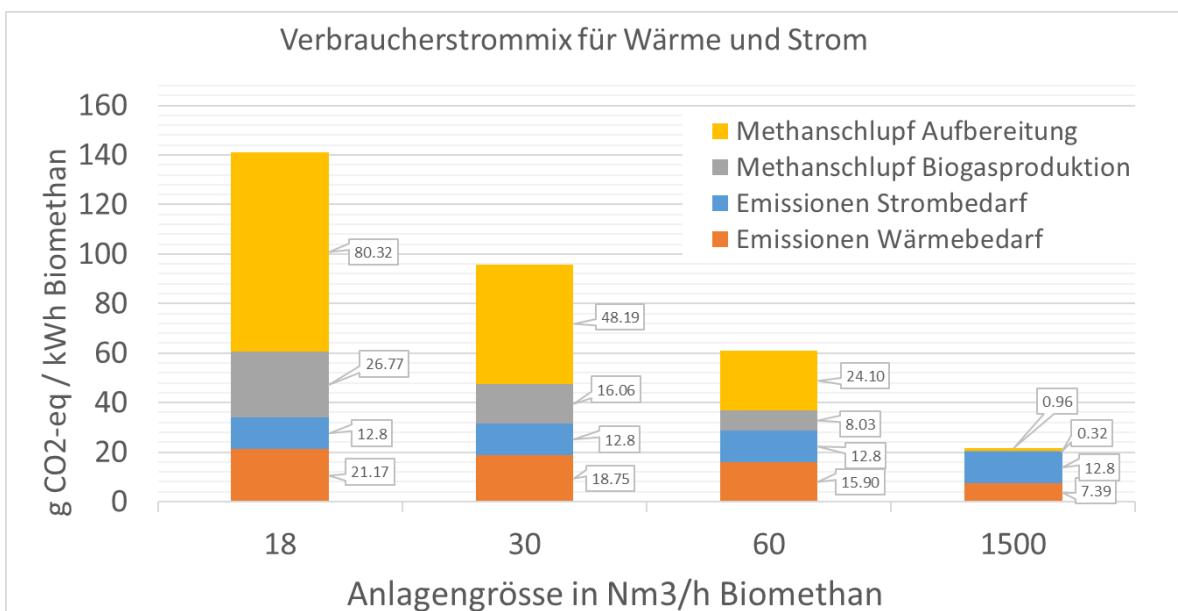


Abbildung 68: Emissionen der Biomethanproduktion bei Nutzung vom Verbraucherstrommix zur Deckung des Wärme- und Strombedarfs.

Erneuerbarer Strommix für Strom und Biogas für Wärme

Die Emissionen bei der Biogasproduktion inklusive Aufbereitung ergeben, abhängig von der Anlagengröße, die folgende Emissionskurve, bei Verwendung von erneuerbarem Strom für den Strombedarf sowie die Deckung vom Wärmebedarf mit Biogas:

$$\text{Emissionen Biomethanproduktion in } g \text{ CO}_{2\text{eq}} / \text{kWh Biomethan} = 565 * x^{-0.553}$$

Hierbei sind die Emissionen wie folgt aufgeteilt:

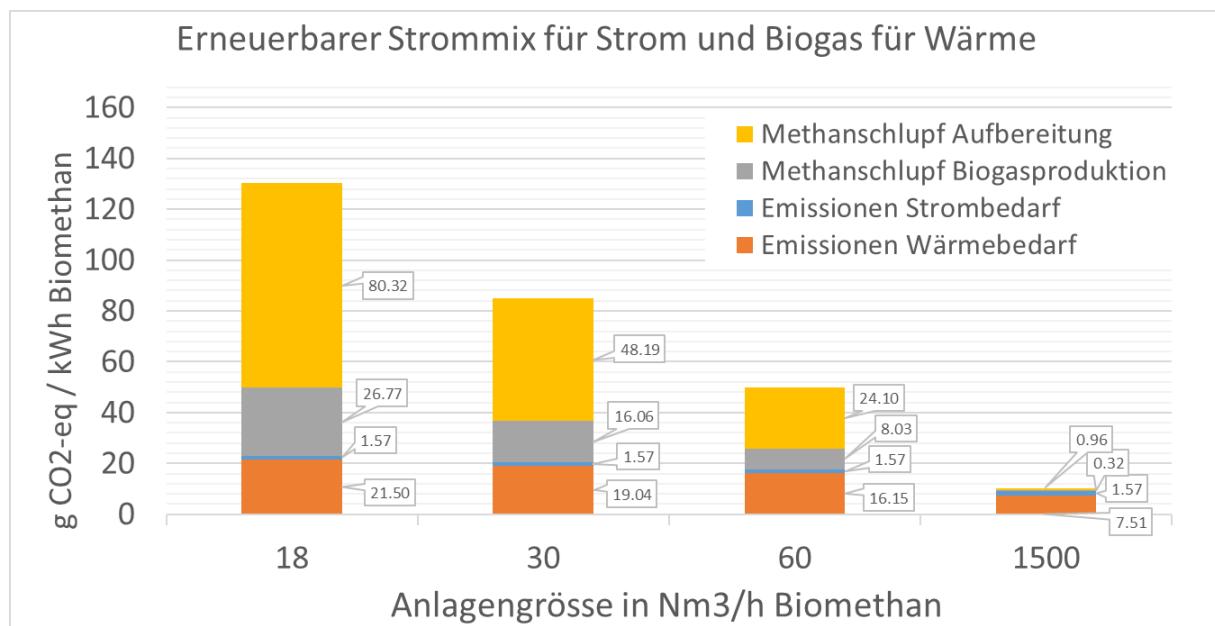


Abbildung 69: Emissionen der Biomethanproduktion bei Nutzung von erneuerbarem Strom zur Deckung des Strombedarfs und von Biogas zur Deckung des Wärmebedarfs.

Verbraucherstrommix für Strom und Erdgas für Wärme

Die Emissionen bei der Biogasproduktion inklusive Aufbereitung ergeben, abhängig von der Anlagengröße, die folgende Emissionskurve, bei Verwendung typischen Verbraucherstrommix für den Strombedarf sowie die Deckung vom Wärmebedarf mit Erdgas:

$$\text{Emissionen Biomethanproduktion in } g \text{ CO}_{2\text{eq}} / \text{kWh Biomethan} = 405 * x^{-0.376}$$

Hierbei sind die Emissionen wie folgt aufgeteilt:

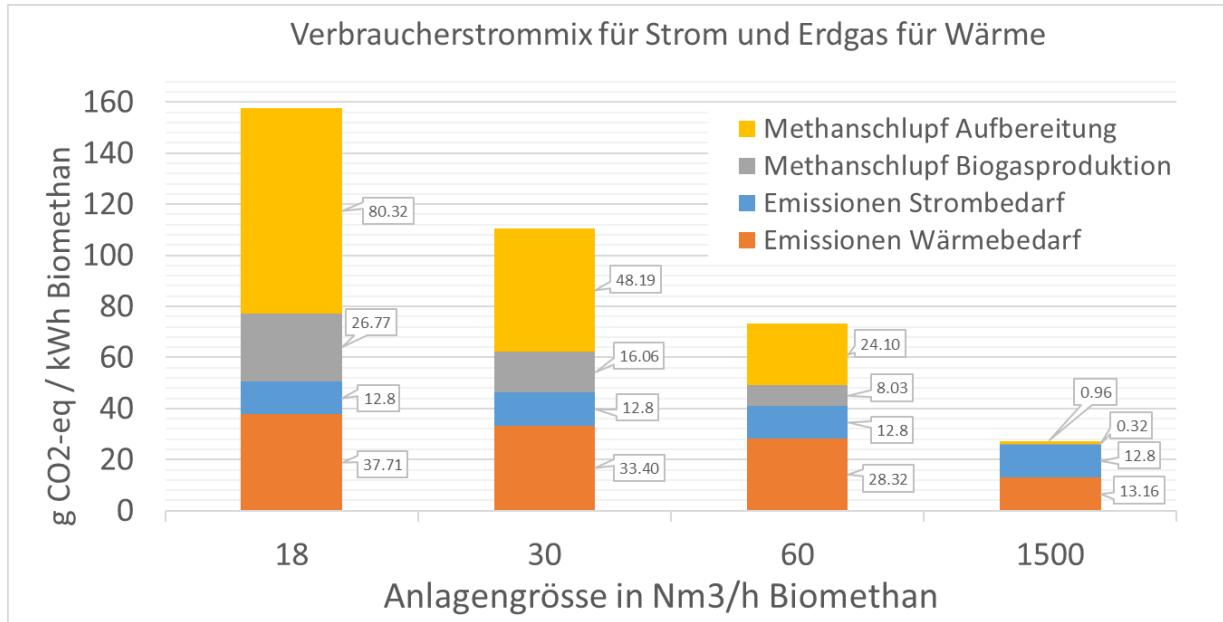


Abbildung 70: Emissionen der Biomethanproduktion bei Nutzung vom Verbraucherstrommix zur Deckung des Strombedarfs und von Erdgas zur Deckung des Wärmebedarfs.

6.2.2 Verflüssigung

Wird Biomethan im Stirling-Verfahren verflüssigt, wird zwischen 0.7 und 1.0 kWh Strom pro kg LBG benötigt. Wird für die weitere Berechnung ein Durchschnittswert von 0.85 kWh_{el}/kg_{LBG} genommen, ergibt dies einen spezifischen Energiebedarf von 0.057 kWh_{el} / kWh_{LBG} (mit 15 kWh/kg LBG).

Für strombedingte Emissionen gibt das BAFU die folgenden beiden Richtwerte an:

- Erneuerbarer Strommix: 15.7 g CO₂,eq/kWh_{el}
- Verbraucher-Strommix: 128 g CO₂,eq/kWh_{el}

Damit ergeben sich folgende spezifische Emissionen pro produzierter kWh flüssigem Biomethan:

- Bei Deckung des Strombedarfs mit erneuerbarem Strommix: 0.89 g CO₂,eq / kWh Biomethan
- Bei Deckung des Strombedarfs mit Verbraucher-Strommix: 7.25 g CO₂,eq / kWh Biomethan

6.2.3 Transport

Aus den Messungen der Abgaswerte der LNG-Lkw in diesem Projekt geht hervor, dass pro zurückgelegtem km im Durchschnitt mit Emissionen von 700 g CO₂,eq gerechnet werden kann.

Das LBG wird in Trailern mit einer Transportkapazität von 18'000 kg LBG transportiert. Mit einem Energieinhalt (Brennwert) von 15 kWh / kg von LBG ergibt diese eine transportierte Energiemenge von 270 MWh pro Transport.

Bei einer durchschnittlichen Transportstrecke von 200 km betragen damit die transportbedingten CO₂-Emissionen 0.52 g CO₂,eq pro transportierter kWh LBG.

6.2.4 Gesamtemissionen

Werden nun die Emissionskurven und Emissionswerte der einzelnen Teilschritte zusammengezählt, ergibt sich die folgende Emissionskurve in Abhängigkeit der Anlagengröße:

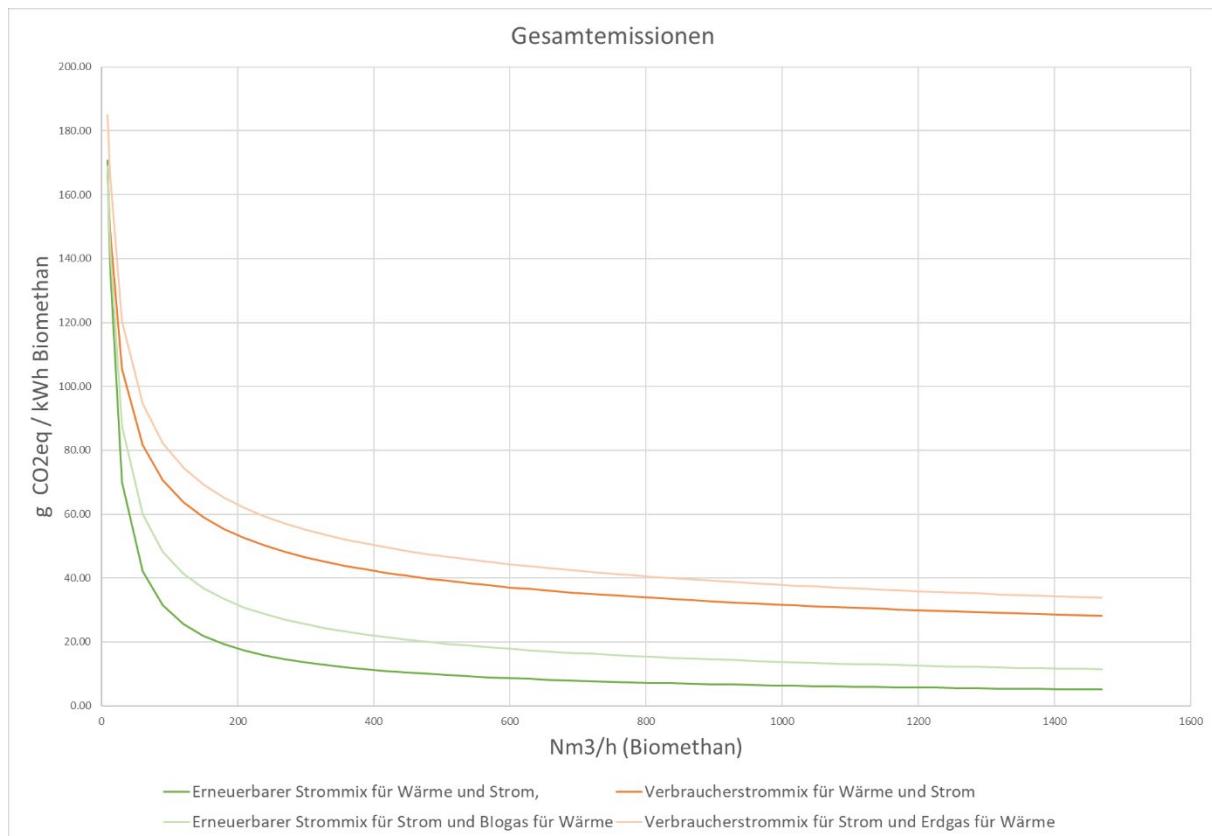


Abbildung 71: Kumulierte Emissionskurven und Emissionswerte der einzelnen in Abhängigkeit der Anlagengröße.

In der Graphik wird hierbei unterschieden je nach Energiequelle, welche für die Biogasherstellung und die Verflüssigung verwendet wird. Diese Werte beinhalten die Emissionen in der Produktion von LBG inklusive Transport. Die Emissionen bei der Verwendung von LBG sind dabei nicht miteinberechnet, auch sind Emissionsreduktionen wie z.B. durch die Vermeidung von Feldrandvergärung und Entnahme von CO₂ aus der Luft bei dem Pflanzenwachstum nicht berücksichtigt.

6.3 Schweizer Szenarien

6.3.1 Grösse Inwil

In der Biogasanlage im Luzernischen Inwil wird gemäss Betreiberangaben pro Stunde rund 100 Nm³ Biogas ins BHKW sowie 400 Nm³/h Biomethan ins lokale Erdgasnetz eingespeist. Dies ergibt eine Anlagengrösse mit einer Biogasproduktion von **rund 850 Nm³/h**.

Werden nun die obigen Kostenfunktionen auf diese Grösse angewandt, ergibt sich die folgende Kostenzusammenstellung:

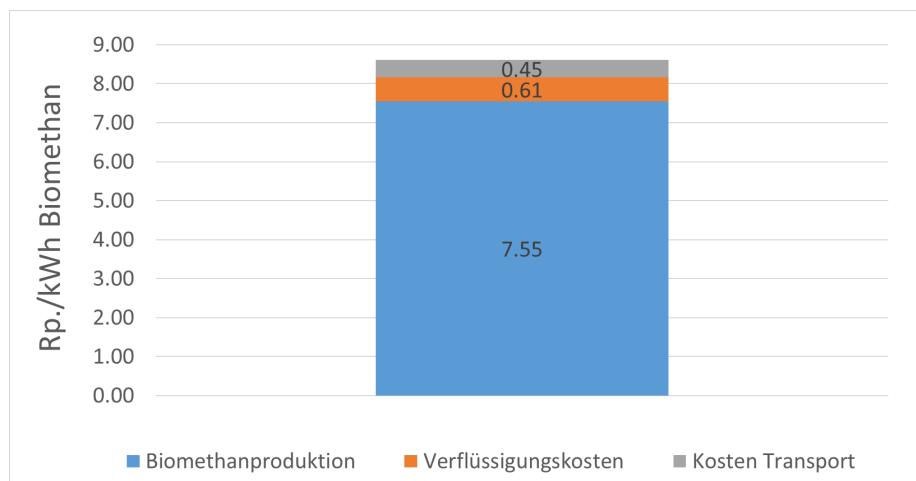


Abbildung 72: Kostenzusammensetzung für die LBG-Produktion in einer Anlage der Grösse 850 Nm³/h Biogasproduktion.

Bei den Emissionen sieht die Zusammenstellung wie folgt aus:

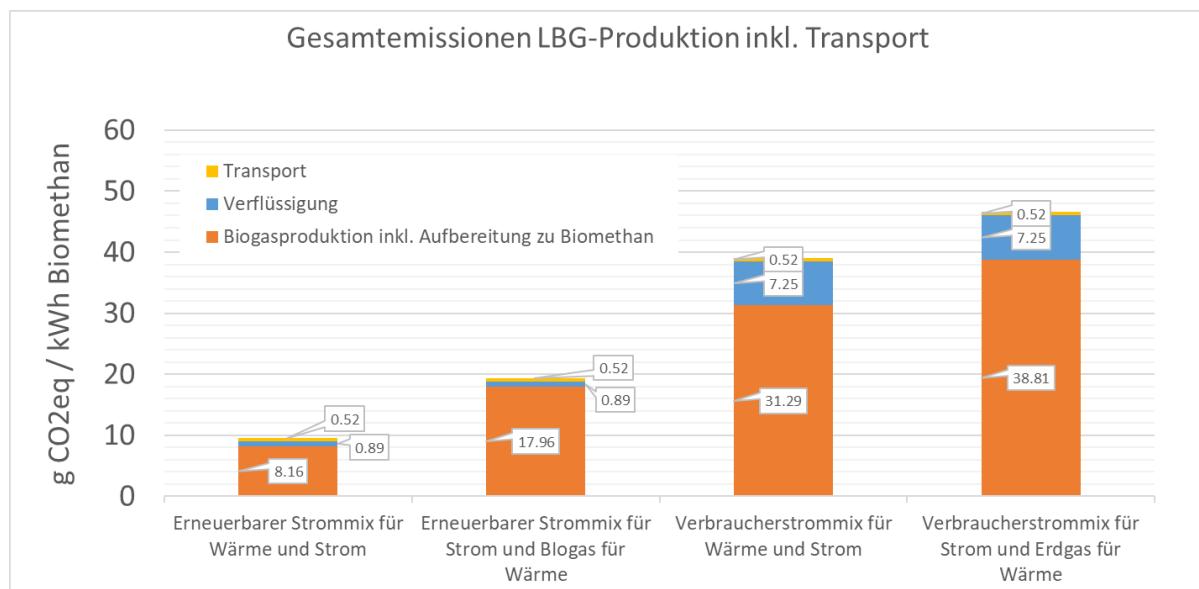


Abbildung 73: Emissionen in der LBG-Produktion in einer Anlage der Grösse 850 Nm³/h Biogasproduktion.



6.3.2 Grösse Recycling Energie AG, Nesselbach AG

"Die Recycling Energie AG ist die grösste Biogasanlage der Schweiz. Aus rund 20% der in der Schweiz anfallenden Speisereste produzieren wir seit 2011 für 5'000 Haushalte sauberen Ökostrom. Daneben speisen wir pro Stunde bis zu 600 m³ Biogas in das Erdgasverteilnetz der Regionalwerke Baden ein."¹³ 600 m³ Biogas pro Stunde entsprechen 5'256'000 m³ Biogas pro Jahr. Weiter teilt die Recycling Energie AG mit: "Insgesamt produziert die Recycling Energie AG pro Jahr elf Millionen Kubikmeter Biogas, drei Millionen Liter Biodiesel und 63'000 Tonnen bio-zertifizierten Dünger."¹⁴ 11 Mio. m³ Biogas pro Jahr entsprechen 1'256 m³ Biogas pro Stunde.

Bei einer Biogasanlage, welche auf eine Grösse **von 1'250 m³/h Biogasproduktion** ausgelegt ist, sind die Kosten einer LBG-Produktion gemäss obigen Kostenfunktionen wie folgt:

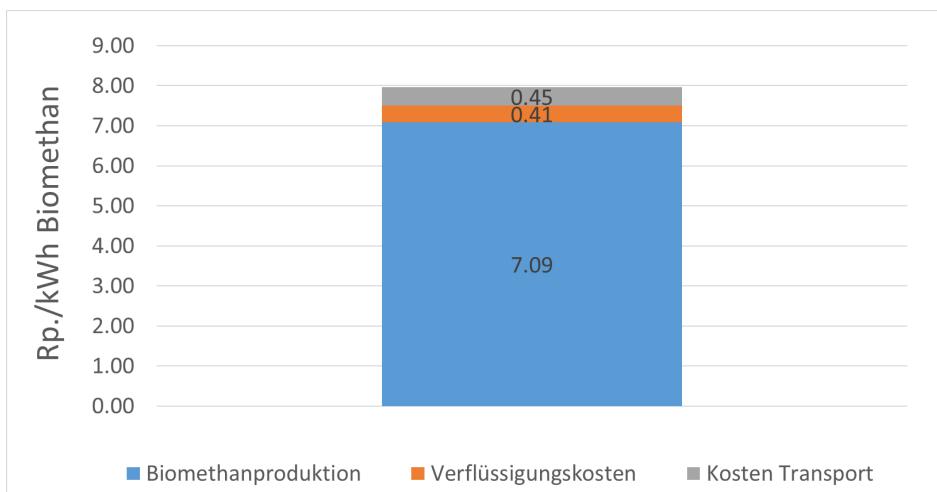


Abbildung 74: Kostenzusammensetzung für die LBG-Produktion in einer Anlage der Grösse 1'250 Nm³/h Biogasproduktion.

Die Emissionen einer Anlage in dieser Größenordnung sind wie folgt:

¹³ Webseite Recycling AG Nesselbach, <https://www.recycling-energie.ch/ueber-uns/portraet/>

¹⁴ https://www.recycling-energie.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente/PDF/Presse/Salz_Pfeffer_Publireportage_9.20.pdf

Gesamtemissionen LBG-Produktion inkl. Transport

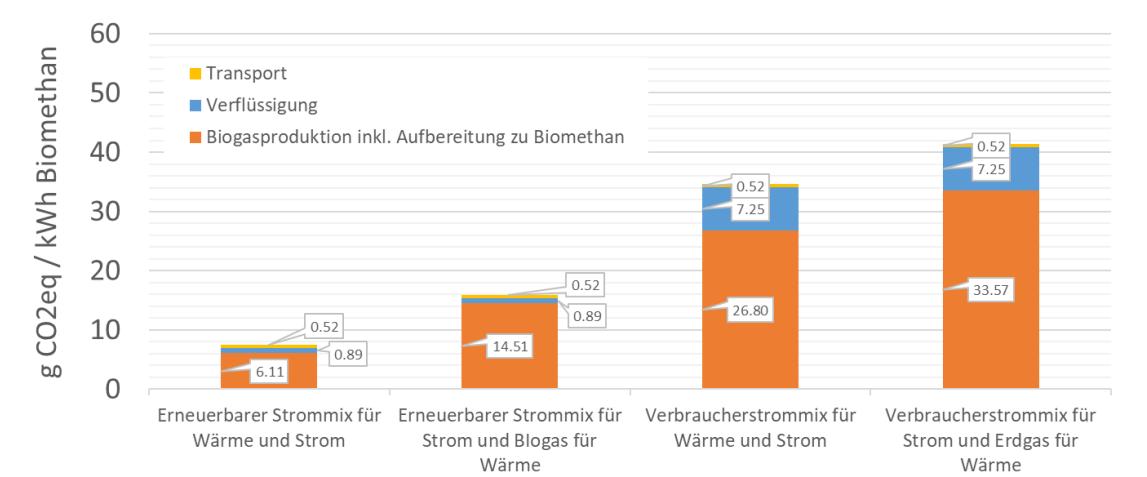


Abbildung 75: Emissionen in der LBG-Produktion in einer Anlage der Grösse 1'250 Nm³/h Biogasproduktion.

6.3.3 Grösse Wipptal

Während der Laufzeit des HelloLBG-Projektes konnte ein Austausch mit der Biogas Wipptal GmbH etabliert werden. In der Biogasanlage im italienischen Wipptal wird gemäss Betreiberangaben rund **2'000 Nm³/h** Biogas produziert.

Mit einem durchschnittlichen CH₄-Gehalt von 54% entspricht das einer Biomethan-Produktion von 1'200 Nm³/h. Biogas Wipptal verarbeitet ausschliesslich Stallmist und Gülle. Die jährlich verarbeitete Menge an Wirtschaftsdünger aus den milchviehhaltenden Betrieben beträgt etwa 150'000 Tonnen im Verhältnis 40% Rindermist und 60% Rindergülle. Die Substrate werden mit drei Diesel-Lkws und einem Radius von 20 km um den Anlagenstandort in Pfitsch mit einer durchschnittlichen Distanz von etwa 15 km und einer durchschnittlichen Substratfracht von 20 bis 30 Tonnen transportiert. Die Fahrten finden jeweils zur Anlage mit Substrat und zurück zum Landwirtschaftsbetrieb mit Gärrückständen statt.

Ziel der Anlage in Pfitsch ist es, die gesamte Biogasmenge vollständig zu verflüssigen. Die geplante tägliche Produktionsmenge liegt bei 8 bis 12 Tonnen LBG pro Tag. Die Recherchen im Projekt HelloLBG haben gezeigt, dass von europäischen LBG-Anbietern mit Anlagen, deren Produktionskapazitäten in diesem Bereich oder höher liegen, Abnahmepreise von etwa 1.60 CHF pro kg LBG (bzw. etwa 1'600 CHF pro Tonnen LBG) realistisch sind. Hinzu kommen dann Transportkosten (abhängig von der Route, grob etwa 7.5 bis 10 CHF pro Fuhr von etwa 18 Tonnen pro km)¹⁵ und der Aufwand für den Import (Anerkennung als Bio-Treibstoff, Befreiung Mineralölsteuer). Um die Realisierbarkeit der LBG-Produktion in der Schweiz abzuschätzen, wurden im Projekt HelloLBG vorliegende Erkenntnisse zu einer Produktionsanlage dieser Art und in dieser Grösse auf die Schweiz übertragen.

¹⁵ Abgeleitet aus Offerten, spezifisch höher für kürzere Distanzen.

Werden nun die obigen Kostenfunktionen auf diese Grösse angewandt, ergibt sich die folgende Kostenzusammenstellung:

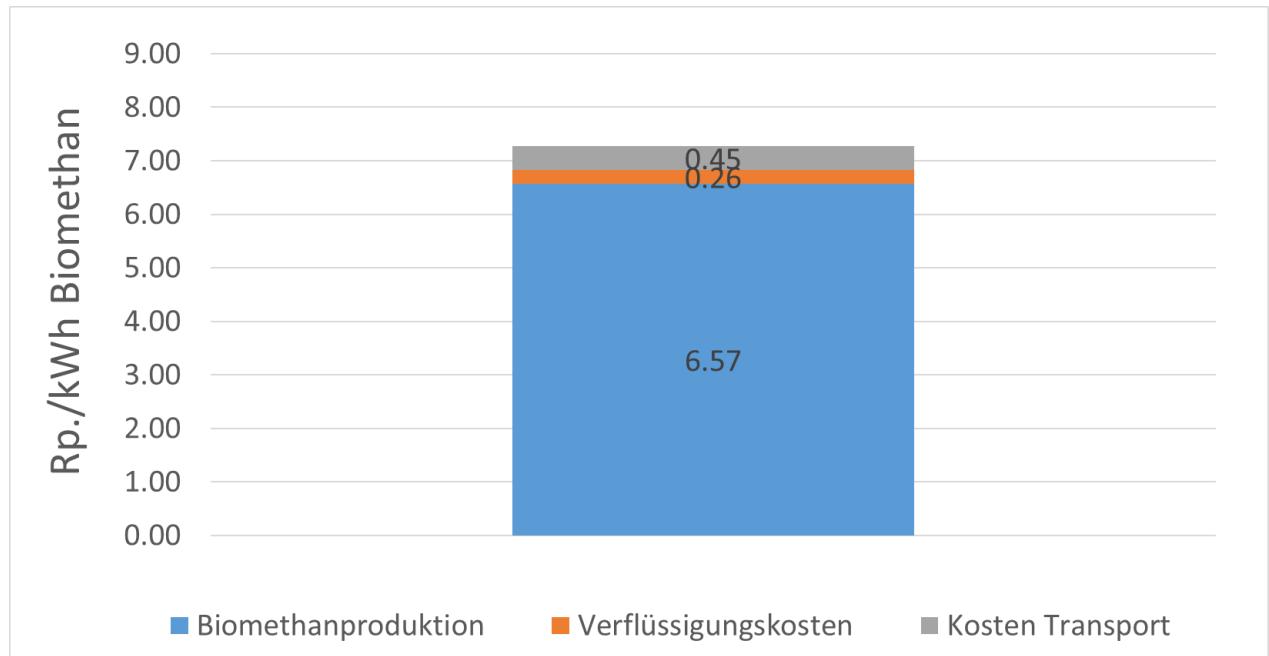


Abbildung 76: Kostenzusammensetzung für die LBG-Produktion in einer Anlage der Grösse 2'000 Nm³/h Biogasproduktion.

Bei den Emissionen sieht die Zusammenstellung wie folgt aus:

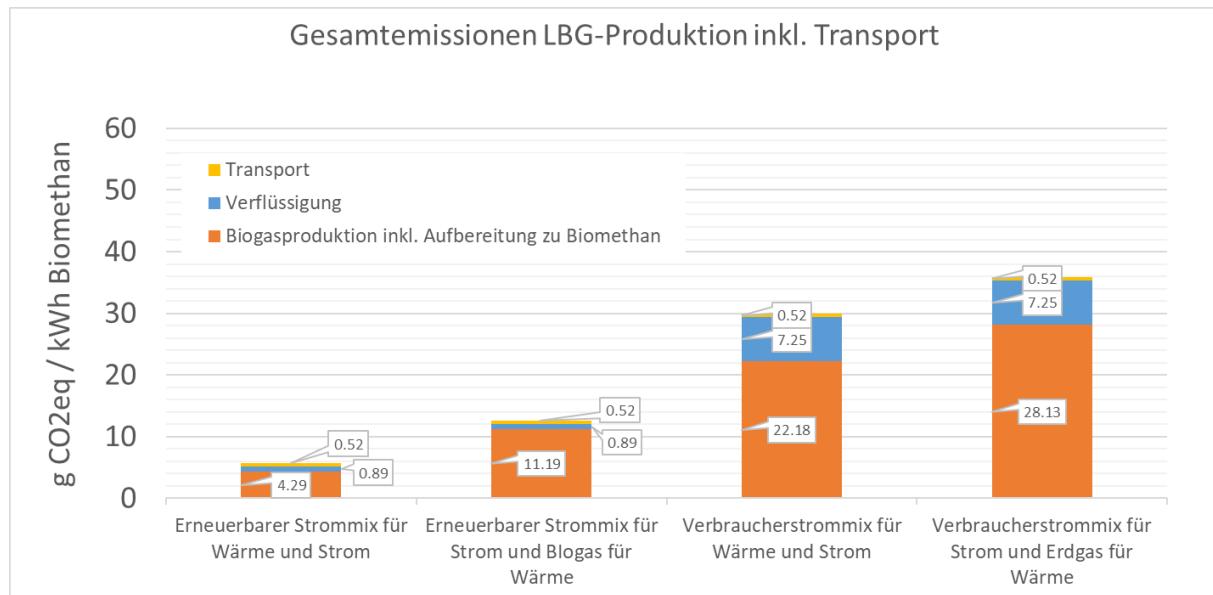


Abbildung 77: Emissionen in der LBG-Produktion in einer Anlage der Grösse 2'000 Nm³/h Biogasproduktion.



6.4 Fazit für eine Schweizer LBG-Produktion

Die Grobabschätzung der Kosten in Kapitel 6.3 für drei mögliche Anlagen in der Schweiz zeigen, dass eine Schweizer Produktion techno-ökonomisch durchaus interessant sein könnte. Die Produktionspreise von LBG liegen dabei je nach Anlagengrösse zwischen 7.3 und 8.6 Rp./kWh. Wird dies mit dem Brennwert von Methan (15.4 kWh/kg) umgerechnet, so entstehen Produktionskosten zwischen 1.12 Fr./kg und 1.32 Fr./kg LBG. Die Recherchen im Projekt HelloLBG haben gezeigt, dass von europäischen LBG-Anbietern Abnahmepreise von etwa 1.60 CHF pro kg LBG (bzw. etwa 1'600 CHF pro Tonnen LBG) realistisch sind (Stand vor Februar 2022). Damit könnte auch eine Produktion in der Schweiz interessant sein. Nach Kenntnis der Autoren dieses Berichts ist derzeit jedoch keine Verflüssigungsanlage für Biogas in der Schweiz in der Umsetzung.¹⁶

Ein Vorteil einer Schweizer LBG-Produktion wäre, dass die Anerkennung der Erneuerbarkeit vereinfacht wäre, da das Biogas auch bereits in der Schweiz produziert und anerkannt wird. Auch fallen damit Schwierigkeiten mit dem grenzüberschreitenden Import weg. Ein weiterer Vorteil ist ein Beitrag zur Versorgungssicherheit, wenn die Schweiz ihre Importabhängigkeit von Flüssiggas reduzieren kann.

Die Technologie der Methan-Verflüssigung ist ausgereift. Jedoch ist darauf hinzuweisen, dass bei einzelnen Verflüssigungsanlagen im nahen Ausland technische Probleme auftraten, was allenfalls auf Unterschiede in der Verflüssigung von Biogas und fossilem Methan hinweisen könnte. Das Konzept einer Kreislaufwirtschaft in Verbindung mit einer Produktion von Biogas (verflüssigt und gasförmig) und Dünger, so wie es in Wipptal geplant ist bzw. bereits umgesetzt wird, könnte auch für die Schweiz ein interessanter Ansatz sein.

¹⁶ Die Biogasanlage in Nesselbach von der Regionalwerke Baden AG hat im Herbst 2022 eine CO₂-Verflüssigungsanlage in Betrieb genommen. Siehe auch: <https://swisspower.ch/themen-und-standpunkte/co2-verfl%C3%BCssigungsanlage-die-regionalwerke-ag-baden-leistet-pionierarbeit/>



7 Schlussfolgerungen und Fazit

7.1 Erkenntnisse aus dem Tankstellenbetrieb

Die Messungen zum Energieaufwand sowie die Häufigkeit der Methanemissionen bei der Tankstelle wurden über ein Jahr aufgezeichnet und ausgewertet. Zusammenfassend kann die Aussage getroffen werden, dass Blow-Offs sowie Leckagen beim Betrieb der im Projekt genutzten Tankstellen nicht auftreten und damit für eine ökologische Bilanzierung vernachlässigbar sind.

Schwierigkeiten können im Zusammenhang mit dem sogenannten Venting auftreten. Um einen zu starken Druck- und Temperaturanstieg in den Fahrzeugtanks zu vermeiden, muss die Treibstoffumsatzmenge an der Tankstelle und damit die sich im Einsatz befindenden Fahrzeuge genug hoch sein. Alternativ kann eine vor-Ort-Kühlung der Tankstelle oder eine zusätzliche Nutzung des Gases für andere Zwecke in Erwägung gezogen werden.

Das vorliegende Projekt bot die Möglichkeit, Erfahrungen mit dem Betrieb von LNG-Tankstellen zu sammeln. In der folgenden Tabelle werden einige Erkenntnisse aufgelistet.

Tabelle 14: Erkenntnisse aus dem bisherigen Betrieb der LNG-Tankstelle.

	Problem	Learning
Vorbereitung	Kantonale Bestimmungen sind sehr unterschiedlich. Ohne Baugesuch ist man verpflichtet, sämtliche Behörden einzeln zu kontaktieren und sicherzustellen, dass alle Stellen die notwendigen Infos haben.	Baugesuch eingeben (egal ob notwendig oder nicht), um den Informationsfluss sämtlicher Behörden sicherzustellen
	Bei der Installation der Tankstelle in Egerkingen waren auf Grund behördlicher Anordnungen erhebliche Mehraufwände nötig. Obwohl die maximale Füllmenge der Tankstelle unter dem kritischen Schwellenwert der Störfallverordnung liegt, hat das kantonale Amt für Umwelt auf eine detaillierte Risikoanalyse und weitere Sicherheitsmaßnahmen (wie bspw. Installation Warnlichter, spezielle Schutzelemente, ...) angeordnet.	Bei der Budgetierung und der zeitlichen Planung muss beachtet werden, dass kantonale Behörden Mehrauflagen mit hohen Kosten (in diesem Fall > 50.000 CHF) nach eigenem Ermessen verhängen können.
	Flüssiges Biogas kann von der Mineralölsteuer (22 CHF / 100 kg) befreit werden, vorausgesetzt es wird als solches anerkannt. Der Prozess zur Anerkennung als flüssiges Biogas und die Berechtigung zum Import ohne Mineralölsteuer ist ein komplexer, administrativer Aufwand ohne bisherige Erfahrungen. Bislang wurde noch kein Gesuch zur Mineralölsteuerbefreiung von ausländischem Biogas bewilligt. Fehlende Erfahrung seitens der Behörden, keine Anerkennung von Europäischen Zertifikaten und viele Schnittstellen verkomplizieren und verteuern den Prozess erheblich.	Die Mineralölsteuerbefreiung muss schon zu Verhandlungsbeginn mit potenziellen Lieferanten thematisiert werden. Die Anforderungen seitens Behörden sind umfangreich, teilweise intransparent und verursachen hohe Kosten (in diesem Fall ca. 10'000 CHF). Politisch muss das Thema unbedingt forciert werden, damit bestehende Hürden abgebaut werden können und für die Importeure Investitionssicherheit entsteht.
	Zollbestimmungen bilateral mit einem Zollbeamten vermeintlich geklärt.	Bei zollrechtlichen Fragen stets auf eine schriftliche Stellungnahme der Behörden bestehen.



	Problem	Learning
Inbetriebnahme	In der Vorbereitung mit dem technischen Berater wurden organisatorische Massnahmen definiert, die nicht in den Betriebsprozess der Organisation gepasst haben.	Klare Definition was die Sicherheitsmassnahmen sind vor Installation.
	Sicherungen an der Tankstelle nicht kompatibel mit CH-Vorgaben. Tankstelle konnte zunächst auf Grund zu tiefer Fehlerstromtoleranz nicht gestartet werden.	Baupläne vorab mit einem Elektroingenieur prüfen.
	Abnahme durch Behörden und TISG erfolgte erst im Nachgang. Im Falle eines Ereignisses hätten wir keine Betriebsbewilligung gehabt.	Darauf bestehen, dass die Abnahme vor der ersten LNG Lieferung erfolgt.
	Geplant war eine schrittweise Ablösung der Dieselfahrzeuge durch LNG. Jedoch braucht eine mobile Tankstelle bei Inbetriebnahme sofort einen Mindestabsatz an LNG.	Mit Inbetriebnahme der Tankstelle muss vom ersten Tag an sichergestellt sein, dass die Tankstelle genug Absatz hat.
	Planung der einzelnen Fachkräfte (Lieferant, technischer Berater, Elektriker) war nicht detailliert genug abgestimmt, so dass viel Wartezeit entstand.	Bessere Feinplanung der notwendigen Facharbeiter
Betrieb	Zu wenig Umsatz an der Tankstelle sorgte für Druckprobleme	Mehr Fahrzeuge
	Lieferungen mit zu warmem LNG wurden angenommen → Verschärfung Druckprobleme	Lieferung konsequent abweisen
	Anfänglich viele Bedienerfehler an der Tankstelle	Erfahrungen vom Betreiber abholen und so Fehler vermeiden.
	Feiertage und Streiks führen zu Unsicherheit bzgl. Lieferung und Versorgung	Zwei-Lieferanten-Strategie
	Druckprobleme bei Volvo Fahrzeuge ohne ersichtlichen Grund	Fahrzeugbauer stärker in die Pflicht nehmen.

Bei der Planung einer Tankstelle sollen zudem die folgenden Punkte beachtet werden:

- Abstimmung von Lkw und Tankstelle (Betankungsstutzen muss kompatibel mit allen Fahrzeugen sein).
- Es ist vorteilhaft, Planer herbeizuziehen, welche neben den technischen Aspekten auch logistische und regulatorische Kenntnisse einbinden können.
- Jeder Kanton hat andere Regeln und eine andere Herangehensweise.

Die Bestellung von LNG und LBG ist soweit unproblematisch. Es braucht weder eine Vorbereitung noch eine Begleitung. Das Angebot der verschiedenen Lieferanten ist vergleichbar: das Produkt ist dasselbe, jedoch sind die Dienstleistungen unterschiedlich.

Schwierigkeiten im Betrieb einer Tankstelle können sein:

- Liefertage des LNG/LBG: oftmals kann nicht an allen Wochentagen geliefert werden. Dies erfordert eine genaue Abstimmung der Bestellmenge und Lieferterminen.
- Die Füllstandsanzeigen der Tankstellen sind sehr ungenau. Dies erschwert die Planung von Lieferungen. (Die Tankstelle wird bei Befüllung auf etwa einen Füllstand von 80% aufgefüllt.)

Der Betrieb der Lkw-Flotte ist von verschiedenen Rahmenbedingungen abhängig:

- Es muss jederzeit möglich sein, das Fahrzeug zu betanken (Treibstoff darf nicht ausgehen).



- Tankvorgänge sollten jedoch nicht zu häufig sein (Druck im Tank).
- Es besteht eine Abhängigkeit der Lieferung (z.B. bei Streiks in Frankreich.)

Diese Abhängigkeiten können durch ein dichteres Tankstellennetz vermindert und damit mehr Flexibilität erreicht werden.

7.2 Erkenntnisse aus dem Betrieb der Lkw-Flotte

Im Projekt wurden zwei LNG-Lkw mit unterschiedlicher Motorentechnologie sowie als Vergleich ein Diesel-Lkw des neusten Modells gegenübergestellt. Die LNG-Lkw mit HPDI-Technologie, welche mit LNG und einem kleinen Anteil (ca. 10 % Massenanteil) von Diesel betrieben werden, haben die geringsten CO₂- und CO_{2,eq}-Emissionen (Flottenbetrieb: 702 g CO₂ / km, PEMS: 679 g CO₂ / km). Etwas höhere CO₂- und CO_{2,eq}-Emissionen wurden beim LNG-Lkw mit Otto-Technologie gemessen (Flottenbetrieb: 740 g CO₂ / km, PEMS: 871 g CO₂ / km). Durch den Einsatz von LBG anstelle von LNG kann der klimawirksame CO₂-Anteil in den Auspuffemissionen weiter gesenkt werden. Insbesondere Lkw mit der Otto-Technologie können im Gegensatz zu Lkw mit HPDI vollständig auf LBG umgestellt werden (Ottomotoren benötigen kein Diesel).

Die restlichen gemessenen Emissionen (CH₄, THC, NOx, PN) entsprechen den Erwartungen und liegen innerhalb der Norm für EURO VI Lastwagen. Bei den NOx-Emissionen sind für den Lkw mit HPDI-Technologie noch Verbesserungen gegenüber den anderen Lkw bei kaltem Motor im Stadtverkehr möglich. Insbesondere sollte es möglich sein die NOx-Emission unter die eines Diesel Lkw zu senken, da beide Lkw mit SCR-Katalysatoren ausgerüstet sind.

7.3 Betrachtung des ökologischen Nutzens im Einsatz von LBG im Schwerlasttransport

In der Gesamtbetrachtung des Einsatzes von LBG im Schwerlastverkehr zeigt die durchgeführte Well-to-Wheel-Analyse, dass durch den Ersatz von fossilem Diesel durch LBG aus Norwegen die Emissionen von 1'044 g CO_{2,eq}/km auf bis zu 270 CO_{2,eq}/km gesenkt werden können (Abbildung 78). Dies noch ohne Optimierung des Transportes oder der Tankstelle. Der Einsatz von fossilem LNG lohnt sich aus ökologischer Sicht bezogen auf die CO_{2,eq} Emissionen nur für Lkw mit HPDI Motoren.

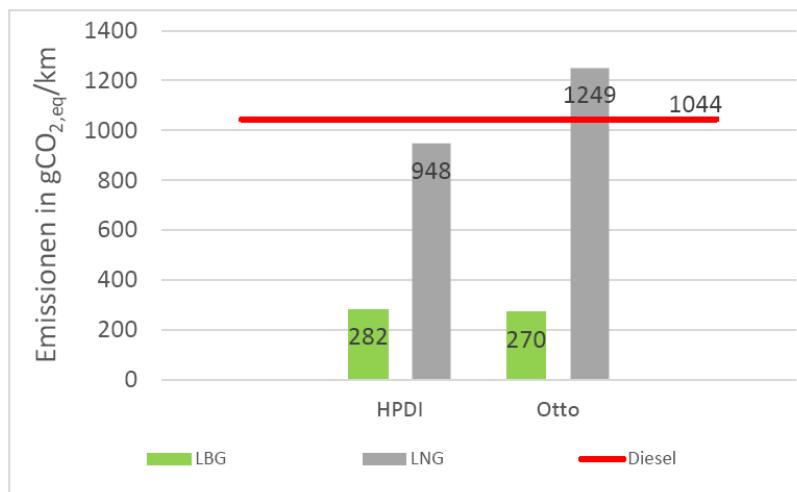


Abbildung 78: Ergebnisse der Well-to-Wheel-Analyse für LBG aus Norwegen (grün). In den Angaben sind alle Emissionen (CO_{2,eq}) enthalten welche während der Herstellung, der Lagerung sowie der Verwendung entstehen. Als Vergleich sind die Emissionen von LNG (grau) sowie die Emissionen eines Diesel Lkw ebenfalls dargestellt. Die Well-to-Wheel-Analyse zeigt eine klare Emissionsminderung bei der Verwendung von LBG aus Norwegen gegenüber LNG oder Diesel.



Als Basis für die LNG Emissionen dient der Referenzwert von 74.5 g CO_{2,eq}/MJ (Giorgos Mellios (EMISIA S.A.), Evi Gouliarou 2018) (durchschnittliche Emissionen von in Europa verwendetem LNG bezogen auf die benötigte Energie) plus die Emissionen von 4.2 g CO_{2,eq}/MJ für die Emissionen bei der Lagerung in der Tankstelle. Lkw mit Otto-Motoren zeigen mit LNG höhere CO_{2,eq}-Emissionen als das Diesel Referenzfahrzeug. Für die Emissionen pro km (g CO_{2,eq}/km) werden die energiebezogenen Emissionen (g CO_{2,eq}/MJ) mit der von den Lastwagen benötigten Energie pro km (MJ/km) multipliziert.

7.4 Erkenntnisse für eine Schweizer LBG-Produktion

Wichtig für die Emissionen in der Gesamtbetrachtung der LBG-Produktion sind insbesondere die verwendeten Energiequellen in der Biogasproduktion. Wird die Wärme- und Strombereitstellung über erneuerbare Energieträger gedeckt, so können die Gesamtemissionen massiv reduziert werden.

Sowohl der Hauptteil der Emissionen wie auch der Hauptteil der Kosten entfällt auf die Produktion des Biomethans, gefolgt von der Verflüssigung und des Transports. Je nach Anlagengrösse können LBG-Produktionskosten zwischen 7.3 und 8.6 Rp. / kWh Biomethan erreicht werden, wobei die grösste Stellschraube bei der Biogasproduktion und -aufbereitung liegt.

Bei einer Nutzung von ausschliesslich erneuerbaren Stromquellen für die Deckung des Energiebedarfs in der gesamten LBG-Produktion können Emissionen gesamthaft in Abhängigkeit der Anlagengrösse im Bereich von 5.2 bis 8.8 g CO_{2,eq} / kWh Biomethan erreicht werden.



8 Ausblick und zukünftige Umsetzung

Im umliegenden Europa werden zunehmend LBG-Produktionsstätten errichtet und/oder erweitert. Viele Logistikunternehmen stellen auf die Nutzung von LNG und LBG um. Es ist zu erwarten, dass sich dieser Trend fortsetzt und entsprechend auch in der Schweiz der Anteil der mit Flüssiggas betriebenen Lkw steigt. Dabei ist es sowohl aus ökologischer als auch ökonomischer Sicht sinnvoll, eine möglichst hohe Auslastung einer Flüssiggastankstellen zu erreichen.

Durch den Ersatz von LNG durch verflüssigtes Biomethan (LBG) können die klimarelevanten Emissionen deutlich reduziert werden. Während im Fahrzeugeinsatz aufgrund der weitgehend identischen chemischen Zusammensetzung von LNG und LBG zunächst ähnliche Emissionen auftreten, zeigt eine ganzheitliche Well-to-Wheel-Betrachtung ein anderes Bild: Hier werden für biogene Treibstoffe die CO₂-Emissionen bei der Verbrennung im Motor durch den pflanzlichen Zyklus egalisiert. Doch bleiben auch beim LBG die produktions- und transportbedingten Emissionen bestehen sowie auch diejenigen Gase, welche beim Einsatz im Lkw neben dem CO₂ gebildet werden.

Im Projekt konnten erste Ergebnisse zu der Well-to-Wheel-Analyse von flüssigem Biogas verschiedener Anbieter bestimmt werden. Am Beispiel von LBG aus einer Verflüssigungsanlage in Norwegen wurde ermittelt, dass bei fossilfreier Produktion des Biogases gesamthaft eine Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber Diesel von über 70% erreicht wird. Dabei entfällt etwa die Hälfte der Emissionen auf den Transport des LBG aus Norwegen. Mit dem Import von LBG von naheliegenden Produktionsstandorten oder sogar einer LBG-Produktion in der Schweiz sowie der Verhinderung von Ventings an der Tankstelle sollte die Well-to-Wheel-Bilanz nochmals besser ausfallen.

Der Einsatz von LBG im Schweizer Schwerlastverkehr ist damit aus ökologischer Sicht sinnvoll im Vergleich zum Einsatz von Diesel. Der Import gestaltete sich jedoch bislang aufgrund von einer limitierten Anzahl Anbieter von Flüssigbiogas im europäischen Raum sowie regulatorischen Hürden beim grenzüberschreitenden Transport bzw. der Anerkennung als erneuerbar in der Schweiz als schwierig.

Ein Vorteil einer inländischen Schweizer LBG-Produktion wäre, dass die Anerkennung der Erneuerbarkeit vereinfacht würde, da das Biogas auch bereits in der Schweiz produziert und anerkannt wird. Auch fallen damit Schwierigkeiten mit dem grenzüberschreitenden Import weg. Ein weiterer Vorteil ist ein Beitrag zur Versorgungssicherheit, wenn die Schweiz ihre Importabhängigkeit von Flüssiggas reduzieren kann. Gemäss der vorliegenden Studie könnte eine Produktion in der Schweiz auch finanziell interessant sein. Nach Kenntnis der Autoren dieses Berichts ist derzeit jedoch keine Verflüssigungsanlage für Biogas in der Schweiz geplant.

Bei der Erarbeitung des vorliegenden Projekts wurden verschiedene Hürden für eine Umsetzung einer weiterführenden LBG-Nutzung in der Schweiz festgestellt. Die technischen Schwierigkeiten bei Lkw-Betrieb sowie Tankstelle konnten grösstenteils bereits während der Projektdauer behoben bzw. reduziert werden. Einige Herausforderungen konnten nicht volumnfänglich bearbeitet bzw. gelöst werden, insbesondere:

- Regulatorisch: Wie könnte der Import von Flüssigbiogas vereinfacht und werden, so dass die Nutzung von erneuerbarem Flüssiggas in der Schweiz attraktiver wird?
- Politisch: Wie kann und sollte eine Förderung (z.B. im Rahmen einer LSVA-Teilbefreiung) ausgestaltet und umgesetzt werden, um die Nutzung von LBG im Schweizer Schwerlastverkehr für die Reduktion von THG-Emissionen skaliert nutzbar zu machen?



- Technisch bzw. techno-ökonomisch: Wie könnten Biogasanlagen mit zusätzlichen technischen Einheiten wie der Verflüssigung von Biomethan, der Verwendung des abgeschiedenen CO₂ (Verflüssigung, Nutzung als Trockeneis oder gasförmig) konzeptionell zielführend im Sinne der Schliessung übergreifender Kreisläufe gestaltet werden? (z.B. mit Einbezug der Substratbereitstellung, der Produktion von Trocken- und/oder Flüssigdünger, der Wasseraufbereitung etc., siehe Konzept Wipptal¹⁷)? Welche Voraussetzungen sind dafür relevant bzw. müssten geschaffen werden?

Der erstgenannte Aspekt würde durch eine LBG-Produktion in der Schweiz (bei hinreichender Grösse) entschärft. Für alle drei Aspekte wären weiterführende Arbeiten sowohl bezüglich der Konzeptionierung wie auch im Rahmen von Realisierungen wünschenswert.



9 Nationale und internationale Zusammenarbeit

National erfolgte ein Austausch u.a. mit folgenden Organisationen:

- Biomasse Suisse
- Ökostrom Schweiz
- EMPA (Abgleich verschiedener Studien und Annahmen)
- AXPO (Betreiberin Kompogas-Anlagen, Szenarien)
- BFH (Messungen Lkws im LBG-Betrieb)
- OZD (Abklärungen Regulatorien Import Biotreibstoffe)
- Braun ECU & CAN Solutions (Signalermittlung Lkw).

International (Auswahl): Zusammenarbeit mit

- Biokraft (Betreiberin der LBG-Produktion in Skogn NOR)
- AGA (ab Januar 2020 Linde und seit Mai 2020 zum finnischen Konzern Gasum gehörend, Vertrieb LBG NOR)
- Biogas Wipptal GmbH (Betreiberin der LBG-Produktion in Wipptal IT)
- Nordur (Import LBG von AGA)
- weitere Anbieter von LBG in Europa (vertrauliche Kommunikation)
- ifeu (Betreuung Biograce, D)
- IEA Bioenergy Task 39 (Abklärungen zu Berechnungstools)
- JRC (Aufdatierung GHG input data für Berechnungen gemäss RED II)
- HAM (Hersteller LNG-Tankstelle)
- Volvo
- Iveco
- ITEMA GmbH (Aufnahmen mit Gascam)



10 Kommunikation

Medienmitteilungen Lidl Schweiz:

- Lidl Schweiz und Krummen Kerzers gewinnen Swiss Logistics Award. Förderung der Brückentechnologie Flüssigerdgas, 28.11.2019:
<https://corporate.lidl.ch/de/newsroom/pressreleases/swiss-logistics-award>
- Umweltziel für 2020 frühzeitig erreicht, 12.09.2019:
<https://corporate.lidl.ch/de/newsroom/pressreleases/umweltziel-fuer-2020-fruehzeitig-erreicht?searchtext=LNG>
- Eröffnung erste LNG-Tankstelle in der Schweiz, Mitteilung vom 28.06.2019:
<https://corporate.lidl.ch/de/newsroom/pressreleases/lidl-schweiz-eroeffnet-erste-fluessiggas-tankstelle-der-schweiz?searchtext=LNG>
- Lidl Schweiz erneut ausgezeichnet für Nachhaltigkeit in der Logistik, Kooperationsprojekt «Goodbye Diesel – Hello LNG» gewinnt den renommierten Hanse Globe Award, 10.04.2019:
<https://corporate.lidl.ch/de/newsroom/pressreleases/lidl-schweiz-gewinnt-hanse-globe-award?searchtext=LNG>

Medienmitteilungen Krummen Kerzers:

- Goodbye Diesel?, 05.08.2019: <https://krummen.com/aktuelles/goodbuy-diesel/>
- Nachhaltigkeit: Krummen Kerzers weitet LNG-Projekt mit Lidl Schweiz aus, 13.09.2019:
<https://krummen.com/aktuelles/nachhaltigkeit-krummen-kerzers-weitet-lng-projekt-aus/>
- Krummen Kerzers und Lidl Schweiz mit Swiss Logistics Award ausgezeichnet, 28.11.2019:
<https://krummen.com/aktuelles/krummen-kerzers-und-lidl-schweiz-mit-swiss-logistics-award-ausgezeichnet/>
- Dritte LNG-Tankstelle in der Schweiz, 14.02.2020: <https://krummen.com/aktuelles/dritte-lng-tankstelle-in-der-schweiz/>
- Unternehmensziel Umweltschutz – wir sind dabei, 30.04.2020:
<https://krummen.com/aktuelles/unternehmensziel-umweltschutz-wir-sind-dabei/>

Weitere Berichterstattung:

- Alexander Saheb, GS1 network: Grosse Pläne, grosse Schritte, 30. März 2020,
<https://www.gs1network.ch/schwerpunkt/2020/logistik-verbindet,-1-2020/item/1974-grosse-pl%C3%A4ne,-grosse-schritte.html>
- cng-mobility: Ökologisch und ökonomisch sinnvoll?. pd/jas, 23. September 2021,
<https://www.cng-mobility.ch/beitrag/oekologisch-und-oeconomisch-sinnvoll/>
- energate messenger: Projekt zeigt Emissionen durch LBG im Schwerverkehr auf, 28.02.2022,
<https://www.energate-messenger.ch/news/220399/projekt-zeigt-emissionen-durch-lbg-im-schwerverkehr-auf>



11 Publikationen

Ruoss, F., Stadler, Z., Frank, E.: Verflüssigtes Biogas als Treibstoff im Schweizer Schwerlastverkehr, SSM Info, Nummer 22, September 2021

Engelmann E., Zimmerli, Y., Ruoss, F., Frank, E.: Real Driving Emissions of Diesel and LNG Euro VI Heavy-Duty Vehicles Measured with FTIR-PEMS. Technical Paper 2021-24-0066. SAE International in United States, September 05, 2021. <https://doi.org/10.4271/2021-24-0066>

Stadler, Z., Engelmann, D., Zimmerli, Y. et al. Liquefied Methane as a Fuel in Swiss Heavy-duty Trucks. ATZ Heavy Duty worldw 14, 60–65 (2021). <https://doi.org/10.1007/s41321-021-0455-x>

Frank, E., Ruoss, F., Stadler, Z.: Verflüssigtes Biomethan als Treibstoff. Artikel Zeitschrift Aqua&Gas (02/2022), https://www.aquaetgas.ch/energie/gas/20220228_ag3_verfl%C3%BCsigtes-bio-methan-als-treibstoff/

Präsentationen (Auswahl) mit dem Titel " Nutzung von LBG (LiquefiedBiogas) für den Schweizer Schwerlasttransport" bzw. " Liquefied Biomethane in HDV Transportation in Switzerland" (mit jeweils unterschiedlichem Detaillierungsgrad):

- S. Rapold und P. Krummen, CEO, Krummen Kerzers AG, Goodbye Diesel – Hello LNG, Expertinnen- und Expertengespräche Power-to-Gas, HSR, 12. März 2019
- Rapold, S., Fossilfreie Logistik - Wieso setzt Lidl Schweiz auf Methan im Transport (TRL9), Expertinnen- und Expertengespräche Power-to-Gas, OST, 9. September 2020
- Frank, E., Tagung Bioenergieforschung Schweiz, BFE, 25. Mai 2021.
- Frank, E., Workshop für Industrie und Politik, BFH, 27. Mai 2021.
- Frank, E., Forschungstag der Schweizer Gasindustrie, 02. September 2021.
- Frank, E., IEA AMF Webinar, 20. October 2021.



12 Literaturverzeichnis

Publication bibliography

Arya, Arjun; Patel, Bhavish; Biollaz, Serge; Ludwig, Christian (2019): Gülle zu Biomethan. Eine technico-ökonomische Bewertung innovativer Kleinanlagen. In *Aqua & Gas* (7/8), pp. 26–29, checked on 8/24/2021.

Bach, Christian; Soltic, Patrik; Bütler, Thomas (2014): Erdgas/Biogasfahrzeuge im Kontext der Energiestrategie 2050 und der CO₂-Gesetzgebung. Eine Übersicht. Edited by Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt (Empa). Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt (Empa).

Bach, Christian; Soltic, Patrik; Rojewski, Jakub; Cabalzar, Urs; Teske, Sinan; Bütler, Thomas (2017): CNG mobility State-of-the-art technology. EMPA.

Baum, S.; Baier, U.; Judex, J.; Biollaz, S. (2008): Methanverluste bei der Biogasaufbereitung. Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie, ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften. Edited by BFE.

BFE Bundesamt für Energie (2019): Energiestrategie 2050. Monitoring-Bericht 2019. Kurzfassung. Available online at www.energiemonitoring.ch, checked on 3/3/2020.

Braun, Markus (2016): Sieben Kandidaten ziehen Bilanz. Das Ergebnis des trans aktuell-Fehrenkötter-Tests birgt nach zweieinhalb Jahren manche Überraschung. In *trans aktuell*, 2016 (Nr.19), checked on 4/28/2020.

Duttwiler, Sibylle; Büeler, Elmar; Anspach, Victor; Scharfy, Deborah (2020): InfraBiogas. Schlussbericht. Edited by BFE Bundesamt für Energie. Flurlingen, checked on 8/26/2020.

DVGW (Ed.): Zukunft LNG: flüssiges Erdgas als sauberer Kraftstoff für schwere Lkw und Flottenfahrzeuge. Available online at https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/broschuere_zukunft_lng.pdf, checked on 11/14/2019.

DVGW, DENA, Dr. Dietrich Gerstein, Frederik Brandes (2019): LNG kann Grün! Erneuerbares LNG – LRG (Liquefied Renewable Gas).

Edel, Matthias; Jegal, Jakob; Siegemund, Stefan (2019): dena-Studie Bio-LNG: Bio-LNG - eine erneuerbare und emissionsarme Alternative im Strassengüter- und Schiffsverkehr. Potenziale, Wirtschaftlichkeit und Instrumente. With assistance of Patrick Schmidt, Werner Weindorf. Edited by Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).

Edwards, Robert; Hass, Heiz; Larivé, Jean-Francois; Lonza, Laura; Maas, Heiko; Rickeard, David (2014a): Well-To-Wheels Report, JEC Well-to-Wheels Analysis. Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context. Technical Report Version 4.a. European Commission, JEC - Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE collaboration, Technical Report Version 4.a.

Edwards, Robert; Larivé, Jean-Francois; Rickeard, David; Weindorf, Werner (2014b): Well-To-Tank Report, JEC Well-to-Wheels Analysis. Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context. Technical Report Version 4.a. European Commission, JEC - Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE collaboration.



Exergia et al. (2015): Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas". EXERGIA S.A., E3M-Lab (Economics Energy Environment Modelling Laboratory), National Technical University of Athens and COWI A/S.

Federal Office for the Environment FOEN, Climate Division (2021): Switzerland's Greenhouse Gas Inventory 1990–2019. National Inventory Report, Including reporting elements under the Kyoto Protocol. Bern.

Giorgos Mellios (EMISIA S.A.), Evi Gouliarou (2018): Greenhouse gas intensities of road transport fuels in the EU in 2018. Monitoring under the Fuel Quality Directive, checked on 8/2/2021.

Green Car Reports (2015): EU Regulators Dilute New Emission Rules To Allow 2.1 Times The Legal Limits Until 2020. Available online at https://www.greencarreports.com/news/1100703_eu-regulators-dilute-new-emission-rules-to-allow-2-1-times-the-legal-limits-until-2020.

Haas, Heinz; Huss, Arno; Maas, Heiko (2014): Tank-to-Wheels Report - Version 4.a. Well-to-Wheels analysis of future automotive fules and powertrains in the European context, checked on 3/25/2020.

Hilpert, Markus; Rule, Ana Maria; Adria-Mora, Bernat; Tiberi, Tedmund (2019): Vent pipe emissions from storage tanks at gas stations: Implications for setback distances. In *The Science of the total environment* 650 (Pt 2), pp. 2239–2250. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2018.09.303.

Kollamthodi, Sujith; Norris, John; Dun, Craig (2016): The role of natural gas and biomethane in the transport sector. Final Report. Report by Ricardo Energy&Environment on behalf of Transport & Environment (T&E).

Krebs, Luana; Frischknecht, Rolf (2021): Umweltbilanz Strommixe Schweiz 2018. Edited by treeze Ltd., checked on 8/23/2021.

Kröger, Kerstin; Köppel, Wolfgang (2019): Wissenschaftliche Begleitung eines Demonstrationsprojektes zum Einsatz von LNG als Kraftstoff für LKW. AT 16 12 092. Edited by DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. Technisch-wissenschaftlicher Verein. Berlin, checked on 4/28/2020.

Lischke, A.; Windmüller, D.; Wurster, R.; Weindorf, W.; Heidt, Ch.; Naumann, K. (2015): Identifizierung von Hemmnissen der Nutzung von LNG und CNG im schweren Lkw-Verkehr sowie Möglichkeiten zu deren Überwindung. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ).

Masnadi, M. S.; et al. (2018): Global carbon intensity of crude oil production - New data enable targeted policy to lessen GHG emissions. In *Science, Policy Forum, Energy and Climate* 361 (6495).

Pérez Souto, José Luis; Ferrera, Massimo; Leclercq, Nadège; Matchett, Mark; Magnusson, Ingemar (2019): LNG - Trucks Euro V technical solutions. Deliverable 2.1. Project Consortium EU Project LNG Blue Corridors.

Peters-von Rosenstiel, Dirk; Siegemund, Stefan; Bünger, Ulrich; Schmidt, Patrick; Weindorf, Werner; Wurster, Reinhold et al. (2015): LNG in Deutschland: Flüssigerdgas und erneuerbares Methan im Schwerlastverkehr. Potenzialanalyse und Politikempfehlungen für einen erfolgreichen Markteintritt. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Energieeffiziente Verkehrssysteme.

Prussi M; Yugo M; De Prada L; Padella M; Edwards R (2020): JEC Well-To-Wheels report v5. Anticipation and foresight, Technical guidance. In 1831-9424 (KJ-NA-30284-EN-N (online)). DOI: 10.2760/100379.



Schuller, Oliver; Reuter, Benjamin; Hengstler, Jasmin; Whitehouse, Simon; Zeitzen, Lena (2017): Greenhouse Gas Intensity of Natural Gas. Final Report. Edited by Thinkstep on behalf of the Natural & bio Gas Vehicle Association (NGVA Europe).

Shell Deutschland; DLR Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; TUHH Technische Universität Hamburg (Eds.) (2019): Shell LNG Study: Liquefied natural gas - new energy for ships and trucks? Facts, Trends and Perspectives. With assistance of Jörg Adolf, Christoph Balzer, Max Kofod, Barbara Lenz, Andreas Lischke, Gunnar Knitschky et al. Available online at https://www.shell.de/medien/shell-publikationen/shell-lng-studie/_jcr_content/par/toptasks.stream/1570447648817/3cb7ff696a24326140f5b19765408059c494ca88/lng-study-uk-18092019-einzelseiten.pdf.

Sihvonen, Jori (2018): CNG and LNG for vehicles and ships - the facts. Transport and Environment.

Tybirk, K.; Solberg, F. E.; Wennerberg, P.; Wiese, F.; Danielsen, C. G. (2018): Biogas Liquefaction and use of Liquid Biomethane. Status on the market and technologies available for LNG/LBG/LBM of relevance for biogas actors in 2017.

UBA (2017): Berechnung von Treibhausgas (THG)-Emissionen verschiedener Energieträger. Available online at <http://www5.umweltbundesamt.at/emas/co2mon/co2mon.html>, checked on 2/13/2019.

UBA (2019): Wie klimafreundlich ist LNG? Kurzstudie zur Bewertung der Vorkettenemissionen bei Nutzung von verflüssigtem Erdgas (LNG). Im Auftrag des Umweltbundesamtes. With assistance of J. Wachsmuth, S. Oberle, A. Zubair, W. Köppel. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe; DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), Karlsruhe.

Verbeek, R.; Verbeek, M. (2015): LNG for trucks and ships: fact analysis. Review of pollutant and GHG emissions. Netherlands Organisation for Applied Scientific Research (TNO).

Vermeulen, R. J. (2019): Emissions testing of a Euro VI LNG-diesel dual fuel truck in the Netherlands. 2019 R10193. Edited by TNO Traffic & Transport, checked on 11/14/2019.

Vos Logistics (2016): Sustainable transport with LNG trucks. White Paper.

Wietschel, M.; Kühnbach, M.; Rüdiger, R. (2019a): Die aktuelle Treibhausgasemissionsbilanz von Elektrofahrzeugen in Deutschland. Working Paper Sustainability and Innovation, No. S 02/2019.. Fraunhofer ISI: Karlsruhe.

Wietschel, Martin; Moll, Cornelius; Oberle, Stella; Lux, Benjamin; Timmerberg, Sebastian; Neuling, Ulf et al. (2019b): Klimabilanz, Kosten und Potenziale verschiedener Kraftstoffarten und Antriebssysteme für Pkw und Lkw. Endbericht, checked on 3/25/2020.

Wurster, R.; Weindorf, W.; Zittel, W.; Schmidt, P.; Heidt, C.; Lambrecht, U. et al. (2014): LNG as an alternative fuel for the operation of ships and heavy-duty vehicles. Short study in the context of the scientific supervision, support and guidance of the BMVI in the sec-tors Transport and Mobility with a specific focus on fuels and pro-pulsion technologies, as well as energy and climate. Edited by Federal Ministry of Transport and Digital Infrastructure (BMVI), checked on 4/28/2020.

Zah, Rainer; Del Duce, Andrea (2015): Ökobilanz des Vergärwerks und der Biogas-Aufbereitungsanlage Werdhölzli. Schlussbericht. Edited by energie360°. Quantis, checked on 4/28/2020.